

Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen

**Bereitstellung und energetische
Nutzung organischer Rest- und
Abfallstoffe sowie Nebenprodukte
als Einkommensalternative für die
Land- und Forstwirtschaft**

– Möglichkeiten, Chancen und Ziele –

**L. Leible, A. Arlt, B. Fürniß, S. Kälber,
G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, C. Rösch,
D. Wintzer**

**Institut für Technikfolgenabschätzung und
Systemanalyse**

Forschungszentrum Karlsruhe

in der Helmholtz-Gemeinschaft

Wissenschaftliche Berichte

FZKA 6882

Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen

*Bereitstellung und energetische Nutzung organischer
Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als
Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft
– Möglichkeiten, Chancen und Ziele –*

L. Leible, A. Arlt, B. Fürniß, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange,
E. Nieke, Chr. Rösch und D. Wintzer

Institut für Technikfolgenabschätzung und
Systemanalyse

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

2003

Impressum der Print-Ausgabe:

**Als Manuskript gedruckt
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor**

**Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 3640, 76021 Karlsruhe**

**Mitglied der Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft
Deutscher Forschungszentren (HGF)**

ISSN 0947-8620

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des *Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft* unter dem Förderkennzeichen 97/NR219 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf nationaler und EU-Ebene zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Hohe Erwartungen werden hierbei v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse – insbesondere an biogene Reststoffe und Abfälle – geknüpft. Hierbei stehen Bemühungen zur Verringerung der Emission treibhausrelevanter Gase im Vordergrund. Vor diesem Hintergrund wurde von ITAS – im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) – eine systemanalytische Untersuchung mit der Zielsetzung durchgeführt, die Chancen einer energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen zu analysieren und nach einer Bewertung entsprechende Empfehlungen für eine Veränderung der gegebenen Rahmenbedingungen und Förderstrategien abzuleiten.

Zunächst wurden in der Studie Abschätzungen zum Aufkommen und zur Zusammensetzung der für eine energetische Nutzung verfügbaren biogenen Reststoffe und Abfälle in Deutschland – ergänzt um entsprechende Analysen zu Ländern der EU – durchgeführt. Daran schlossen sich detaillierte Prozesskettenanalysen zur Bereitstellung (Erfassung, Konditionierung, Transport, Lagerung) und energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zur Wärme- und Stromproduktion an.

In Deutschland beträgt das jährlich verfügbare Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen, das potenziell für eine energetische Nutzung zur Verfügung steht, rd. 75 Mio. Mg an organischer Trockensubstanz (oTS), v.a. bestimmt durch Waldrestholz, Industrie- und Altholz, Getreidestroh und Gülle. Darüber hinaus könnten weitere 5 bis 15 Mio. Mg oTS in der Landwirtschaft und im produzierenden Gewerbe erschlossen werden. Das Aufkommen von 75 bzw. 90 Mio. Mg oTS entspricht rd. 9 bzw. 11 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs und ist somit keinesfalls als gering einzustufen.

Beim Vergleich der verschiedenen Technologien wird deutlich, dass die derzeitigen Produktionskosten für Wärme und Strom aus biogenen Reststoffen und Abfällen gegenüber den fossilen Alternativen i.d.R. noch nicht wettbewerbsfähig sind. Neben der Co-Verbrennung und Co-Vergasung in Steinkohlekraftwerken sind es zunächst die großen Biogas- und Klärgasanlagen, die die Wettbewerbsfähigkeit erreichen können.

Im Vergleich zu anderen Maßnahmen der CO₂-Minderung stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei den in der Studie betrachteten Verfahren der Bio- und Klärgasnutzung bzw. der Verbrennung und Vergasung von biogenen Reststoffen und Abfällen als sehr interessant dar. Die erzielbaren Beschäftigungseffekte sind zwar als positiver Nebeneffekt anzuerkennen, können jedoch nicht als Hauptmotiv für die Förderung der energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle angeführt werden.

Energy from biogenic residues and waste

Current political objectives and requirements on both the national and EU level aim at raising significantly the share of renewable energy sources in energy supply. High expectations are mainly tied to the use of biomass for energy, in particular of biogenic residues and waste. The main focus here is on reducing the emissions of greenhouse gases. Against this background, a systems analysis was conducted by ITAS – funded by the German Federal Ministry of Consumer Protection, Food and Agriculture (BMVEL) – with the objective to analyse and assess the chances of utilisation of biogenic residues and waste for energy. Based on the results, recommendations for a modification of the given framework conditions and promotion strategies are developed.

Initially, volumes and compositions of the biogenic residues and waste that are available in Germany and suitable for energy use, were estimated, supplemented by corresponding analyses of EU member states. This was followed by detailed process chain analyses of the supply (gathering, conditioning, transport, storage) and use of biogenic residues and waste for heat and electricity production.

In Germany, the annual volume of biogenic residues and waste available for energy use amounts to about 75 million Mg of dry organic matter (dom), above all wood residues from forestry and industry, waste wood, cereal straw and liquid manure. Furthermore, 5 to 15 million Mg dom from agriculture and industry could be made accessible. The amount of 75 and 90 million Mg dom corresponds to about 9 and 11 % of the present primary energy consumption, respectively, and is far from being marginal.

Comparison of the different technologies reveals that the present production costs of heat and electricity from biogenic residues and waste are not yet competitive with those of fossil alternatives. Apart from co-combustion and co-gasification in hard coal power plants, the large biogas and sewage gas plants may be the first to achieve competitiveness.

In comparison to other instruments of CO₂ reduction, the achievable CO₂ mitigation costs of the technologies considered in this study, such as biogas and sewage gas utilisation as well as the combustion and gasification of biogenic residues and waste, are very interesting. Although the achievable employment effects are acknowledged as positive spin-off, they cannot be given as a major reason for promoting the use of biogenic residues and waste for energy supply.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zusammenfassung	1
Zielsetzung und methodisches Vorgehen	1
Aufkommen und Zusammensetzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe.....	2
Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle	4
Gegenüberstellung der Verfahren zur energetischen Nutzung	5
Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in der EU.....	8
Schlussfolgerungen und Empfehlungen	9
1 Zielsetzung und Aufbau der Studie.....	11
1.1 Zielsetzung.....	11
1.2 Aufbau der Studie	12
1.3 Methodisches Vorgehen	14
1.3.1 Auswahl der Prozessketten und Datengrundlage.....	14
1.3.2 Kennwerte zu den biogenen Reststoffen und Abfällen	15
1.3.3 Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit.....	16
1.3.4 Abschätzungen zu den treibhausrelevanten Emissionen	17
1.3.5 Abschätzungen zu den Beschäftigungseffekten	18
2 Aufkommen und Zusammensetzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe.....	21
2.1 Auswahl der Rest- und Abfallstoffe	21
2.2 Aufkommen	25
2.2.1 Getreidestroh.....	25
2.2.2 Gülle.....	28
2.2.3 Schwach- und Waldrestholz	30
2.2.4 Industrierestholz.....	33
2.2.5 Altholz	35
2.2.6 Bio- und Grünabfall	37
2.2.7 Schlachtnebenprodukte und Tiermehl	39
2.2.8 Restmüll	41
2.2.9 Klärschlamm	43
2.2.10 Zusammenfassung	46
2.3 Zusammensetzung	48
2.4 Derzeitiger Umfang der energetischen Nutzung	54
3 Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe.....	57
3.1 Methodisches Vorgehen	57
3.2 Erfassung	62
3.2.1 Bergung von Stroh.....	62

3.2.2	Erfassung von Waldrestholz und Altholz.....	63
3.2.3	Kommunale Sammlung von Bioabfällen und Sperrmüll	65
3.3	Konditionierung	67
3.3.1	Waldrestholz.....	67
3.3.2	Industrierestholz	70
3.3.3	Altholz.....	73
3.3.4	Klärschlamm	74
3.4	Lagerung.....	79
3.5	Transport	81
3.5.1	Transport mit landwirtschaftlichen Zügen	83
3.5.2	Transport mit Lkw.....	84
3.5.3	Transport auf der Schiene	86
3.5.4	Exemplarischer Vergleich der Transportarten	88
3.6	Bereitstellung insgesamt	92
3.6.1	Kosten.....	92
3.6.2	Beschäftigungseffekte	96
3.6.3	CO ₂ -Emissionen	98
3.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	100
4	Verfahren der energetischen Nutzung	103
4.1	Rahmenbedingungen.....	103
4.1.1	Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen.....	103
4.1.2	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	107
4.2	Referenztechnologien mit fossilen Energieträgern	114
4.2.1	Ausgewählte Verfahren.....	114
4.2.2	Technische Kenndaten	115
4.2.3	Wirtschaftlichkeit	117
4.2.4	Beschäftigungseffekte	118
4.2.5	CO ₂ -Emissionen	119
4.3	Bereitstellung und Nutzung von Biogas.....	120
4.3.1	Stand der Nutzung.....	121
4.3.2	Ausgewählte Verfahren.....	124
4.3.3	Wirtschaftlichkeit	128
4.3.4	Beschäftigungseffekte	132
4.3.5	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten.....	134
4.3.6	Zusammenfassung.....	135
4.4	Bereitstellung und Nutzung von Klärgas	137
4.4.1	Stand der Nutzung.....	137

4.4.2	Ausgewählte Verfahren	140
4.4.3	Wirtschaftlichkeit.....	143
4.4.4	Beschäftigungseffekte.....	144
4.4.5	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten	145
4.4.6	Zusammenfassung	145
4.5	Verbrennung	147
4.5.1	Stand der Nutzung	147
4.5.2	Ausgewählte Verfahren	148
4.5.3	Wirtschaftlichkeit.....	154
4.5.4	Beschäftigungseffekte.....	164
4.5.5	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten	166
4.5.6	Zentrale Wärmeversorgung auf biogener oder fossiler Basis.....	170
4.5.7	Zusammenfassung	171
4.6	Vergasung	174
4.6.1	Stand der Nutzung	174
4.6.2	Ausgewählte Verfahren	174
4.6.3	Wirtschaftlichkeit.....	177
4.6.4	Beschäftigungseffekte.....	184
4.6.5	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten	187
4.6.6	Zusammenfassung	188
5	Gegenüberstellung der Verfahren und Bewertung	191
5.1	Technischer Stand und Eignung der Verfahren	191
5.2	Wirtschaftlichkeit.....	192
5.3	Beschäftigungseffekte.....	196
5.4	CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten	198
6	Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in der EU.....	201
6.1	Stand und Perspektiven in der EU	202
6.1.1	Erneuerbare Energieträger	202
6.1.2	Biogene Reststoffe und Abfälle.....	203
6.2	Stand und Perspektiven in ausgewählten Ländern der EU	208
6.2.1	Deutschland	208
6.2.2	Österreich.....	212
6.2.3	Finnland	212
6.2.4	Dänemark.....	214
6.2.5	Niederlande	215
6.3	Rahmenbedingungen und Förderstrategien	216
6.3.1	Freiwillige Maßnahmen.....	216

6.3.2	Staatliche Preisgarantien	217
6.3.3	Staatliche Mengenregulierungen (Quotenmodelle)	217
6.3.4	Investitionsförderung	220
6.3.5	Fazit.....	221
6.4	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	221
7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	225
7.1	Aufkommen und Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe.....	225
7.2	Verfahren der energetischen Nutzung.....	226
7.2.1	Biogas und Klärgas	226
7.2.2	Verbrennung und Vergasung	227
7.3	Vergleichende Gegenüberstellung der Verfahren und Förderstrategien.....	228
Literatur	231
	Literatur zu Kap. 1	231
	Literatur zu Kap. 2	231
	Literatur zu Kap. 3	235
	Literatur zu Kap. 4	235
	Literatur zu Kap. 5	236
	Literatur zu Kap. 6	243
Anhang	247
	Anhang zu Kap. 3.....	247
	Anhang zu Kap. 4.2.....	259
	Anhang zu Kap. 4.3.....	262
	Anhang zu Kap. 4.4.....	264
	Anhang zu Kap. 4.5.....	265
	Anhang zu Kap. 4.6.....	271

Verzeichnis der Tabellen

Tab.-Nr.:		Seite
Tab. 1.1:	Biogene Reststoffe und Abfälle – Gehalte an TS und oTS, Schüttdichten und Heizwerte (H_u).....	15
Tab. 1.2:	Preisannahmen für die fossilen Energieträger (ohne MWSt.)	16
Tab. 1.3:	Unterstellte Lohnansätze und Arbeitskapazitäten für die kalkulierten Arbeitskosten.....	17
Tab. 1.4:	Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung fossiler Energieträger.....	17
Tab. 1.5:	Kennwerte zur Ermittlung der Beschäftigungseffekte in Deutschland...	19
Tab. 2.1:	Biomasseverordnung – Zusammenstellung der als Biomasse anerkannten Stoffe	23
Tab. 2.2:	Biomasseverordnung – Zusammenstellung der nicht als Biomasse anerkannten Stoffe	24
Tab. 2.3:	Aufkommen an Getreidestroh in Deutschland (1999)	26
Tab. 2.4:	Abschätzung der für eine außerlandwirtschaftliche Nutzung verfügbaren Strohmenge in Deutschland (1999).....	28
Tab. 2.5:	Abschätzungen zum Aufkommen an Gülle, Festmist und zum Strohbedarf in der Viehhaltung in Deutschland (1999).....	29
Tab. 2.6:	Energieholzpotenzial für 2005, differenziert nach Baumartengruppe und unterer Aufarbeitungsgrenze (8 cm bzw. 12 cm).....	31
Tab. 2.7:	Kosten der Hackschnitzelproduktion aus Schwachholz und Waldrestholz frei Waldstraße	32
Tab. 2.8:	Aufkommen an Hackschnitzeln in Abhängigkeit vom Hackschnitzelpreis frei Waldstraße.....	33
Tab. 2.9:	Aufkommen und Verwendung von Industrierestholz in Deutschland...	34
Tab. 2.10:	Altholzkategorien nach der Altholzverordnung.....	35
Tab. 2.11:	Aufkommen und Verwendung von Altholz in Deutschland.....	36
Tab. 2.12:	Status quo der Getrenntsammlung und Kompostierung/Vergärung von Bio- und Grünabfällen in Deutschland (1997).....	38
Tab. 2.13:	Einsatz an Rohmaterial und Aufkommen an Erzeugnissen in der Fleischmehlindustrie in Deutschland	40
Tab. 2.14:	Aufkommen und Behandlung von Hausmüll, Sperrmüll und hmä. Gewerbeabfall in Deutschland im Jahr 1999	42
Tab. 2.15:	Entwicklung des Aufkommens und der Entsorgung kommunaler Klärschlämme in Deutschland	44
Tab. 2.16:	Entwicklung der landwirtschaftlichen Verwendung der anfallenden kommunalen Klärschlämme in Deutschland	44

Tab. 2.17:	Klärschlämme aus dem Bereich „Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau“ – Entwicklung des Aufkommens und der Entsorgung.....	45
Tab. 2.18:	Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an TS, oTS, C, H _u und Volumengewicht.....	49
Tab. 2.19:	Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an Nährstoffen (N, P, K, Mg, Ca).....	52
Tab. 2.20:	Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an Schwermetallen (Cd, Hg, Zn, Cu, Cr, Ni, Pb).....	53
Tab. 3.1:	Eigenschaften biogener Reststoffe und Abfälle im ursprünglichen Zustand	57
Tab. 3.2:	Datenbasis für die einzelnen Transporttypen	58
Tab. 3.3:	Erfassung und Transport der betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle	59
Tab. 3.4:	Kenngößen zur Bergung von Stroh.....	63
Tab. 3.5:	Erfassungsvarianten für Waldrestholz.....	64
Tab. 3.6:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der kommunalen Sammlung von Bioabfall, Rest- und Sperrmüll.....	66
Tab. 3.7:	Dimensionierungsdaten für die Bereitstellung trockener Holzspäne aus Waldrestholz.....	68
Tab. 3.8:	Kosten, Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Zerspannung von Hackschnitzeln.....	68
Tab. 3.9:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der thermischen Trocknung von Hackspänen im Trommeltrockner	70
Tab. 3.10:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Zerkleinerung von Industrierestholz.....	72
Tab. 3.11:	Kosten, Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Pelletierung von Holzspänen.....	72
Tab. 3.12:	Kosten, Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Aufbereitung von Altholz in einer Komplettanlage	73
Tab. 3.13:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Eindickung von Klärschlamm	75
Tab. 3.14:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Entwässerung von Klärschlamm mit der Siebbandpresse.....	77
Tab. 3.15:	Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der thermischen Trocknung von Klärschlamm mit einem zweistufigen Dünnschicht-/Bandtrockner	79
Tab. 3.16:	Kosten, Energieverbrauch, CO ₂ -Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Lagerung von Waldrestholz, Altholz und Klärschlamm.....	80
Tab. 3.17:	Maximale Transportmaße und Gesamtgewichte für Straßen- und Schienentransporte.....	81

Tab. 3.18:	Bereitstellungskosten der betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle.....	92
Tab. 3.19:	Beschäftigungseffekte bei der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle.....	96
Tab. 3.20:	CO ₂ -Emissionen bei der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle.....	98
Tab. 4.1:	Erneuerbare Energieträger – mittel- und längerfristige Zielsetzungen der Politik.....	104
Tab. 4.2:	Gegenüberstellung der Vergütungssätze für die Stromeinspeisung nach dem Stromeinspeisungsgesetz (1990/1994) und dem EEG (2000).....	105
Tab. 4.3:	KfW bzw. BAFA geförderte Anlagen nach dem Förderprogramm erneuerbare Energien (Zeitraum: 9/1999-8/2001).....	107
Tab. 4.4:	Immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren von Energieanlagen in Abhängigkeit von Anlagenart, Brennstoff und Feuerungs-wärmeleistung.....	112
Tab. 4.5:	Auswahl der fossilen Referenztechnologien.....	114
Tab. 4.6:	Technische Kenndaten zu den fossilen Referenztechnologien.....	116
Tab. 4.7:	Kennwerte zur Ökonomie bei fossilen Referenztechnologien.....	117
Tab. 4.8:	Beschäftigungseffekte bei fossilen Referenztechnologien.....	118
Tab. 4.9:	Kennwerte zu den CO ₂ -Emissionen der fossilen Referenzen.....	119
Tab. 4.10:	Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland – Ergebnis einer aktuellen Umfrage.....	124
Tab. 4.11:	Technische Kenngrößen der Biogasanlagen.....	125
Tab. 4.12:	Kennwerte zur Ökonomie der Biogasanlagen.....	129
Tab. 4.13:	Beschäftigungseffekte bei Biogasanlagen.....	133
Tab. 4.14:	Kennwerte zu CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten.....	134
Tab. 4.15:	Faulraumbelastung auf kommunalen Kläranlagen.....	139
Tab. 4.16:	Technische Kenngrößen der Anlagen zur Klärgasgewinnung.....	140
Tab. 4.17:	Kennwerte zur Ökonomie der Klärgasgewinnung.....	143
Tab. 4.18:	Beschäftigungseffekte bei der Klärgasgewinnung.....	144
Tab. 4.19:	Kennwerte zu CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten.....	145
Tab. 4.20:	Verfahren der energetischen Nutzung: Verbrennung.....	149
Tab. 4.21:	Technische Kenngrößen der Verbrennungstechnologien.....	153
Tab. 4.22:	Kennwerte zur Ökonomie der Verbrennungstechnologien.....	155
Tab. 4.23:	Wärme- und Stromgestehungskosten bei der Verbrennung biogener Rest- und Abfallstoffe.....	158
Tab. 4.24:	Gegenüberstellung von kostendeckenden Preisen (Erlösen) für Rest- und Abfallstoffe, von Brennstoffkosten auf Vollkostenbasis und Marktpreisen; unter Berücksichtigung des EEG.....	162

Tab. 4.25:	Beschäftigungseffekte der Verbrennungstechnologien	165
Tab. 4.26:	Kennwerte zu CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten.....	168
Tab. 4.27:	Gegenüberstellung von Heizwerken auf Basis von Waldrestholz, Heizöl und Erdgas	170
Tab. 4.28:	Verfahren der energetischen Nutzung: Vergasung.....	176
Tab. 4.29:	Technische Kenngrößen der Vergasungsverfahren.....	177
Tab. 4.30:	Kennwerte zur Ökonomie der Vergasungstechnologien	179
Tab. 4.31:	Erzielbare Fernwärmeerlöse in Abhängigkeit der HKW-Größe	180
Tab. 4.32:	Strom- und Wärmegestehungskosten der Vergasungstechnologien	183
Tab. 4.33:	Beschäftigungseffekte der Vergasungstechnologien.....	186
Tab. 4.34:	Kennwerte zu CO ₂ -Minderung und CO ₂ -Minderungskosten.....	187
Tab. 6.1:	Bedeutung der erneuerbaren Energiequellen in der EU	202
Tab. 6.2:	Entwicklung der Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequel- len in der EU.....	203
Tab. 6.3:	Nutzung von Bioenergieträgern und ihre Einordnung in das Energie- system der EU-Länder 1998	205
Tab. 6.4:	Abschätzung von jährlich nutzbaren Potenzialen von Bioenergie- trägern in der EU (ohne Energiepflanzen).....	206
Tab. 6.5:	Stand der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle in ausgewählten Ländern der EU)	210
Tab. 6.6:	Mittel- bzw. längerfristige Perspektiven der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle in ausgewählten Ländern der EU	211
Tab. A 3.1:	Daten zu Ballenpressen für die Bergung von Stroh	247
Tab. A 3.2:	Daten zum landwirtschaftlichen Schlepper und zur Kettensäge	248
Tab. A 3.3:	Daten zur Erfassung von Waldrestholz	249
Tab. A 3.4:	Daten zur kommunalen Erfassung von Bioabfall, Rest- und Sperr- müll.....	250
Tab. A 3.5:	Daten zu den betrachteten Lagerarten	252
Tab. A 3.6:	Daten zum landwirtschaftlichen Güllefass und Anhänger	253
Tab. A 3.7:	Daten zu den Behältnissen für den Straßentransport.....	254
Tab. A 3.8:	Daten zu den Behältnissen für den Schienentransport und Kombi- nierten Verkehr	255
Tab. A 3.9:	Daten zu Radladern	255
Tab. A 3.10:	Annahmen zur Berechnung der Transportkosten landwirtschaftlicher Züge.....	256
Tab. A 3.11:	Daten zur Vollkostenrechnung für einen Lkw (Sattelzug).....	257
Tab. A 3.12:	Annahmen zur Berechnung der Transportkosten mit Lkw (Sattelzug).	258
Tab. A 3.13:	Annahmen für den Vor- und Nachlauf auf der Straße für Transporte mit Awilog-Mulden	258

Tab. A 3.14:	Einfluss der Lkw-Maut auf Gesamtkosten und Beschäftigungseffekte.....	258
Tab. A 4.1:	Daten zur Wärmeerzeugung in Zentralheizungsanlagen mit 30 kW Nennwärmeleistung als fossile Referenztechnologien.....	259
Tab. A 4.2:	Daten zur Wärmeerzeugung in Heizwerken mit 500 kW Nennwärmeleistung mit Nahwärmenetz als fossile Referenztechnologien...	260
Tab. A 4.3:	Daten zur Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken (500 MW _{el}) bzw. Strom- und Wärmeerzeugung in Erdgas-GuD-Anlagen als fossile Referenztechnologien	261
Tab. A 4.4:	Daten zu Gülle-Biogasanlagen.....	262
Tab. A 4.5:	Daten zu Gülle-Co-Vergärung und Bioabfall-Vergärung.....	263
Tab. A 4.6:	Daten zur anaeroben Stabilisierung auf Kläranlagen.....	264
Tab. A 4.7:	Daten zur Wärmeerzeugung beim Kachelofen, bei der Kleinfeuerung und beim Heizwerk	265
Tab. A 4.8:	Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 10 MW _{in} -Heizkraftwerk, wärmegeführt	266
Tab. A 4.9:	Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 30 MW _{in} -Heizkraftwerk, stromgeführt	267
Tab. A 4.10:	Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 67 MW _{in} -Heizkraftwerk, stromgeführt	268
Tab. A 4.11:	Daten zur alleinigen Stromerzeugung im 67 MW _{in} -Biomassekraftwerk (20 MW _{el})	269
Tab. A 4.12:	Daten zur Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk	270
Tab. A 4.13:	Fortschrittsfaktoren für Teilbereiche der Vergasertechnologien	271
Tab. A 4.14:	Prozentuale Änderung der spezifischen Investitionen beim Übergang von Holz auf halmartige Brennstoffe.....	273
Tab. A 4.15:	Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle I.....	275
Tab. A 4.16:	Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle II	276
Tab. A 4.17:	Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle III	277
Tab. A 4.18:	Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle IV	278

Verzeichnis der Abbildungen

Abb.-Nr.		Seite
Abb. 1:	Relative Bedeutung der biogenen Reststoffe und Abfälle am Gesamtaufkommen	2
Abb. 2:	Heizwert (H_u) biogener Rest- und Abfallstoffe in Abhängigkeit vom TS-Gehalt	3
Abb. 3:	Kosten der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle.....	4
Abb. 4:	Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten der in der Studie betrachteten Technologien	6
Abb. 5:	Gegenüberstellung der CO_2 -Minderungskosten der in der Studie betrachteten Technologien	8
Abb. 2.1:	Überblick über Herkunft und Art der biogenen Reststoffe und Abfälle.....	22
Abb. 2.2:	Entwicklung des erfassten Aufkommens an Bio- und Grünabfall in Deutschland.....	39
Abb. 2.3:	Entwicklung des Aufkommens an Hausmüll, Sperrmüll, hmä. Gewerbeabfall, Bio-/Grünabfall und Wertstoffen in Deutschland.....	43
Abb. 2.4:	Relative Bedeutung der biogenen Reststoffe und Abfälle am Gesamtaufkommen	46
Abb. 2.5:	Heizwerte (H_u) verschiedener biogener Rest- und Abfallstoffe in Abhängigkeit vom TS-Gehalt und H_u -Anforderung an eine selbstgängige Verbrennung.....	50
Abb. 2.6:	Nutzung erneuerbarer Energieträger in Deutschland 1999	54
Abb. 3.1:	Varianten zur Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Waldrestholz	61
Abb. 3.2:	Kommunale Sammlung von Bioabfall, Rest- und Sperrmüll	66
Abb. 3.3:	Prozesskettenglieder der Konditionierung	67
Abb. 3.4:	Kosten der Holzspantrocknung mit einem indirekt beheizten Trommeltrockner.....	69
Abb. 3.5:	Kosten der Zerkleinerung von stückigem Industrierestholz mit mobilen Maschinen	71
Abb. 3.6:	Kosten der Eindickung von Überschussschlamm	74
Abb. 3.7:	Kosten der Entwässerung von Klärschlamm	76
Abb. 3.8:	Kosten der Klärschlamm-trocknung mit einem zweistufigen Dünnschicht-/Bandtrockner	78
Abb. 3.9:	Entfernungsabhängige Transportkosten landwirtschaftlicher Züge.....	84
Abb. 3.10:	Entfernungsabhängige Transportkosten für Lkw-Transporte	86
Abb. 3.11:	Transportkosten des Güterverkehrs auf der Schiene im Einzelwagenverkehr	87

Abb. 3.12:	Transportkosten von Waldrestholz (HS), Stroh und Klärschlamm in Abhängigkeit vom TS-Gehalt und der Transportentfernung.....	89
Abb. 3.13:	Auswirkungen einer Lkw-Maut auf die Transportkosten von entwässertem Klärschlamm.....	90
Abb. 3.14:	CO ₂ -Emissionen beim Lkw- und Schienentransport von Altholz.....	91
Abb. 3.15:	Kosten der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle	95
Abb. 4.1:	Maßgebliche europäische und deutsche Regelungen bei der energetischen Nutzung von Reststoffen und Abfällen	108
Abb. 4.2:	Größenverteilung der installierten Leistung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen.....	122
Abb. 4.3:	Größenverteilung der nach dem Marktanreizprogramm von der KfW geförderten Biogasanlagen in Deutschland (Zeitraum: 09.1999 bis 08.2001).....	123
Abb. 4.4:	Spezifische Investitionen der nach dem Marktanreizprogramm von der KfW geförderten Biogasanlagen	126
Abb. 4.5:	Stromgestehungskosten aus Biogas – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung.....	131
Abb. 4.6:	Verteilung der Stabilisierungsverfahren auf kommunalen Kläranlagen (in % der TM).....	138
Abb. 4.7:	Schema zum Energiekonzept auf Kläranlagen.....	141
Abb. 4.8:	Strom- und Wärmebilanz für eine anaerobe Stabilisierung auf Kläranlagen (200.000 EW).....	142
Abb. 4.9:	Aufbereitung und Co-Vergärung von Bioabfällen auf der Kläranlage Baden-Baden	142
Abb. 4.10:	Einordnung der ausgewählten Verfahren zur Verbrennung biogener Rest- und Abfallstoffe (in Anlehnung an Heinrich und Jahraus (2001))	150
Abb. 4.11:	Wärmegestehungskosten bei der Verbrennung – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung	159
Abb. 4.12:	Stromgestehungskosten bei der Verbrennung – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung	161
Abb. 4.13:	Beschäftigungseffekte der Verbrennungstechnologien	166
Abb. 4.14:	CO ₂ -Minderungskosten der Verbrennungstechnologien.....	169
Abb. 4.15:	Spezifische Investitionen bei der Vergasung.....	180
Abb. 4.16:	Stromgestehungskosten der Vergasungstechnologien – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung.....	181
Abb. 4.17:	Vergleich von Kostenunterdeckung und Brennstoffkosten bei den Vergasungstechnologien.....	184
Abb. 4.18:	Beschäftigungseffekte bei den Vergasungstechnologien	185
Abb. 4.19:	CO ₂ -Minderungskosten der Vergasungstechnologien.....	188
Abb. 5.1:	Heizwert (H _u) von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Abhängigkeit vom TS-Gehalt	192

Abb. 5.2:	Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten der in der Studie betrachteten Technologien	194
Abb. 5.3:	Netto-Beschäftigungseffekte bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle.....	197
Abb. 5.4:	Gegenüberstellung der Netto-CO ₂ -Minderung der in der Studie betrachteten Technologien	198
Abb. 5.5:	Gegenüberstellung der CO ₂ -Minderungskosten der in der Studie betrachteten Technologien	199
Abb. 5.6:	Resultierende CO ₂ -Minderungskosten aus einem 40 %-igen Reduktionsszenario.....	200

Verzeichnis der Abkürzungen

Abkürzung	Langfassung	Erläuterung
A		
a	lat. anno = Jahr	
ACTS	Abroll-Container-Transport-System	Container-System, geeignet für den kombinierten Straßen- und Schienentransport
Ah	Arbeitsstunden	
AK	Arbeitskraft	
aTS	anorganische Trockensubstanz	
ATV	Abwassertechnische Vereinigung	
B		
Bh	Betriebsstunden	
BHD	Brusthöhdurchmesser	Stammdurchmesser in 1,30 m Höhe über Grund
BHKW	Blockheizkraftwerk	technischer Apparat zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und nutzbarer Wärme
BTA	Biotechnische Abfallverwertung GmbH & Co KG, München	
E		
EW	Einwohner	Einheit für die Belastung bzw. Auslegung einer Kläranlage; Summe der angeschlossenen Einwohner und der industriellen Einwohnergleichwerte
F		
FB	Festbett	Verfahren der Vergasung
FKW	Fluorkohlenwasserstoff	Treibhausgas, dessen Reduktion im Rahmen von Klimakonventionen beschlossen wurde
FM	Frischmasse	Als Frischmasse wird die Substanz im frischen Zustand bezeichnet
G		
GK	Größenklasse	in der Abwassertechnischen Verordnung (AbwV), Anhang 1 festgeschriebene Einteilung der Kläranlagen in Größenklassen
GuD	Gas- und Dampf	(meist mit Erdgas betriebenes) Gas- und Dampfkraftwerk
GVE	Großvieheinheit	entspricht einem Tier mit 500 kg Lebendgewicht
H		
H _u	unterer Heizwert	Die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs freiwerdende Wärmemenge abzüglich der Verdampfungswärme des im Abgas enthaltenen Wassers
HEL	Heizöl extra leicht	spez. Gewicht 0,84 kg/L, Heizwert 42,7MJ/kg
HKW	Heizkraftwerk	Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme
hmä.	hausmüllähnlich	Beschaffenheit der Abfallfraktion des Gewerbemülls, deren Zusammensetzung der des Hausmülls entspricht
HS	Hackschnitzel	
J		
J	Joule	Maßeinheit für den Energiegehalt: 1 J = 1kg*m ² /s ² 1 MJ = 10 ⁶ Joule (Megajoule) 1 TJ = 10 ¹² Joule (Terajoule) 1 PJ = 10 ¹⁵ Joule (Petajoule)
K		
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	
KS	Klärschlamm	

Abkürzung	Langfassung	Erläuterung
KURT	K ostenorientierte U nverbindliche R ichtsatz- T abellen für den Güterkraftverkehr	Herausgegeben vom Bundesverband des deutschen Güterkraftverkehrs (BDG) (s. Literatur zu Kap. 3, BDG (1999))
kW	K ilowatt	= $10^3 \text{ W} = 10^3 \text{ Js}^{-1}$
kW _{el}	Kilowatt elektrisch	Endenergie (Leistung) in Form von Strom
kW _{in}	Kilowatt Input	Brennstoffleistung Input, gemessen in H _u
kW _w	Kilowatt Wärme	Endenergie (Leistung) in Form von Wärme
kWh	K ilowattstunde	= $10^3 \text{ Wh} = 3.600 \text{ kJ}$
KWK	K raft- W ärme- K opplung	Verfahren zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme
L		
ldw.	l andwirtschaftlich	
LF	l andwirtschaftlich genutzte F läche	
M		
MAT	M üll- und A bfall T echnik GmbH, München	
Mg	M egagramm	= $10^6 \text{ g} = 10^3 \text{ kg} = 1 \text{ t}$
MVA	M üllverbrennungs A nlage	
MW	M egawatt	= $10^3 \text{ kW} = 10^6 \text{ W} = 10^6 \text{ Js}^{-1}$
MWh	M egawattstunde	= 10^6 Wh
N		
Nm ³	N ormkubik m eter	ein Kubikmeter Gasvolumen unter Normalbedingungen von 1 atm (=1,01325 bar) und 0 °C (=273,15 K)
NO _x	Stickoxide	Emissionen aus Kraftwerken, Industrieanlagen, Haushalten und Verkehr
NWL	N ennwertleistung	thermische oder elektrische Leistung einer Anlage
O		
oTS	o rganische T rockensubstanz	organischer Anteil der Trockensubstanz, näherungsweise gleich dem Glühverlust
P		
PCB	P olychlorierte B iphenyle	Aromatische Verbindungen mit zwei C-C-gebundenen Benzolringen, deren H-Atome mehrfach durch Chloratome substituiert sind.
PCB/PCT	P olychlorierte B iphenyle und p olychlorierter T erphenyle	
PEV	P rimärenergieverbrauch	Verbrauch an primären Energieträgern (z.B. Kohle), gemessen in J (Joule)
R		
REG	r egenerative Energiequellen	synonym: erneuerbare Energieträger (Sonnenenergie, Wasserkraft, Windenergie, Biomasse, Geothermie)
RÖE	R ohöleinheit	1 kg RÖE = 41.868 kJ = 11,63 kWh = 0,0074 barrel
S		
Srm	S chüttraum m eter	
T		
tkm	T onnen k ilometer	= Mg*km; Verkehrsleistung
TM	T rocken m asse	
TS	T rockensubstanz	
W		
WS	W irbelschicht	Verfahren der Vergasung
Z		
ZWS	z irkulierende W irbelschicht	Verfahren der Vergasung

Zusammenfassung

Zielsetzung und methodisches Vorgehen

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf nationaler und EU-Ebene, wie z.B. die Gemeinschaftsstrategie und der Aktionsplan der EU zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger, das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Biomasse-Verordnung, zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Hohe Erwartungen werden hierbei v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse (insbesondere biogene Reststoffe und Abfälle) geknüpft.

Darüber hinaus zielen Bemühungen auf die Verringerung von CO₂-Emissionen und anderen treibhausrelevanten Gasen, die mit der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen und Reststoffen realisiert werden kann.

Vor diesem Hintergrund wurde von ITAS die vorliegende Studie durchgeführt, mit der Zielsetzung, die Chancen einer energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen zu analysieren und einer Bewertung zuzuführen. Dabei wurden u.a. die nachfolgenden, bestimmenden Fragestellungen bearbeitet:

- Welche Aufkommensmengen an biogenen Reststoffen und Abfällen stehen derzeit zur Verfügung, welche Entwicklungstendenzen sind erkennbar?
- Welche Bedeutung haben Erfassung, Konditionierung und Transport für die effiziente Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Verfahren und Systeme (unter Einbezug der Kosten für Erfassung, Konditionierung und Transport) zur energetischen Nutzung unterschiedlicher biogener Reststoffe und Abfälle einzuschätzen?
- Wie stellen sich die Vorteile der energetischen Nutzung im Hinblick auf die Verringerung von CO₂-Emissionen bzw. anderen treibhausrelevanten Gasen dar? Von welchen CO₂-Minderungskosten ist hierbei auszugehen?
- Welche wesentlichen Auswirkungen auf den ländlichen Raum und die Land- und Forstwirtschaft, insbesondere im Hinblick auf zusätzliche Einkommensalternativen, sind mit einer zunehmenden energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen verbunden?

In der methodischen Vorgehensweise wird einerseits auf eine umfassende Auswertung vorliegender Studien und Veröffentlichungen aufgebaut. Andererseits waren zusätzliche eigene Erhebungen bei Anlagenbauern und -betreibern nötig, um Abschätzungen sowohl zum Aufkommen, als auch bei den wichtigen Kenngrößen zu den Verfahrensketten der Bereitstellung und energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle durchführen zu können. Dabei war es das Bestreben, technologieübergreifend möglichst einheitlich angelegte Abschätzungsmethoden anzuwenden.

Aufkommen und Zusammensetzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe

Detaillierte Analysen zum Aufkommen und zur Zusammensetzung der für eine energetische Nutzung verfügbaren biogenen Reststoffe und Abfälle in Deutschland wurden durchgeführt. Das technisch erschließbare Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen für eine energetische Nutzung ist danach keinesfalls als gering einzustufen. Die relative Bedeutung, welche die betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle in einem Gesamtvergleich insgesamt und im Verhältnis zueinander haben, ist in Abb. 1 auf der Basis des jeweiligen Aufkommens an organischer Trockensubstanz (oTS) dargestellt. Die oTS ist letztlich der maßgebliche Inhaltsstoff, der den Umfang der energetischen Nutzbarkeit des biogenen Reststoffs bestimmt.

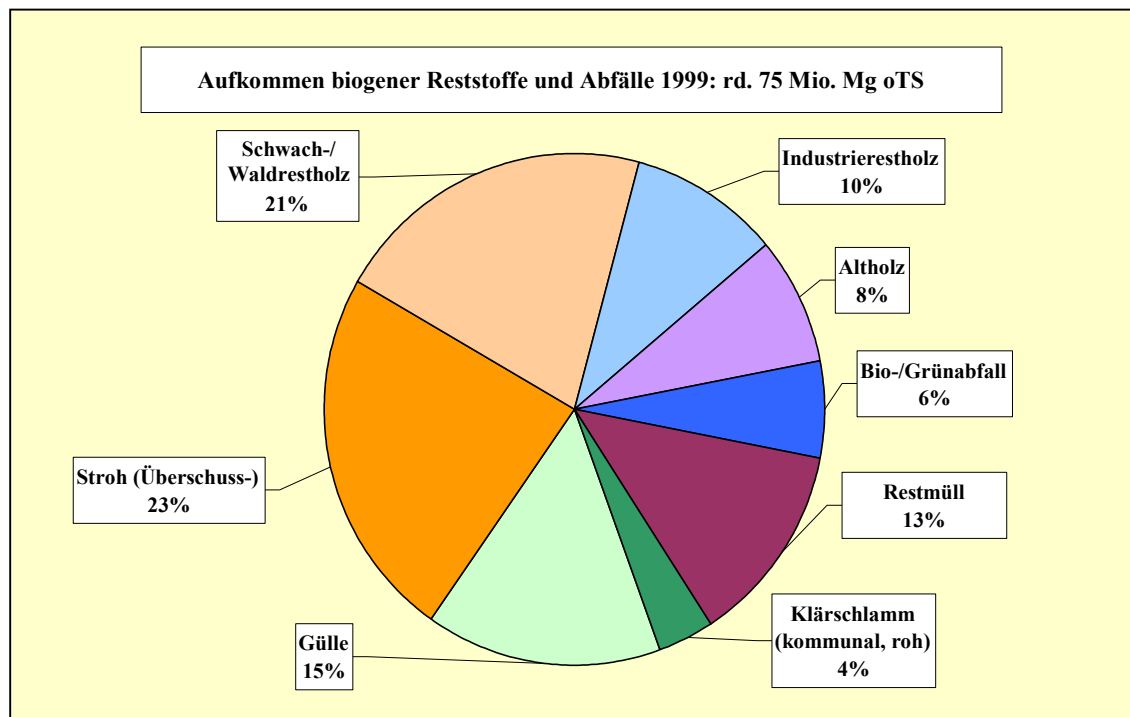


Abb. 1: Relative Bedeutung der biogenen Reststoffe und Abfälle am Gesamtaufkommen

Aus Abb. 1 wird deutlich, dass die Land- und Forstwirtschaft mit Waldrestholz, Stroh (Überschuss-) und Gülle rd. 60 % des angeführten Aufkommens von 75 Mio. Mg oTS bereitstellt. Industrierest- und Altholz tragen 18 % zum angeführten Aufkommen bei. Nicht unwesentlich erscheint in diesem Zusammenhang das Aufkommen an oTS im Hausmüll (Rest-), wobei sich die Frage stellt, wie dieses Aufkommen effizienter als bisher erschlossen werden könnte.

Geht man bei einer vereinfachten Abschätzung von einem Heizwert (H_u) für die oTS von 18 GJ/Mg aus, dann ist das Aufkommen von 75 Mio. Mg oTS einer Energiemenge von 1.350 PJ gleichzusetzen. Dies entspricht rd. 9 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Wie eigene Abschätzungen zeigen, könnte aufgrund der zusätzlich noch darstellbaren biogenen Rest- und Abfallstoffe – die in Abb. 1 nicht aufgeführt sind – das Aufkommen von 75 Mio. Mg oTS noch um rd. 5-15 Mio. Mg oTS erhöht werden.

Die bestehenden technischen Verfahren zur energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle basieren im Wesentlichen auf biologischen und thermischen Prozessen. Für eine direkte energetische Nutzung, wie z.B. bei der Verbrennung, ist der Heizwert (H_u) die wesentliche wertbestimmende Eigenschaft. In Abb. 2 sind die Heizwerte einiger biogener Rest- und Abfallstoffe dargestellt, differenziert nach dem Gehalt an Trockensubstanz (TS). Anhand der Beispiele Waldrestholz und Klärschlamm ist veranschaulicht, welchen Einfluss der TS-Gehalt (Grad der Entwässerung bzw. Trocknung) auf den Heizwert hat. So hat beispielsweise Waldrestholz bei einem TS-Gehalt von 50 % nur einen Heizwert von 7,3 MJ/kg Frischmasse (FM). Nach einer 6 bis 12-monatigen Lagerung wird bereits ein TS-Gehalt von 75 % und ein Heizwert von 12,2 MJ/kg FM erreicht. Durch zusätzliche thermische Trocknung lässt sich dieser auf 15,1 MJ/kg FM erhöhen. Ab einem Heizwert von 5 bis 6 MJ/kg FM kann von einer selbstgängigen Verbrennung der biogenen Reststoffe ausgegangen werden; eine Unterstützung der Verbrennung, beispielsweise durch Heizöl oder Erdgas, ist dann nicht mehr nötig.

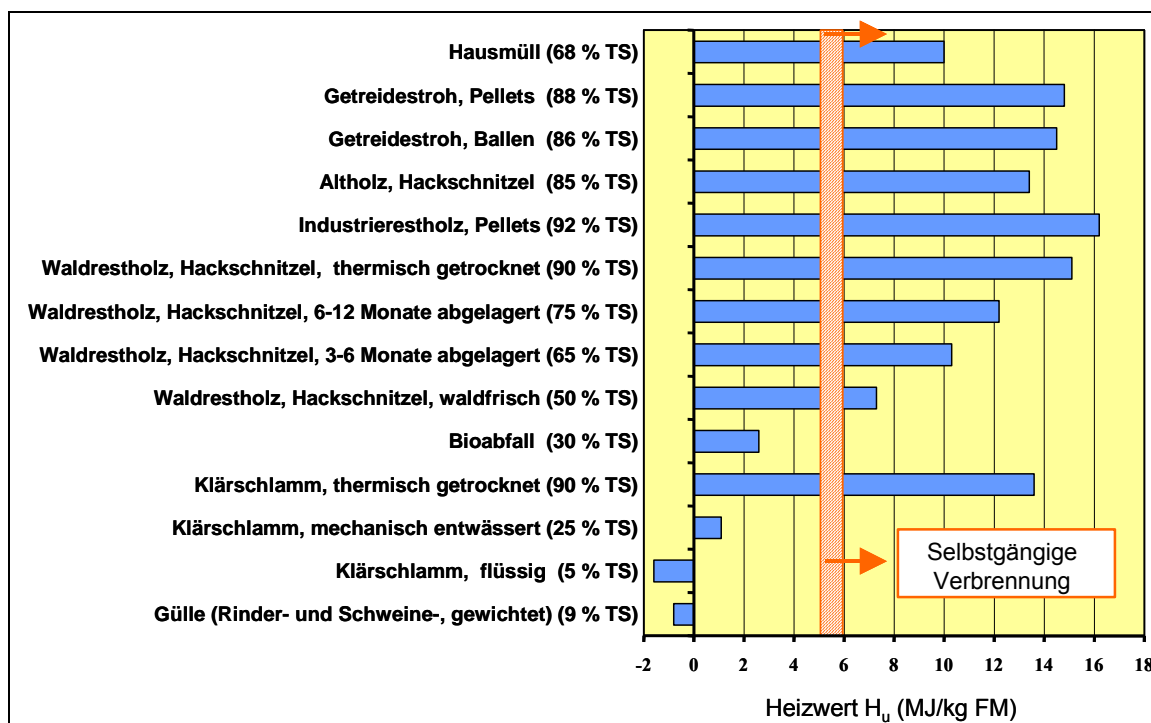


Abb. 2: Heizwert (H_u) biogener Rest- und Abfallstoffe in Abhängigkeit vom TS-Gehalt

Neben dem Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) wird der Heizwert auch von den organischen Inhaltsstoffen, wie z.B. Zellulose, Lignin, Proteine, Kohlenhydrate oder Fette bestimmt. Für biologische Abbauprozesse zur Energieproduktion (Biogas- und Klärgasproduktion) sollte der oTS-Gehalt einen Anteil von 40 % an der Trockensubstanz nicht unterschreiten, um eine effiziente Vergärung und Gasproduktion zu gewährleisten. Neben dem oTS-Gehalt spielt jedoch auch die biologische Abbaubarkeit der organischen Substanzen eine entscheidende Rolle. Leicht abbaubar sind v.a. Fette, Stärke und Zucker. Diese bestimmen somit, welche Gasausbeute mit einem Substrat erzielbar ist.

Durch entsprechende zusätzliche Konditionierungsverfahren, wie z.B. der Entwässerung, der Trocknung oder dem Mischen mit anderen Reststoffen, kann die Konsistenz der biogenen Reststoffe und Abfälle entsprechend angepasst werden, um weitere ener-

getische Nutzungsmöglichkeiten zu erschließen. So benötigt z.B. ein effizientes Vergärungsverfahren Ausgangsstoffe mit einem TS-Gehalt von annähernd 90 %, so dass hierfür i.d.R. die biogenen Reststoffe zuvor getrocknet werden müssen.

Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle

Mehr als 50 verschiedene Logistikketten (Erfassung, Konditionierung, Transport und Lagerung) wurden im Rahmen der Studie hinsichtlich ihrer Technik, Kosten, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte untersucht und bewertet. Nachfolgend werden einige Ergebnisse dargestellt.

Die Bereitstellung der betrachteten biogenen Rest- und Abfallstoffe lässt sich mit der verfügbaren Technik problemlos realisieren und wird am Markt überwiegend seit Jahrzehnten großtechnisch durchgeführt, wobei dem Sektor der Land- und Forstwirtschaft aufgrund des vorhandenen Know-how, des hohen Ausrüstungsstandards und durch die Auslastung evtl. freier Kapazitäten eine zentrale Rolle zugeordnet werden kann.

Negativ auf die Bereitstellungskosten biogener Rest- und Abfallstoffe wirken sich grundsätzlich ein hoher Wassergehalt, der i.d.R. eine aufwendige Prozesskette und hohe Transportkosten zur Folge hat, kleine Chargen, die personalintensiv eingesammelt werden müssen, und eine aufwendige Erfassung im Bestand (Wald) aus. Hinsichtlich der Bereitstellungskosten schneiden folglich die Industrieresthölzer (trocken, vorzerkleinert, bereits sortenrein erfasst) am günstigsten ab (vgl. Abb. 3), wohingegen die Bereitstellung von Klärschlamm (nass, mehrstufige Prozesskette) und Bioabfall (personalintensive Erfassung, feucht, mehrstufige Prozesskette) mit deutlich höheren Kosten verbunden ist.

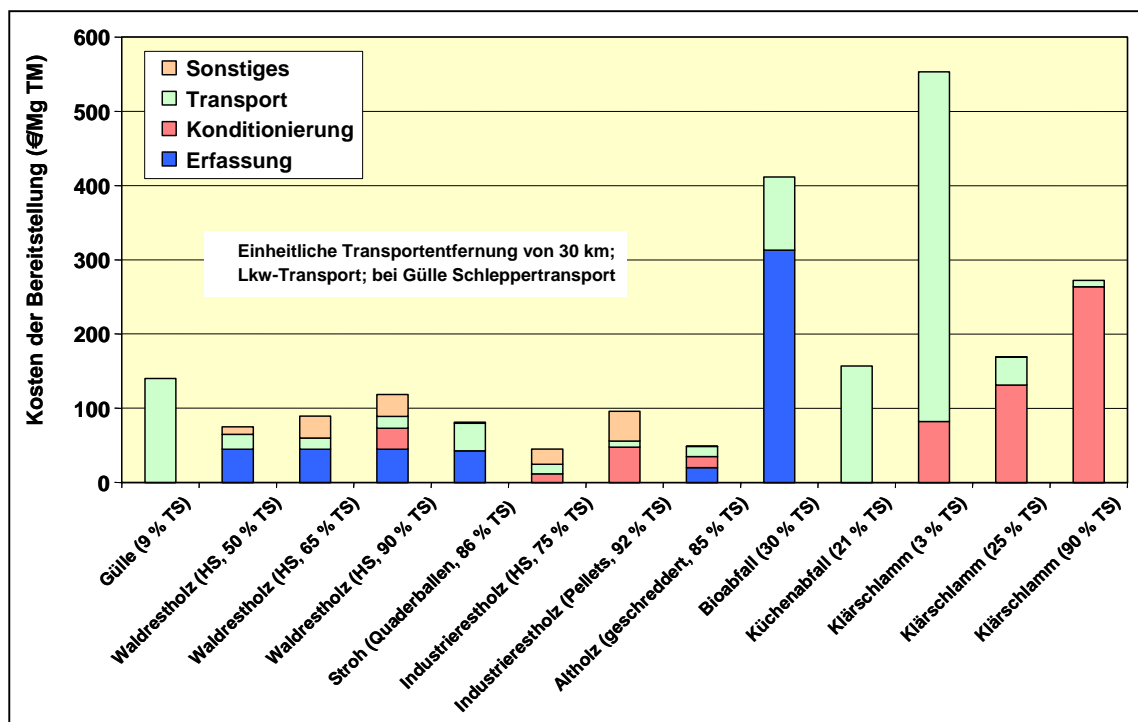


Abb. 3: Kosten der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle

Werden die Reststoffe mit dem höchsten Mengenpotenzial für eine thermische Verwertung – Stroh und Waldrestholz – betrachtet, so zeigt sich, dass die Erfassungskosten bei beiden in etwa gleicher Höhe liegen. Beim Transport weist Stroh aufgrund der niedrigen Dichte auch nach Kompression eher höhere Werte auf. Beim Waldrestholz tragen die Lagerkosten wesentlich zur Kostensteigerung bei. Sowohl bei Stroh als auch bei Waldrestholz können sich nach Anlieferung bei der Verwendungsanlage bei einigen Anlagentypen zusätzliche Konditionierungsschritte ergeben, welche durch Anforderungen an eine weitere Zerkleinerung oder an eine weitere Trocknung notwendig sind.

Im Hinblick auf die Transportkosten zeigen landwirtschaftliche Züge auf der Kurzstrecke bis max. 30 km die günstigsten Ergebnisse. Bei schweren biogenen Rest- und Abfallstoffen zeichnen sich für größere Transportentfernungen ab ca. 100 km Kostenvorteile der Schiene gegenüber dem Lkw ab. Die ab 2003 gültige Lkw-Maut wird dies noch verstärken.

Die mit der Bereitstellung der biogenen Abfälle verbundenen Prozessschritte führen zu einem nicht zu unterschätzenden Beschäftigungseffekt. Aufgrund der Tatsache, dass ein Großteil der biogenen Rest- und Abfallstoffe aus der Land- und Forstwirtschaft stammt bzw. auch in kleinen Kommunen anfällt, eröffnen sich insbesondere für den ländlichen Raum zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten.

Die durch die Bereitstellung bedingten CO₂-Emissionen betragen bei holzreichen bzw. trockenen Abfall- und Reststoffen bis zu ca. 14 % der theoretisch substituierbaren CO₂-Emissionen bei deren energetischer Nutzung. Deshalb ist der für die Bereitstellung aufgewandte Energieeinsatz oft nicht mehr vernachlässigbar.

Für die betrachteten Prozessketten der Bereitstellung lässt sich im Saldo, gemessen an der nachfolgenden Substitution fossiler Energieträger, immer eine positive Energiebilanz aufstellen. Selbst bei dem unter energetischen Gesichtspunkten ungünstigen Brennstoff „Klärschlamm“ werden bei langen Transportentfernungen von ca. 250 km max. 50 % des Energiegehaltes des Klärschlammes für die Bereitstellung verbraucht.

Bahntransporte weisen energetisch und hinsichtlich der korrespondierenden CO₂-Emissionen deutlich niedrigere Werte als Lkw-Transporte auf. Bei Anlagen zur energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe, deren Standort sich in oder in der Nähe von Siedlungsgebieten befindet, lassen sich durch ein schienenbasiertes Logistikkonzept zusätzlich auch Lärm- und Immissionsbelastungen für die Anwohner reduzieren. Somit können solche Logistikkonzepte zu einer Akzeptanzsteigerung von Biomasseanlagen im kommunalen Bereich beitragen.

Gegenüberstellung der Verfahren zur energetischen Nutzung

Im Rahmen der Studie wurde eine Vielzahl höchst heterogener Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen untersucht, von der Biogas- und Klärgasgewinnung, über die Verbrennung bis hin zur Vergasung. In Abb. 4 werden die Stromgestehungskosten für die unterschiedlichen Technologien in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung der Anlagen dargestellt. Als Vergleich dienen die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk, die bei rd. 45 €/MWh_{el} liegen, und der Bereich für die Stromvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für die Einspeisung von Strom aus biogenen Rest- und Abfallstoffen, die nach der Biomasseverordnung als Biomasse anerkannt sind.

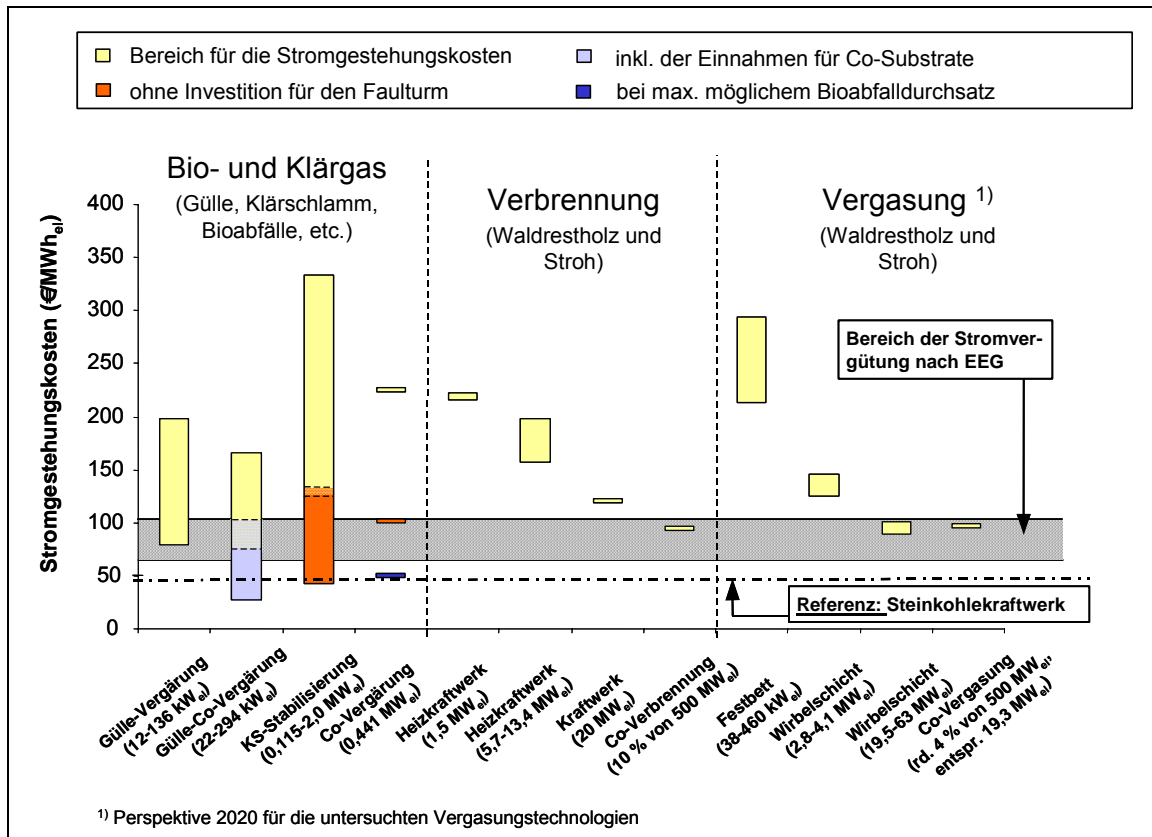


Abb. 4: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten der in der Studie betrachteten Technologien

Trotz der oben erwähnten Einspeisevergütungen sind bei den gegenwärtigen Preisen für fossile Energieträger nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen wettbewerbsfähig. Im Falle der Co-Vergärung können die Biogas- und Klärgasanlagen zu geringeren Kosten der Stromerzeugung führen als in den Bereichen der Verbrennung und Vergasung von Waldrestholz und Stroh. Die Ursache dafür ist hauptsächlich darin zu sehen, dass der ökonomische Vorteil gegenüber alternativ anfallenden Entsorgungskosten in Form veringerteter Anlieferungskosten oder gar Erlösen bei den Verarbeitungsanlagen zumindest teilweise honoriert wird. Wie aktuelle negative Beispiele jedoch belegen, muss der Einsatz der Co-Substrate einer regelmäßigen Überwachung unterzogen werden, um einem möglichen Missbrauch vorzubeugen.

Bei den strukturarmen Bioabfällen könnten Kläranlagen zukünftig – im Falle bestehender Reserven bei der Faulturnkapazität und bei der Abwasserreinigung – zunehmend zu Konkurrenten um geeignete Substrate für die Co-Vergärung werden. Durch Auslastung der kommunalen Faulräume lassen sich für Kommunen deutliche Kostenvorteile erzielen, insbesondere wenn sich dadurch der zusätzliche Betrieb von reinen Bioabfallvergärungsanlagen vermeiden lässt. Darüber hinaus zeigt die Co-Vergärung hinsichtlich der energetischen und ökonomischen Kenndaten im Vergleich zur reinen Klärschlammvergärung und Bioabfallvergärung bessere Werte.

Die ökonomische Analyse im Bereich der Verbrennung und Vergasung ergibt das folgende Bild: Trotz der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Einspeisevergütungen stellen sich die Stromgestehungskosten in Heizkraftwerken und Kraftwerken auf der Brennstoffbasis von Waldrestholz und Stroh als nicht wirtschaftlich dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Biomasseanlagen wird unter den gegenwärtigen Rah-

menbedingungen nur dadurch erreicht, dass kostengünstigere Alt- und Industrieresthölzer mitverbrannt werden. Dabei zeichnen sich Präferenzen zugunsten größerer Kraftwerke ab.

Die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk stellt eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit dar, den fossilen Brennstoff Steinkohle bei gleichbleibender Kapazität teilweise zu substituieren. Wie die Ergebnisse in Abb. 4 zeigen, kann über die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in einem Steinkohlekraftwerk Strom zu rd. 90 bzw. 95 €/MWh_{el} und somit weitaus günstiger als im Biomassekraftwerk produziert werden. Dies ist zwar wesentlich teurer als eine Stromerzeugung ausschließlich über Steinkohle. Gemessen am 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk wäre aber nur eine Einspeisevergütung von rund 90 €/MWh_{el} nötig, um die bestehenden Wettbewerbsnachteile auszugleichen.

Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbauende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, lassen sich mit Vorbehalten einige Schlussfolgerungen ziehen. Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung durch die Festbettvergasung von Waldrestholz im niedrigen elektrischen Leistungsbereich unter 500 kW_{el} zeichnen sich keine günstigen wirtschaftlichen Perspektiven ab. Für größere Vergasungsanlagen ab etwa 5 MW_{el} ist am Beispiel von Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung das Potenzial für realisierbare Vorteile bei den Stromerzeugungskosten gegenüber den Verbrennungstechnologien erkennbar.

Mit der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle und deren energetischen Nutzung gehen positive Beschäftigungseffekte einher, wobei auf die bestehenden Unsicherheiten in der Abschätzung, besonders aber hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Gesamtwirkung hinzuweisen ist. Hinsichtlich einer regionalen Zuordnung der Beschäftigungseffekte kann davon ausgegangen werden, dass beispielsweise die entfallenden Arbeitsplätze im Bereich der Kohleverstromung weniger im ländlichen Raum anzusetzen sind. Dem steht gegenüber, dass der Arbeitskräftebedarf für die Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe vorwiegend in der Land- und Forstwirtschaft anzusiedeln ist.

Eine Abschätzung soll die Größenordnung der insgesamt möglichen Beschäftigungseffekte illustrieren: Wird unterstellt, dass die Hälfte des technischen Aufkommenspotenzials von 75 Mio. Mg oTS der biogenen Rest- und Abfallstoffe energetisch genutzt wird (außer Hausmüll), errechnen sich rund 40.000 zusätzliche Beschäftigte.

Durch die energetische Nutzung von 50 % des bestehenden Waldrestholz- und Strohpotenzials wäre eine zusätzliche Beschäftigung von jeweils rd. 15.000 Arbeitskräften, im Falle der Gülle von rd. 7.000 Arbeitskräften, abzuleiten. Der Rest ergibt sich aus Beiträgen von Industrierestholz, Altholz und Bio-/Grünabfall.

Die Schätzunsicherheiten für Beschäftigungseffekte im Bereich der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle sind vergleichsweise als gering anzusehen, da die Datengrundlage schlüssig ist. Die Ergebnisse haben des Weiteren gezeigt, dass sich die zusätzliche Beschäftigung überwiegend im Bereich der Land- und Forstwirtschaft ergibt.

Zum Vergleich: In der Land- und Forstwirtschaft sind gegenwärtig knapp 1 Mio. Personen erwerbstätig. Bei den Arbeiten zur Bereitstellung der Energieträger kann nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Beschäftigungseffekte zu einer Einstellung von zusätzlichem Personal im Bereich der Land- und Forstwirtschaft führen.

Vielmehr ist davon auszugehen, dass bestehende Arbeitsplätze im ländlichen Raum im entsprechenden Umfang gesichert werden.

Ein anderer Schwerpunkt der vorliegenden Studie lag in der Analyse und Gegenüberstellung der CO₂-Minderung und der CO₂-Minderungskosten der untersuchten Technologien zur energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle. In Abb. 5 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der verschiedenen betrachteten Technologien aufgezeigt.

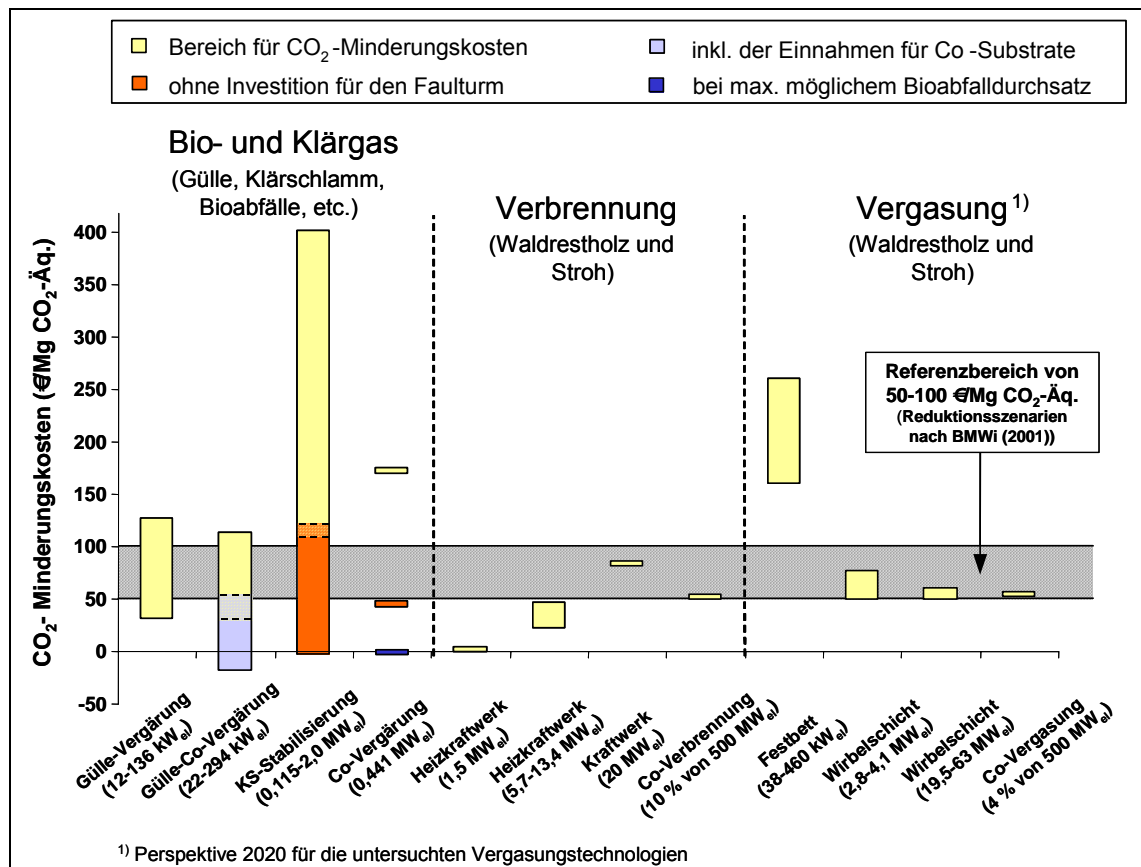


Abb. 5: Gegenüberstellung der CO₂-Minderungskosten der in der Studie betrachteten Technologien

Zur vergleichenden Bewertung wurden CO₂-Minderungskosten aus Studien mit CO₂-Minderungsszenarien bei der Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen. Aussagen anderer Autoren hierzu ergeben, dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar 40 %, CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 100 € pro Mg CO₂-Äq. angesichts teurerer Alternativen durchaus zu akzeptieren sind. Vor diesem Hintergrund stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei der Bio- und Klärgasnutzung wie auch bei der Verbrennung und Vergasung von biogenen Reststoffen und Abfällen als sehr interessant dar.

Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in der EU

Die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen ist in der Europäischen Union (EU) sehr unterschiedlich ausgeprägt. Dies liegt einerseits an den gegebenen natürlichen Rahmenbedingungen und Wirtschaftsstrukturen. Andererseits sind hierfür die von der Politik verfolgten Förderstrategien maßgeblich, die in sehr unterschied-

lichem Maße vorgeben, wieweit die vorhandenen biogenen Reststoffe einer energetischen Verwertung zugeführt werden sollten.

Wie die vorliegende Studie belegen kann, leistet die energetische Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle heute bereits in nahezu allen Ländern der EU den größten Beitrag zur Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Dem hatte die EU mit dem in ihrem Weißbuch angepeilten Verdopplungsziel bis 2010 auch Rechnung getragen. Vor dem Hintergrund des bisher Erreichten und den angedachten Veränderungen in den Rahmenbedingungen ist es jedoch fraglich, ob dieses Ziel realisiert werden kann.

Als Fazit bei den verschiedenen Fördermaßnahmen in einzelnen EU-Ländern ist festzuhalten, dass in den letzten Jahren die größten Zuwächse bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in denjenigen Ländern zu verzeichnen sind, in denen staatlich garantierte Festpreise angewandt werden. Unter diesem Blickwinkel hat die erfolgreiche Einführung des EEG in Deutschland für die Förderung der erneuerbaren Energieträger eine Vorbildfunktion für andere EU-Länder übernommen.

Obwohl die erneuerbaren Energien in Deutschland heute schon ein wichtiger Wirtschaftsfaktor sind, stellen sich diese Energien wettbewerbsmäßig noch nicht als Selbstläufer dar. Es müssen auch künftig eine Reihe von weiteren Maßnahmen ergriffen werden, um ihren Ausbau voranzutreiben.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In der vorliegenden Studie wurden verschiedene Schlussfolgerungen abgeleitet und dahingehend überprüft, welche Empfehlungen sich für eine Veränderung der gegebenen Rahmenbedingungen und Förderstrategien der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen ergeben. Nachfolgend sind einige wesentliche zusammengestellt:

- Detaillierte Analysen zum Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen in Deutschland kommen zu dem Ergebnis, dass rd. 75 Mio. Mg oTS potenziell für eine energetische Verwertung zur Verfügung stehen; darüber hinaus könnten weitere 5 bis 15 Mio. Mg erschlossen werden. Das Aufkommen von 75 bzw. 90 Mio. Mg oTS entspricht rd. 9 % bzw. 11 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs; somit ist das technisch für eine energetische Nutzung erschließbare Potenzial keinesfalls als gering einzustufen.
- Die ökonomischen Analysen zeigen, dass bei der Biogasgewinnung ohne die Co-Vergärung von geeigneten Co-Substraten nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wettbewerbsfähig sind. Dies gilt trotz der bestehenden Einspeisevergütungen des EEG. Bei der Co-Vergärung könnten künftig kommunale Klärgasanlagen mit Kapazitätsreserven zunehmend zu Konkurrenten um geeignete Substrate werden.
- Die Untersuchungen weisen darauf hin, dass Verbrennungsverfahren besondere Vorteile bei kleinen Heizanlagen und wärmegeführten Heizkraftwerken besitzen. Die strategischen Vorteile der Technologien mit integrierter Vergasung sind dagegen eher bei stromgeführten Heizkraftwerken oberhalb von einigen MW_{el} und bei Kraftwerken bis in den Bereich von 50 bis 100 MW_{el} zu sehen. Folglich geht es bei der Diskussion von technologiepolitischen Präferenzen weniger um die Frage, ob die Verbrennung oder die Vergasung zu bevorzugen ist. Vielmehr ist zu prüfen, in

welchen Bereichen der Anlagengrößen und der Standortvorteile hinsichtlich der Wärmenachfrage günstige Zukunftsaussichten zu sehen sind.

- Eine zunehmende Realisierung der energetischen Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wäre sowohl bei den Technologien der Verbrennung als auch bei denen der Vergasung und der Vergärung wünschenswert. Die Ergebnisse der Studie zeigen jedoch, dass die Verfahren der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen mit KWK-Anlagen bis auf wenige Ausnahmen unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen noch nicht wirtschaftlich sind. Als Ergänzung zum EEG sollte deshalb analog zum EEG eine „Wärmegutschrift“ für Wärme aus erneuerbaren Energieträgern näher erwogen werden. Hierdurch könnte eine effizientere Brennstoffnutzung und somit ein größerer Beitrag zur CO₂-Minderung erschlossen werden.
- Eine konkurrenzfähige Erzeugung von Strom aus Waldrestholz und Stroh ist bei Vollkostenbetrachtung derzeit nicht möglich. Dies trifft auch dann zu, wenn man die Rahmenbedingungen des EEG zugrunde legt. Bei der Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk wäre der verbleibende Subventionsbedarf noch am niedrigsten.
- Bei der Novellierung des EEG sollte eine Ausweitung des Gesetzes auf Leistungen deutlich über 20 MW_{el} näher in Betracht gezogen werden. Darüber hinaus wäre zu erwägen, die Co-Verbrennung und Co-Vergasung von Biomasse in Kraftwerken hierbei mit einzuschließen.
- Die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen stellt aufgrund der möglichen Beiträge zur CO₂-Minderung und der günstigen CO₂-Minderungskosten ein interessantes Potenzial dar. Die untersuchten Verfahren könnten hierdurch einen wichtigen Beitrag zu den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung leisten.
- Die Ergebnisse zu den erzielbaren Beschäftigungseffekten deuten an, dass beschäftigungsstrukturelle Probleme im ländlichen Raum nicht mit einer Ausweitung der Bereitstellung und energetischen Nutzung von biogenen Energieträgern zu bewältigen sind. Es gibt sicherlich kostengünstigere Maßnahmen zur Förderung zusätzlicher Beschäftigung generell und speziell auch im ländlichen Raum. Die Vorteile der biogenen Energieträger und eine Begründung für deren Förderung sind v.a. bei den durch sie realisierbaren Beiträgen zur Minderung der Emission treibhausrelevanter Gase zu sehen. Die Beschäftigungseffekte sind als günstiger Nebeneffekt einzustufen.

1 Zielsetzung und Aufbau der Studie

1.1 Zielsetzung

Aktuelle politische Ziele und Vorgaben auf nationaler und EU-Ebene zielen darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Hierzu zählen z.B. die Gemeinschaftsstrategie und der Aktionsplan der EU (EU-Kommission, 1997) zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) und die Biomasse-Verordnung (BiomasseV, 2001). Hohe Erwartungen werden hierbei v.a. an die energetische Nutzung von Biomasse (insbesondere biogene Reststoffe und Abfälle) geknüpft. Hinzu kommt, dass sowohl nach dem EEG als auch hinsichtlich der BiomasseV eine Berichtspflicht vorgesehen ist, um evtl. erkennbaren Anpassungsbedarf dieser Regelungen in Form von Novellierungen aufgreifen zu können.

Regelungen zur Reduzierung (EU-Deponierichtlinie, Rat der Europäischen Gemeinschaften, 1999) oder zum Verbot (TA-Siedlungsabfall, 1993) der Deponierung organischer Abfälle werden mittel- und längerfristig die Chancen der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zusätzlich verbessern. Ähnlich unterstützend wirken zunehmend erkennbare Engpässe in der Vermarktung stofflich verwerteter biogener Abfälle und Reststoffe (s. Beispiel Kompost). Darüber hinaus zielen Bemühungen auf die Verringerung von CO₂-Emissionen und anderen treibhausrelevanten Gasen, die mit der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen und Reststoffen realisiert werden kann.

Die Entwicklung von neuen Technologien und technologischen Konzepten zur besseren energetischen Nutzung von Reststoffen und Abfällen ist aus abfallwirtschaftlichen Gründen sowie unter Hinweis auf Vorteile bezüglich der Verringerung von CO₂-Emissionen und von anderen treibhausrelevanten Gasen in den letzten Jahren forciert worden.

Aus dem Zusammenspiel der oben angeführten Rahmenbedingungen und Entwicklungen erheben sich v.a. nachfolgende Fragen, die sich in der Reihenfolge anordnen lassen, wie sie in der Studie bearbeitet wurden:

- Welche Aufkommensmengen an biogenen Reststoffen und Abfällen stehen derzeit zur Verfügung, welche Entwicklungstendenzen sind erkennbar?
- In welchem Umfang werden derzeit biogene Abfälle und Reststoffe energetisch genutzt?
- Welche kommerziell verfügbaren und welche der in Entwicklung befindlichen technischen Verfahren kommen in erster Linie zur energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle in Betracht? Welche Technologien sind für welche Arten von Reststoffen und Abfällen geeignet?
- Welche Bedeutung haben Erfassung, Transport und Konditionierung für die effiziente Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle?

- Welche rechtlichen Rahmenbedingungen sind bestimmend für die energetische Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Verfahren und Systeme (unter Einbezug der Kosten für Erfassung, Transport und Konditionierung) zur energetischen Nutzung unterschiedlicher biogener Reststoffe und Abfälle einzuschätzen?
- Was kann man von ausgewählten anderen Ländern der EU hinsichtlich der Rahmenbedingungen und Nutzungsgegebenheiten bzw. -strategien lernen?
- Wie stellen sich die Vorteile der energetischen Nutzung im Hinblick auf die Verringerung von CO₂-Emissionen bzw. anderen treibhausrelevanten Gasen dar? Von welchen CO₂-Minderungskosten ist hierbei auszugehen?
- Welche Beschäftigungseffekte gehen mit der Bereitstellung und energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe einher?
- Welche wesentlichen Auswirkungen auf den ländlichen Raum und die Land- und Forstwirtschaft sind mit der zunehmenden energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen verbunden?
- Welches Gesamtbild lässt sich abschließend aufzeigen, und welche Schlussfolgerungen, gegebenenfalls Handlungsempfehlungen, ergeben sich hieraus?
- Welche biogenen Reststoffe und Abfälle bzw. welche Verfahren und Systeme der energetischen Verwertung verdienen aufgrund der Antworten zu den genannten Fragen besondere Aufmerksamkeit, gegebenenfalls Förderung?

Ziel der Studie ist es, einen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen zu liefern.

1.2 Aufbau der Studie

Das sehr breit und umfassend angelegte Anforderungsprofil der Studie musste aufgrund der zur Verfügung stehenden Projektlaufzeit und Bearbeitungskapazität hinsichtlich Bearbeitungsbreite und -tiefe begrenzt werden. Es wurde dennoch angestrebt, durch die Analyse einer Vielzahl von Technologieketten eine gute Verankerung und Validität der abgeleiteten Ergebnisse zu erhalten.

Um die zu quantifizierenden Prozessketten zu begrenzen, wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber eine Auswahl der

- **Verfahren der Bereitstellung (Erfassung, Konditionierung, Transport und Lagerung)** und der
- **Verfahren der energetischen Nutzung**

vorgenommen.

Bei der getroffenen Auswahl an Verfahren spiegeln sich insbesondere die nachfolgend aufgelisteten wesentlichen Fragestellungen (Aussageziele) der Studie wider, die bereits im Zusammenhang mit der Zielsetzung der Studie angesprochen wurden (vgl. Kap. 1.1):

- Welche biogenen Abfälle sind von besonderer Bedeutung?
- Was sind die wichtigsten Verfahren der energetischen Nutzung?
- Was sind wichtige konkurrierende Verfahren?
- Welche Perspektiven werden für in Entwicklung befindliche Verfahren und Konzepte der energetischen Nutzung gesehen?
- Welche Auswirkungen sind mit der Bereitstellung und energetischen Nutzung verbunden?
- Wo liegen die Chancen für die Landwirtschaft und den ländlichen Raum?

In Folge der Bearbeitung dieser skizzierten Fragen hat sich für die Studie der nachfolgende Aufbau ergeben:

In **Kapitel 2** ist eine Vielzahl von Daten zum Aufkommen und zur Zusammensetzung der wichtigsten biogenen Rest- und Abfallstoffe zusammengestellt, einschließlich der Angaben zum derzeitigen Stand der energetischen Nutzung. Im Schwerpunkt werden neun verschiedene biogene Rest- und Abfallstoffe ausführlicher dargestellt.

Kapitel 3 widmet sich der detaillierten Analyse von mehr als 50 verschiedenen Logistikketten zur Bereitstellung von ausgewählten biogenen Rest- und Abfallstoffen frei Verwendungsanlage. Hierbei werden – wie auch bei den Verfahren der energetischen Nutzung – Kennwerte zur Technik, Wirtschaftlichkeit, CO₂-Minderung und zu Beschäftigungseffekten dargestellt.

In **Kapitel 4** sind Prozessketten zu mehr als 40 verschiedenen Verfahren der Biogas-/ Klärgasbereitstellung und -nutzung, der Verbrennung und der Vergasung von ausgewählten biogenen Rest- und Abfallstoffen zusammengestellt, mit den bereits in Kapitel 3 angeführten Kenngrößen. Hinzu kommen sechs Referenztechnologien auf Basis fossiler Energieträger zur Wärme- und Stromgewinnung. Einleitend zu diesem Kapitel werden die wesentlichen politischen, energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen skizziert.

In **Kapitel 5** sind die verschiedenen Technologien der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen auf Basis der in Kapitel 4 abgeleiteten Kennwerte in Vergleich zueinander gesetzt. Dies schließt Bewertungen und die Ableitung von Schlussfolgerungen mit ein.

Kapitel 6 gibt einen Überblick zum Stand der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen in der EU. Weiterhin werden die angewandten unterschiedlichen Förderstrategien dargestellt.

Abschließend werden in **Kapitel 7** die wesentlichen Schlussfolgerungen der Studie zusammengefasst und dahingehend überprüft, welche Empfehlungen sich beispielsweise hinsichtlich der Veränderung der gegebenen Rahmenbedingungen und Förderstrategien ergeben.

1.3 Methodisches Vorgehen

In der methodischen Vorgehensweise wird einerseits auf einer umfassenden Auswertung vorliegender Studien und Veröffentlichungen aufgebaut. Hierzu wurden Literaturrecherchen – unter Nutzung des kommerziellen Datenbank-Anbieters "STN" – durchgeführt. Andererseits waren zusätzlich eigene Erhebungen bei Anlagenbauern und -betreibern nötig, um Abschätzungen sowohl zum Aufkommen (Kap. 2), als auch zu wichtigen Kenngrößen der Verfahrensketten der Bereitstellung (Erfassung, Konditionierung, Transport und Lagerung), sowie zu den Verfahren der energetischen Nutzung (Kap. 4) der biogenen Reststoffe und Abfälle durchführen zu können. Gerade für den Bereich der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle wurde hierfür ein hoher Aufwand betrieben (vgl. Kap. 3).

Im Rahmen dieser Studie kamen verschiedene quantitative Abschätzungen zur Anwendung, z.B. zur Wirtschaftlichkeit, zu den Beschäftigungseffekten oder zu den Emissionen von treibhausrelevanten Gasen. Dabei war es das Bestreben, technologieübergreifend möglichst einheitlich angelegte Abschätzungsmethoden anzuwenden. Es mussten jedoch Abstriche von einem strikt durchgehend gemeinsamen Methodenansatz gemacht werden, bedingt durch den technologieabhängigen unterschiedlichen Entwicklungsstand in einzelnen Prozessketten bzw. -modulen und die dadurch verursachten Unterschiede bei der Datenverfügbarkeit und -qualität. Der unterschiedliche technische Entwicklungsstand der betrachteten Vergasungstechnologien, verglichen mit den Technologien der Verbrennung, ist hierfür ein Beispiel.

In den nachfolgenden Kapiteln werden diejenigen methodischen Elemente beschrieben, bei denen ein technologieübergreifend gemeinsames Vorgehen möglich war. Auf Besonderheiten wird in den technologieorientierten Kapiteln dieser Studie eingegangen. Bei der tabellarischen Darstellung der Ergebnisse in diesen Kapiteln können sich durch Rundungen Abweichungen ergeben.

1.3.1 Auswahl der Prozessketten und Datengrundlage

Die Auswahl der Prozessketten für die Bereitstellung und energetische Verwertung wurde von den näher betrachteten biogenen Reststoffen und Abfällen bestimmt. Bei den thermochemischen Verfahren (Verbrennung, Vergasung) wurden neben Waldrestholz und Stroh auch Industrierest- und Altholz und die Mitverbrennung von Klärschlamm (Faulschlamm) in die Analysen mit einbezogen. Bei den biologischen Verfahren der Bio- und Klärgasgewinnung wurden neben Gülle und Klärschlamm auch die Co-Vergärung von Bioabfällen (Küchenabfällen) mit betrachtet. Bei der Auswahl der betrachteten Verfahren der energetischen Nutzung war es das Bestreben, soweit wie möglich ein typisches Spektrum über die realisierten Technologien abzubilden. Aufgrund des Entwicklungsstandes konnte dies bei den Vergasungstechnologien nur begrenzt umgesetzt werden. Hier musste vielmehr, in Anlehnung an Demonstrationsanlagen und unter Berücksichtigung von Lernkurven und größen- und stückzahlabhängigen Degressionsfaktoren, von modellhaften Anlagen ausgegangen werden. Weitergehende Einzelheiten zur Auswahl und Datenbasis der betrachteten Technologien finden sich in den Kapiteln 3 und 4.

1.3.2 Kennwerte zu den biogenen Reststoffen und Abfällen

In Tab. 1.1 sind die wichtigsten physikalischen und chemischen Kenngrößen (TS-Gehalt, oTS-Gehalt, Schüttdichte und Heizwert) der biogenen Reststoffe und Abfälle zusammengestellt, die in den Prozessketten dieser Studie benötigt wurden.

Tab. 1.1: Biogene Reststoffe und Abfälle – Gehalte an TS und oTS, Schüttdichten und Heizwerte (H_u)

Biogene Rest- und Abfallstoffe	TS-Gehalt (% FM)	oTS-Gehalt (% TS)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	Heizwert H_u (MJ/kg FM)
Gülle (Rinder- u. Schweine-, gewichtet)	9,0 %	72,0 %	1,00	-0,8
Klärschlamm, roh (nicht ausgefault)				
flüssig	5,0 %	70,0 %	1,00	-1,6
Klärschlamm, ausgefault				
flüssig	3,0 %	50,0 %	1,00	-2,0
entwässert	25,0 %	50,0 %	1,00	0,9
getrocknet	90,0 %	50,0 %	0,70	9,7
Bioabfall, strukturschwach				
Bioabfall aus Biotonne	30,0 %	80,0 %	1,00	2,6
Küchenabfälle (für Co-Vergärung)	21,0 %	92,0 %	1,00	2,1
Bioabfall, strukturreich				
Grünschnitt - Bündel	60,0 %	80,0 %	0,08	7,7
Grünschnitt - Holzfraktion (HS)	60,0 %	90,0 %	0,30	8,7
Waldrestholz, frisch geschlagen				
Scheitholz (Laubholz)	55,0 %	98,0 %	0,75	8,6
Hackschnitzel (HS)	50,0 %	96,0 %	0,40	7,4
3-6 Monate abgelagert				
Scheitholz (Laubholz)	65,0 %	98,0 %	0,60	10,6
Hackschnitzel	65,0 %	96,0 %	0,30	10,4
6-12 Monate abgelagert				
Hackschnitzel	70,0 %	96,0 %	0,28	11,4
Hackschnitzel (zwangsbelüftet)	75,0 %	96,0 %	0,25	12,3
12-24 Monate abgelagert				
Scheitholz (Laubholz)	83,0 %	98,0 %	0,45	14,2
Hackschnitzel (thermisch getrocknet)	90,0 %	96,0 %	0,20	15,3
Industrierestholz (unbelastet)				
stückig	75,0 %	99,0 %	0,25	12,8
Hackschnitzel	75,0 %	99,0 %	0,30	12,8
Späne	75,0 %	99,0 %	0,13	12,8
Sägemehl	75,0 %	99,0 %	0,18	12,8
Pellets	92,0 %	99,0 %	0,55	16,2
Altholz, geschreddert	85,0 %	90,0 %	0,25	13,4
Stroh (Weizen- u. Gersten-, gewichtet)				
Quaderballen	86,0 %	93,0 %	0,13	14,5
Rundballen	86,0 %	93,0 %	0,10	14,5
Restmüll	68,0 %	60,0 %	0,35	10,0

Quelle: Zusammenstellung in Anlehnung an DLG (1973, 1991a, 1991b), FNR (2000), KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung (1999), Marutzky und Seeger (1999) und Thomé-Kozmiensky (1998)

Diese Angaben finden insbesondere im Zusammenhang mit den Kalkulationen zur Bereitstellung (vgl. Kap. 3) und energetischen Nutzung (vgl. Kap. 4) der Reststoffe Verwendung. In Kapitel 2.3 finden sich weitergehende Daten zur Zusammensetzung und Schadstoffbelastung unterschiedlichster biogener Reststoffe und Abfälle.

1.3.3 Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit

Bei den Abschätzungen zur Ökonomie der analysierten Technologien wurde in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (VDI, 2000) von den nachfolgend aufgelisteten Rahmenbedingungen ausgegangen. Den ökonomischen Eckwerten liegt der Referenzzeitraum 1999/2000 zugrunde.

- **Zinsen:** 7 %
- **Abschreibungszeiträume:** 15-50 Jahre, je nach Anlagenteil (Technik, Bau)
(Abweichungen hiervon sind bei der jeweiligen Technologie mit aufgeführt)

Einen Überblick zu den in der Studie angesetzten **Energiepreisen** der fossilen Energieträger gibt Tab. 1.2.

Tab. 1.2: Preisannahmen für die fossilen Energieträger (ohne MWSt.)

Energieträger	Preis (€/MWh)
Heizöl (HEL)	
Kleinverbraucher (3000 l)	23
Heizwerk	19
Dieselmotortreibstoff	
ab Tankstelle	55
Land-/Forstwirtschaft (inkl. Gasölverbilligung)	23
Transportgewerbe	46
Erdgas ^{a)}	
Heizwerk (500 kW)	17
Kraftwerke	13
Haushalte, Arbeitspreis	31
Steinkohle	
Import-Kraftwerkskohle	5
Strom	
Haushalte (Kleinverbrauch)	140
Großverbraucher:	
0,2 Mio. kWh/a	106
1,5 Mio. kWh/a	83
20 Mio. kWh/a	62

^{a)} Zusätzlich ist ein jährlicher Leistungspreis von 10 €/kW zu berücksichtigen.

Die **Arbeitskosten** in den einzelnen Prozessketten wurden, ausgehend von den unterschiedlichen Anforderungen, unter Zugrundelegung der in Tab. 1.3 aufgeführten Lohnansätze abgeschätzt. Dadurch wird bereits ein Teil der direkt mit den Prozessketten verbundenen Beschäftigungseffekte ausgewiesen (vgl. Kap. 1.3.5). Weitergehende Annahmen und Kenndaten zu den jeweiligen Prozessketten finden sich in den Kapiteln 3 und 4.

Tab. 1.3: Unterstellte Lohnansätze und Arbeitskapazitäten für die kalkulierten Arbeitskosten

		Arbeitskräfte in Land- und Forstwirtschaft	Facharbeiter, Maschinenführer	Ingenieur, Wartungs- und Servicepersonal
Lohnansatz	(€/h)	13	20	30
Arbeitskapazität	(h/a)	2200 ^{a)}	1700	1700

^{a)} In Anlehnung an pers. Mitteilung des BMVEL (Ref. 425) vom 24. Oktober 2001

1.3.4 Abschätzungen zu den treibhausrelevanten Emissionen

Bei den Angaben zu den treibhausrelevanten Emissionen wurden die Vorketten der Bereitstellung bei den fossilen Energieträgern mit berücksichtigt. Die mit dem Bau der Anlagen und der Maschinen verbundenen Emissionen wurden dagegen nicht berücksichtigt. Abschätzungen zeigten, unter Anlehnung an Daten von GEMIS 4.13 (2002), dass eine Berücksichtigung dieser investiv bedingten CO₂-Emissionen die realisierbare Netto-CO₂-Minderung nur um 5 % (Kleinanlagen) bis 1 % (Großanlagen) schmälern würde. Aufgrund der Unsicherheit bei der Datenlage und des erkennbar geringen Effektes auf die Netto-CO₂-Minderung wurde folglich auf eine Berücksichtigung verzichtet.

In Tab. 1.4 sind die spezifischen Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung der fossilen Energieträger aufgeführt, die in der Studie als Prozessenergie bzw. als fossile Energieträger in den Referenzanlagen zum Einsatz kommen. Neben CO₂ wurden auch CH₄ und N₂O berücksichtigt und in der Summe als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt. Dabei wurden die angeführten CO₂-Äquivalenzfaktoren (GWP₁₀₀) angewandt.

Tab. 1.4: Kennwerte zu den treibhausrelevanten Emissionen bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung fossiler Energieträger

	Heizwert	Angaben in kg/MJ (H _u) Brennstoff			
	H _u (MJ/kg)	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	∑ CO ₂ -Äq.
Steinkohle (Mix)	29,3	0,1003	5,13E-04	4,18E-06	0,112
Erdgas (Mix)	36,6 (MJ/Nm ³)	0,0604	1,61E-04	1,23E-06	0,064
Diesel	42,7	0,0836	1,51E-05	2,57E-06	0,085
Heizöl (HEL)	42,7	0,0831	8,21E-05	7,83E-07	0,085
		Angaben in kg/MJ Strom			
Strom-Mix Deutschland		0,1917	3,24E-04	6,38E-06	0,200
Bahnstrom (Mix) Deutschland		0,1585	6,01E-04	5,84E-06	0,173
CO ₂ -Äquivalenzfaktoren (GWP ₁₀₀)		1	21	310	

Angaben jeweils inklusiv Vorkette

Quelle: Daten wurden ausgewählt unter Auswertung von GaBi 3 (IKP, 1998), GEMIS 4.13 (2002) und TREMOD (1995).

1.3.5 Abschätzungen zu den Beschäftigungseffekten

Die Beschäftigungseffekte sind die maßgebliche Kenngröße, um Hinweise für eine „Einkommensalternative“ bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen näherungsweise abbilden zu können.

Bei den Beschäftigungseffekten sind drei Kategorien anzusprechen:

- **direkte Beschäftigungseffekte:** Arbeitsleistungen, die **direkt** mit der Prozesskette zu tun haben (z.B. Transport der Brennstoffe, Bau und Betrieb der Verbrennungsanlagen)
- **indirekte Beschäftigungseffekte:** Arbeitsleistungen, die in Wirtschaftssektoren erfolgen, die über Vorleistungsketten **indirekt** mit der Prozesskette verbunden sind (z.B. Vorleistungen des Maschinenbaus oder Baugewerbes beim Bau einer Verbrennungsanlage)
- **induzierte Beschäftigungseffekte:** bedingt durch eine Erhöhung der wirtschaftlichen Aktivität wird zusätzliches Einkommen und somit Kaufkraft geschaffen und in Folge davon Konsum und Investitionen angeregt, was wiederum zu Beschäftigungseffekten führt. Umgekehrt führt die Einführung bzw. Verstärkung von Subventionen zu Kaufkraftverlust an anderer Stelle, so dass dort negative Beschäftigungseffekte induziert werden. Auf diese induzierten Beschäftigungseffekte wurde in dieser Studie wegen erheblicher methodischer und empirischer Unsicherheiten bei der Abschätzung **nicht** eingegangen.

Bei den Abschätzungen dieser Studie werden die Beschäftigungseffekte danach unterschieden, ob sie über den ermittelten Arbeitsbedarf (h) in den Prozessketten quantifiziert waren oder über den ökonomischen Zurechnungsschlüssel „Arbeitsproduktivität (inkl. importierte Güter) pro Erwerbstätigen“ (vgl. Tab. 1.5) abgeleitet wurden. Die Daten für die Abschätzung der Arbeitsproduktivität pro Erwerbstätigen stammen aus der aktuellen Input-Output (I/O)-Rechnung (vorläufige Angaben) des Statistischen Bundesamtes (2001) und des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW, 2001) für das Jahr 1997.

Im Hinblick auf die Bereitstellung und energetische Nutzung der biogenen Reststoffe sind im Wesentlichen zwei beschäftigungsrelevante Phasen zu unterscheiden:

- die **Investitionsphase:** Bau einer Anlage zur energetischen Verwertung
- die **Betriebsphase:** Bereitstellung der Reststoffe und Betrieb einer Anlage zur energetischen Verwertung

Die durch den Bau der Anlagen erzielten Beschäftigungseffekte sind im Vergleich mit den in der Betriebsphase bedingten Effekten i.d.R. nicht zu vernachlässigen.

Der Zubau der Anlagen und die damit verbundenen Beschäftigungseffekte hängen wesentlich vom Tempo der Realisierung einschlägiger Förderprogramme ab. So sind bei einem zeitlich zügigen Einführungsprogramm die entsprechenden Beschäftigungseffekte zu Beginn früher und stärker ausgeprägt als bei einem Förderprogramm mit geringeren Zuwachsraten. Im Interesse der Einfachheit und Übersichtlichkeit und um sich von entsprechenden Szenarienvorgaben einer Investitionsförderung zu lösen, wird in dieser Studie die Beschäftigungswirksamkeit der Investitionen annuitätisch auf die Lebens-

dauer der jeweiligen Anlage verteilt. Es wird folglich von einem hypothetischen Gleichgewicht nach der Einführungsphase der Förderprogramme ausgegangen, in dem der Zubau neuer Anlagen der Anzahl der zu ersetzenden Altanlagen entspricht.

Diesen positiven Beschäftigungseffekten muss gegenübergestellt werden, in welchem Umfang durch den verringerten Einsatz fossiler Energieträger zur Strom- und Wärme-Produktion Arbeitsplätze entfallen. In der Regel sind die ersetzten, alternativen fossilen Technologieketten technisch einfacher und in einem technisch fortgeschritteneren Entwicklungsstadium als die Technologien zur energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen. Dementsprechend sind sie in der Regel sowohl in der Investitionsphase als auch während der Betriebsphase weniger kostenintensiv und beschäftigungswirksam.

Zur Ableitung der baubedingten Beschäftigungswirksamkeit der Anlagen wurden die über die Annuität ermittelten Kapitalkosten durch die Arbeitsproduktivität des Sektors „Maschinenbau/Baugewerbe“ dividiert (vgl. Tab. 1.5). In analoger Weise wurde die Beschäftigungswirksamkeit der sonstigen Betriebskosten (z.B. für Betriebsmittel, Reparaturen oder Versicherung) abgeleitet. Soweit die Beschäftigungswirksamkeit nicht eindeutig im Sinne der angeführten Tabelle aufgeschlüsselt werden konnte, wurde von der Arbeitsproduktivität des Sektors Maschinenbau/Baugewerbe ausgegangen. Der Einsatz fossiler Energieträger (z.B. Kohle, Diesel, Heizöl, Erdgas) bzw. deren Substitution wurde über entsprechende Beschäftigungseffekte bei der Kohle-, Mineralöl- bzw. Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung (I/O-Spalte Nr. 4, 17, 32) berücksichtigt.

Tab. 1.5: Kennwerte zur Ermittlung der Beschäftigungseffekte in Deutschland

Sektor	I/O-Spalte Nr.:	Anzahl Erwerbstätige (in 1000)	Arbeitsproduktivität (inkl. importierte Güter) ^{a)} pro Erwerbstätigen (€/a)
Land- und Forstwirtschaft	1+2	985	64.000
Kohle- und Torfgewinnung	4	109	57.000
Mineralöl-, Kokereierzeugnisse, Spalt- u. Brutstoffe	17	21	1.500.000
Energie (Elektro-, Gas) und Dienstleistungen der Energieversorgung	32	249	225.000
Maschinenbau (Anlagen), Baugewerbe	Su. 21-25 +27+28+34	6.808	133.000
Summe bzw. Bundesdurchschnitt	(1-59)	37.208	99.000

^{a)} Ermittelt über den Quotienten der Summe von Güterproduktion zu Anschaffungspreisen + Bruttowertschöpfung + importierte Güter zur Summe der Erwerbstätigen im jeweiligen Sektor (bzw. Summe der Sektoren); gerundete Angaben

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach vorläufigen Angaben des Statistischen Bundesamtes (2001) und des DIW (2001) zur Input-Output-Rechnung für 1997

Hinsichtlich der regionalen Zuordnung der Beschäftigungseffekte können nur qualitative Aussagen getroffen werden, da sich eine saubere Erfassung der regionalen Besonderheiten aus verschiedenen Gründen äußerst schwierig gestaltet. Im Rahmen der Studie ist deshalb eine Begrenzung auf wenige qualitative Aussagen geboten.

2 Aufkommen und Zusammensetzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe

2.1 Auswahl der Rest- und Abfallstoffe

Die Auswahl der in dieser Studie näher betrachteten biogenen Rest- und Abfallstoffe wurde vor allem von der Beantwortung der nachfolgenden Fragen bestimmt:

- Welche Rest- und Abfallstoffe sind aufgrund der großen Aufkommensmengen von besonderem Interesse?
- Bei welchen Rest- und Abfallstoffen könnte es mittel- und längerfristig zu Engpässen bei den bisher realisierten stofflichen Verwendungs- oder Entsorgungsmöglichkeiten kommen?
- Bei welchen Rest- und Abfallstoffen könnte unter Vorsorgegesichtspunkten, z.B. Inertisierung von Schadstoffen, die energetische Behandlung bzw. Verwertung an Bedeutung gewinnen?
- Welche Rest- und Abfallstoffe sind aufgrund der Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) bzw. der BiomasseV (2001) ökonomisch interessant?

Einen Überblick über die Vielfalt der biogenen Reststoffe und Abfälle hinsichtlich Art und Herkunft gibt Abb. 2.1. Letztendlich resultieren alle organischen Abfälle biogenen Ursprungs aus der Pflanzenproduktion. Die Bezeichnung „biogene Reststoffe und Abfälle“ wäre folglich zutreffender, da hierunter keine organischen Reststoffe oder Abfälle zu verstehen sind, die bei Prozessen der Kohlenstoffchemie – z.B. basierend auf Erdöl oder Erdgas – anfallen. Um dieser Präzisierung Rechnung zu tragen, wird nachfolgend unter den organischen Reststoffen und Abfällen die angeführte begriffliche Einengung auf „biogen“ verstanden und i.d.R. auch so benannt. Eine weitergehende begriffliche Differenzierung der Reststoffe in Nebenprodukte oder Koppelprodukte wird nicht verfolgt.

Reststoffe der Pflanzenproduktion fallen im Zusammenhang mit Pflegemaßnahmen, der Produktion, Verarbeitung und Verwendung (Konsum) von Nahrungs- und Futterpflanzen aber auch mit der Bereitstellung, Verarbeitung, Verwendung und Entsorgung von nachwachsenden Rohstoffen (Industriepflanzen) an. Die vielseitigen Austauschbeziehungen, einschließlich Im- und Exporten, zwischen den angeführten Verwendungsbereichen macht eine vollständige Darstellung und Quantifizierung der Aufkommens- und Verwendungsmengen unmöglich. Dies ist insbesondere auch aufgrund der bestehenden Lücken bei den zur Verfügung stehenden statistischen Daten zu sehen. Angaben zu den Aufkommens- und Verwendungsmengen können folglich nur einen orientierenden Charakter haben und erheben keinesfalls Anspruch auf Vollständigkeit.

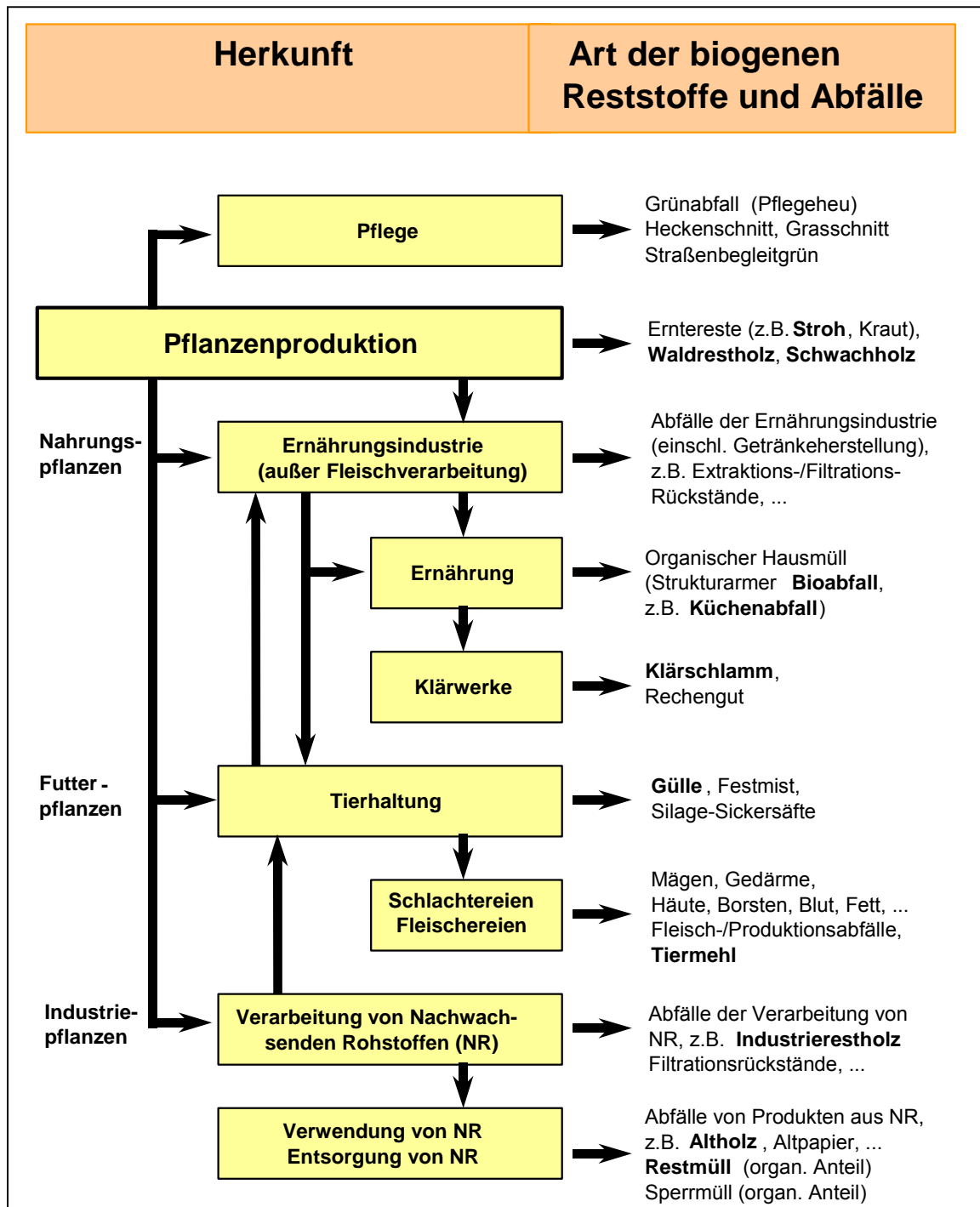


Abb. 2.1: Überblick über Herkunft und Art der biogenen Reststoffe und Abfälle

Einige der im Zusammenhang mit dieser Studie näher betrachteten Rest- und Abfallstoffe sind in Abb. 2.1 hervorgehoben.

In Kapitel 2.2 sind zu diesen ausgewählten Rest- und Abfallstoffen Daten zum Aufkommen und ihrer derzeitigen Verwendung zusammengestellt, teilweise ergänzt um erkennbare mittelfristige Entwicklungstendenzen.

Vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG, 2000) sind insbesondere diejenigen biogenen Reststoffe und Abfälle ökonomisch interessant, die nach der Biomasseverordnung (BiomasseV, 2001) als Biomasse anerkannt sind. Sie erlangen bei der Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz eine Vergütung – gestaffelt nach der Größe der Stromerzeugungsanlage – von 10,23 €-Ct/kWh_{el} (<0,5 MW_{el}), 9,21 €-Ct/kWh_{el} (0,5-5 MW_{el}) bzw. 8,70 €-Ct/kWh_{el} (5-20 MW_{el}). Die Mindestvergütung für Strom aus Biomasse wird ab dem 1. Januar 2002 jährlich für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils ein Prozent gesenkt. Weitergehende Ausführungen zu den politischen, rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen finden sich in Kapitel 4.1.

Tab. 2.1: Biomasseverordnung – Zusammenstellung der als Biomasse anerkannten Stoffe

Als Biomasse anerkannte Stoffe	
Pflanzen und Pflanzenbestandteile	
Energieträger	hergestellt aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne dieser Verordnung erzeugt werden
Abfälle und Nebenprodukte	pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft
Bioabfälle	im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung
Gas	erzeugt aus Biomasse im Sinne der BiomasseV, durch Vergärung oder Pyrolyse und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte
Alkohole	erzeugt aus Biomasse im Sinne der BiomasseV, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt werden
Altholz	bestehend aus <u>Gebrauchtholz</u> (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffen oder Verbundstoffen mit überwiegendem Holzanteil) oder <u>Industrierestholz</u> (in Betrieben der Holzbe- oder -verarbeitung anfallende Holzreste bzw. Holzwerkstoffreste), <u>sofern</u> der Gehalt an PCB, PCT, Hg dem nicht entgegensteht
Treibsel	aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung
Biogas	durch anaerobe Vergärung erzeugt, sofern zur Vergärung <u>nicht</u> gemischte Siedlungsabfälle, Hafenschlick, Tierkörper bzw. Tierkörperreste oder mehr als 10 % Klärschlamm eingesetzt werden

Quelle: BiomasseV (2001)

In Tab. 2.1 sind diejenigen biogenen Rest- und Abfallstoffe aufgeführt, die nach der BiomasseV förderungsfähig sind. Biomasse im Sinne der BiomasseV sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt.

Demgegenüber listet Tab. 2.2 diejenigen Stoffe auf, die explizit von einer Förderung nach der BiomasseV ausgeschlossen sind. Deponiegas und Klärgas sind zwar nicht als Biomasse im Sinne der BiomasseV anerkannt, ihre Förderungswürdigkeit wird aber explizit im EEG (2000) festgestellt.

Tab. 2.2: Biomasseverordnung – Zusammenstellung der nicht als Biomasse anerkannten Stoffe

Nicht als Biomasse anerkannte Stoffe	
Torf	
Gemischte Siedlungsabfälle	aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen
Altholz	a) mit einem Gehalt an polychlorierten Biphenylen (PCB) oder polychlorierten Terphenylen (PCT) in Höhe von mehr als 0,005 Gewichtsprozent b) mit einem Hg-Gehalt von mehr als 0,0001 Gewichtsprozent c) sonstiger Beschaffenheit, wenn dessen energetische Nutzung als Abfall zur Verwertung aufgrund des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes ausgeschlossen worden ist
Papier, Pappe, Karton	
Klärschlämme	im Sinne der Klärschlammverordnung
Hafenschlick	und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente
Textilien	
Tierkörper, Tierkörperteile	und Erzeugnisse im Sinne § 1 Abs. 1 des Tierkörperbeseitigungsgesetzes ..., die in Tierkörperbeseitigungsanstalten zu beseitigen sind, sowie Stoffe, die durch deren Beseitigung hergestellt worden oder sonst entstanden sind
Deponiegas	
Klärgas	

Quelle: BiomasseV (2001)

Es ist jedoch nicht im Sinne dieser Studie, nur auf diejenigen biogenen Reststoffe und Abfälle einzugehen, die nach derzeitiger Lage der gesetzlichen Rahmenbedingungen in den Genuss einer Förderung nach dem EEG gelangen. Gerade mit Blick auf erkennbare Potenziale sollten auch weitere biogene Reststoffe und Abfälle berücksichtigt werden. Beim Vergleich mit anderen Ländern der EU (vgl. Kap. 6.1-6.2) zeigt sich, dass bezüglich der biogenen Rest- und Abfallstoffe der Begriff der erneuerbaren Energieträger teilweise deutlich weiter gefasst wird, als dies in Deutschland der Fall ist.

2.2 Aufkommen

Zunächst wird das gegenwärtige aufkommenseitige Mengengerüst für die biogenen Reststoffe und Abfälle in der für das Thema erforderlichen Differenzierung nach Herkunft, Zusammensetzung und problematischen Inhaltsstoffen, in erster Linie Schwermetalle, erfasst. Erkennbare Entwicklungstendenzen werden aufgezeigt. Detaillierte Erhebungen konnten in diesem Zusammenhang nicht durchgeführt werden. Vielmehr muss auf vorliegende aktuelle Ergebnisse aus der Literatur (Studien), ergänzt um Konsistenzprüfungen und eigene Abschätzungen, zurückgegriffen werden. Hierbei wurde versucht, einheitlich das Basisjahr 1999 zugrunde zu legen (vgl. Kap. 1.3, Methodik).

Daran schließen sich Abschätzungen an, welche Anteile der Aufkommensmengen technisch prinzipiell für eine energetische Nutzung in Frage kommen. Diese Ergebnisse können nur in aggregierter Form auf nationaler Ebene bereitgestellt werden. Dem Bedarf nach Angaben in starker regionaler Differenzierung kann aufgrund des hohen Aufwandes in der Erhebung im Rahmen dieser Studie nicht entsprochen werden. Abschließend werden in einer Zusammenfassung die Aufkommen der verschiedenen biogenen Rest- und Abfallstoffe auf Basis der organischen Trockensubstanz einander gegenüber gestellt. Hierdurch lässt sich die relative Bedeutung dieser Stoffe für eine energetische Nutzung besser illustrieren.

Zu folgenden biogenen Reststoffen werden in den nachfolgenden Kapiteln Angaben zum Aufkommen, zur Verwendung und den hierbei erkennbaren Tendenzen gemacht:

- Getreidestroh
- Gülle
- Schwach- und Waldrestholz
- Industrierestholz
- Altholz
- Bio- und Grünabfall
- Schlachtnebenprodukte und Tiermehl
- Restmüll
- Klärschlamm

2.2.1 Getreidestroh

Die Strohmenge, die evtl. zur energetischen Nutzung vom Feld abgefahren werden könnte, wird im Wesentlichen von folgenden drei Faktoren bestimmt:

- Strohaufkommen im Getreidebau
- benötigte Strohmenge für die Viehhaltung
 - als Futtermittel
 - als Einstreu
- benötigte Strohmenge zur Erhaltung der Humusbilanz

Der Umfang der jährlich im Getreidebau anfallenden Strohmenge lässt sich vereinfacht über Kennwerte zum Korn-/Strohverhältnis ableiten (Tab. 2.3).

Die aus Gründen der Fruchtfolge (Humusbilanz) auf dem Feld zu verbleibende Mindestmenge an Stroh kann unter Ansetzung vereinfachter Restriktionen ebenfalls abgeschätzt werden.

Schwieriger ist die Frage zu beantworten, welche Strohmenge tatsächlich derzeit vom Feld abgefahren wird und Eingang in die Viehhaltung findet. Die Verwendung von Stroh als Futtermittel wird jährlich vom BMVEL (2001) abgeschätzt und lag beispielsweise 1999 bei rd. 1,87 Mio. Mg. Die große Unbekannte ist dagegen der Anteil an der Strohmenge, der als Einstreu in der Viehhaltung Verwendung findet.

Nachfolgend sind entsprechende Abschätzungen aufgeführt, ausgehend vom jährlichen Strohanfall im Getreidebau, der Entwicklung der Viehbestände und der Verwendung von Stroh in der Viehhaltung.

Wie aus Tab. 2.3 ersichtlich, fiel 1999 in Deutschland im Getreidebau ein Strohaufkommen von rd. 43 Mio. Mg FM an, bei einem unterstellten durchschnittlichen TS-Gehalt von 86 %.

Tab. 2.3: Aufkommen an Getreidestroh in Deutschland (1999)

	Fläche	Korn ^{b)}	Korn : Stroh- Verhältnis ^{a)}	Strohertrag ^{b)}	
	(1000 ha)	(Mg/ha)		(Mg/ha)	Insg. (Mio. Mg)
Getreideart:					
W-Weizen	2440	7,64	0,9	6,88	16,77
S-Weizen	149	6,03	1,0	6,03	0,90
Durum	12	5,38	1,0	5,38	0,06
W-Gerste	1370	6,59	1,0	6,59	9,03
S-Gerste	841	5,09	1,1	5,60	4,71
Roggen	748	5,79	1,4	8,11	6,06
Hafer	268	5,00	1,2	6,00	1,61
Triticale	386	6,14	1,4	8,60	3,32
W-Menggetreide	9	5,40	1,2	6,48	0,06
S-Menggetreide	41	4,59	1,1	5,05	0,21
Summe	6264				42,73

^{a)} Das Korn : Stroh-Verhältnis wurde in Anlehnung an Hydro Agri Dülmen (1993) angesetzt.

^{b)} Angaben bei rd. 86 % TS

Quelle: Eigene Abschätzungen, angelehnt an BML (2000)

Dieses Strohaufkommen pro Jahr könnte sich mittelfristig weiter erhöhen und einen Umfang von über 46 Mio. Mg FM einnehmen, wenn der Umfang der Flächenstilllegung reduziert wird. Im Jahr 1999 betrug die Flächenstilllegung 1,165 Mio. ha (BML, 2000), davon wurden auf 0,365 Mio. ha nachwachsende Rohstoffe angebaut, auf 0,8 Mio. ha fand keinerlei Nutzung statt. Diese 0,8 Mio. ha sind als Potenzial für einen zusätzlichen Getreideanbau zu sehen.

Die Begründung für eine solche als wahrscheinlich erachtete Entwicklung liegt vor allem in der guten Arbeitszeitverwertung im Getreidebau, die dazu führt, dass Landwirte, bei ausreichender Flächenausstattung, ihren Betrieb in dieser Hinsicht optimieren. Wird beispielsweise unterstellt, dass auf der verbleibenden stillgelegten Fläche von 0,8 Mio. ha (derzeit ohne Flächennutzung) Getreide angebaut wird, so wäre dies mit einem zu-

sätzlichen Strohaufkommen von rd. 5,5 Mio. Mg verbunden. Das Strohaufkommen in Deutschland würde somit bei rd. 48 Mio. Mg liegen.

Bei den nachfolgenden Überlegungen zur Verfügbarkeit von Stroh für nichtlandwirtschaftliche Zwecke wird das für das Jahr 1999 für Deutschland abgeschätzte Strohaufkommen von 42,7 Mio. Mg zugrundegelegt (Tab. 2.3). Mittelfristig müsste, wie bereits erwähnt, von einem höheren Aufkommen an Stroh ausgegangen werden.

Inwieweit dieses Strohaufkommen einer nichtlandwirtschaftlichen Nutzung potenziell zur Verfügung steht, wird maßgeblich mit davon bestimmt, in welchem Umfang Stroh als Futter und Einstreu benötigt wird.

Hinsichtlich der Verwendung von Stroh als Einstreu in der Viehhaltung ist generell anzumerken, dass in den letzten 10-20 Jahren mit der zunehmenden Bedeutung der Viehhaltung in Großbeständen – basierend auf Güllewirtschaft – der Bedarf an Stroh als Einstreu zurückgegangen ist. In welchem Ausmaß sich diese Verhältnisse in Zukunft ändern, gerade im Hinblick auf eine geänderte Agrarpolitik, ist schwer abzuschätzen.

Debruck (zit. von SRU, 1985) deutete bereits 1980 darauf hin, dass wegen Aufgabe der Viehhaltung und Umstellung auf stroharme oder strohlose Haltungsverfahren bis zum Jahre 1990 mit einem Strohüberschuss von ca. 10 Mio. Mg (BRD – alte Bundesländer) zu rechnen sein könnte. Diese damals bereits erkennbare Entwicklung hat sich bis heute deutlich verstärkt.

Im nachfolgenden Kapitel 2.2.2 „Gülle“ wird neben Angaben zum Gülleaufkommen auch eine Abschätzung zur benötigten Strohmenge als Einstreu in der Viehhaltung vorgestellt. Die entsprechenden Werte sind in Tab. 2.4 bereits berücksichtigt.

Ausgehend vom veranschlagten Strohaufkommen und dessen teilweiser Verwendung in der Viehhaltung, ist in Tab. 2.4 zusammengestellt, welcher Teil der verbleibenden Strohmenge potenziell für eine außerlandwirtschaftliche Nutzung in Frage kommt. Hierbei wird in erster Linie an die energetische Nutzung des Strohs gedacht.

Bei der Abschätzung der Strohmenge, die zur Erhaltung einer ausgeglichenen Humusbilanz auf dem Feld zurückbleiben sollte, wurde unterstellt, dass rd. 70 % (30 % Rotteverluste) der Strohmenge, die als Einstreu oder Futter in der Viehhaltung verwendet wird, wieder auf das Feld zurückgelangen (vgl. Ruhr-Stickstoff AG, 1988). Werden unter diesen getroffenen Annahmen 50-70 % der derzeit auf dem Feld verbleibenden, nicht in der Viehhaltung genutzten Strohmenge, jetzt zusätzlich zum Zwecke der nichtlandwirtschaftlichen Nutzung abgefahren (16-22 Mio. Mg), so verbleiben – bei Rückführung des Festmistes (inkl. Stroh) – letztendlich rd. 37-52 % des Strohaufkommens auf dem Feld (vgl. Tab. 2.4). Unter diesen Gegebenheiten dürfte somit die Gefahr einer Humusverarmung des Standortes als gering einzuschätzen sein. Darüber hinaus ist hierbei auch zu berücksichtigen, dass der Landwirt zusätzlich die Möglichkeit hat, durch Gründüngung über Zwischenfrüchte (z.B. Senf, Phacelia) eine gezielte Humusersatzwirtschaft zu betreiben.

Tab. 2.4: Abschätzung der für eine außerlandwirtschaftliche Nutzung verfügbaren Strohmenge in Deutschland (1999)

	Strohmenge (Mio. Mg FM)
(1) Strohaufkommen	42,7
(2) Strohverwendung in der Viehhaltung:	
- Verfütterung	1,9
- Einstreu für: - Schafe, Pferde, Geflügel	1,5
- Rinder, Schweine ^{a)}	7,4
Summe:	10,8
(in % des Strohaufkommens (1))	(25,3 %)
(3) Strohmenge, auf dem Feld verbleibend	31,9
(4) Verfügbare Strohmenge für außerlandwirtschaftliche Nutzung: ^{b)}	rd. 16-22
dies entspricht: in % vom Strohaufkommen (1)	rd. 37-52 %
in % der auf dem Feld verbleibenden Strohmenge (3)	rd. 50-70 %

^{a)} Unterstellter Anteil der Güllewirtschaft: 75 %; unterstellte Einstreumenge: rd. 6 kg Stroh pro Tag und GVE¹ (vgl. Tab. 2.5)

^{b)} Annahmen: Je nach Fruchtfolge und Anbau von Zwischenfrüchten können 50-70 % des derzeit – nach der Berücksichtigung des Strohbedarfs in der Viehhaltung – auf dem Feld verbleibenden Strohs (3) entnommen werden, ohne nachhaltige Beeinträchtigung der Humusbilanz. Wenn 70 % der Strohmenge in der Einstreu (Berücksichtigung von Rotteverlusten) wieder als Festmist auf das Feld zurückgelangt, „verbleiben“ somit insgesamt rd. 37-52 % des Strohaufkommens (1) auf dem Feld.

Quelle: Eigene Abschätzungen in Anlehnung an BML (2000), BMVEL (2001)

Unter den angeführten Annahmen und Fallunterscheidungen könnten somit in Deutschland (Basis: 1999) 16-22 Mio. Mg Stroh pro Jahr potenziell außerlandwirtschaftlich genutzt werden. Hierbei ist in Erinnerung zu rufen, dass auf der im Jahr 1999 stillgelegten Fläche (insgesamt 1,165 Mio. ha, davon 0,8 Mio. ha ohne Flächennutzung) durch Getreidebau ebenfalls noch einmal ein Strohaufkommen von rd. 5 Mio. Mg resultieren könnte.

Bedingt durch regionale Besonderheiten, wie z.B. hohen Viehbesatz, kann der potenzielle Anteil einer außerlandwirtschaftlichen Nutzung von Getreidestroh, gemessen am gesamten Strohaufkommen, regional jedoch sehr differieren.

2.2.2 Gülle

Ausgangspunkt für Abschätzungen zum Aufkommen an Gülle aus der Viehhaltung ist der Viehbestand an Rindern und Schweinen. Der Bestand an Pferden, Schafen und Geflügel ist hierfür nicht maßgeblich, ganz im Gegensatz zum Strohbedarf dieser Tierhaltungszweige (vgl. Kap. 2.2.1).

Ausgehend vom Jahr 1992 hat sich der Viehbestand an Rindern und Schweinen in Deutschland bis 1999 (BML, 2000) um 5,5 % von 14,28 auf 13,49 Mio. GVE¹ vermindert. Der gesamte Viehbestand (inkl. Schafe, Pferde und Geflügel) ging in diesem Zeit-

¹ Eine Großvieheinheit (GVE) ist ein Umrechnungsschlüssel für die verschiedenen Nutztierarten auf der Basis des Lebendgewichts der einzelnen Tierarten. Eine GVE entspricht dabei ca. 500 kg Lebendgewicht (z.B. eine Kuh, die älter als 2 Jahre ist).

raum um rd. 5,4 % von 14,49 auf 13,71 Mio. GVE zurück. Mit dieser Entwicklung setzte sich die zunehmende Verlagerung der Viehhaltung hin zu größeren Beständen fort; einhergehend damit dürfte sich die Bedeutung strohloser Haltungsverfahren (Güllewirtschaft) in der Rindvieh- und Schweinehaltung weiter verstärkt haben. Entsprechende Statistiken oder Angaben hierüber liegen jedoch nicht vor, so dass sich Abschätzungen zur Verwendung von Stroh als Einstreu sehr schwer gestalten.

Auf Basis der Entwicklung der Viehbestände und groben Abschätzungen zum Anfall von Gülle und Festmist in der Viehhaltung wird nachfolgend ein Ansatz dargestellt, um die durch die Viehhaltung gebundene Strohmenge (inkl. Verfütterung) abzuschätzen.

Sollte die gesamte Rinder- und Schweinehaltung in Deutschland auf Stroheinstreu geführt werden, dann würde hieraus ein Strohbedarf von rd. 31 Mio. Mg pro Jahr resultieren (vgl. Tab. 2.5). Hierbei wurde eine durchschnittliche Einstreumenge von rd. 6 kg Stroh/Tag und GVE unterstellt.

Tab. 2.5: Abschätzungen zum Aufkommen an Gülle, Festmist und zum Strohbedarf in der Viehhaltung in Deutschland (1999)

Tierart	Viehbestand		Wirtschaftsdüngeraufkommen (Mio. Mg FM)				Strohbedarf		
			Gülle / Kot		Festmist ^{b)}				
	(1000 St.)	(1000 GVE)	Ansatz ^{a)}		Ansatz ^{a)}		Ansatz ^{a)}		
				100 %	75 %	100 %	25 %	100 %	25 %
Rinder	14.896	10.506	189,1	141,9	115,6	28,9	23,1	5,8	
Schweine	26.101	2.980			32,8	8,2	6,6	1,6	
dv. Zuchtsauen	2.614		13,1	9,8					
dv. Jung- u. Mastschweine	17.339		34,7	26,0					
dv. Ferkel	6.148								
Pferde	476	456	-	-	5,0		1,0		
Schafe	2.724	225	-	-	1,3		0,5		
Geflügel	118.303	473	2,8	-	-	-	-	-	
SUMME		14.640							
SUMME bei	Wirtschaftsdünger (Mio. Mg FM)		Gülle (Mio. Mg FM)		Festmist (Mio. Mg FM)				
100 % Gülle	246,0		236,9		6,3		1,5		
100 % Festmist	157,5				154,7		31,2		
75 % Gülle^{c)}	223,8			177,7		43,4		8,9	

^{a)} Jeweiliger Anteil des Haltungsverfahrens bei Rindern und Schweinen (z.B. zu 100 % auf Gülle bzw. auf Festmist; als realistische Variante wurde von 75 % Güllewirtschaft und 25 % Festmistwirtschaft ausgegangen).

^{b)} Im Festmist ist Stroh als Einstreu bereits mit enthalten.

^{c)} Die Summe ergibt sich aus den fettgedruckten Zahlen.

Quelle: Eigene Abschätzungen, angelehnt an Ruhr-Stickstoff AG (1988), BML (2000)

Geht man bei den Abschätzungen zum Gülleanfall in Deutschland davon aus, dass bei Rindern und Schweinen zu 100 % eine Güllewirtschaft betrieben wird (was in der Praxis natürlich nicht der Fall ist), so müssten rd. 240 Mio. Mg Gülle diesen beiden Tier-

haltungsbereichen zugerechnet werden (vgl. Tab. 2.5). Bei der Geflügel-, Pferde- und Schafhaltung wurde hierbei unterstellt, dass keine Güllewirtschaft betrieben wird, sondern die Exkremate als Kot oder Festmist anfallen. Für diese Gruppierung wurde abgeschätzt, dass rd. 9 Mio. Mg Festmist anfallen, wobei für die Pferde- und Schafhaltung eine Stroheinstreu von 1,5 Mio. Mg mit enthalten ist.

Unter den derzeitigen Verhältnissen kann jedoch nur von einem Anteil der Güllewirtschaft von ca. 70 bis 80 % (durchschnittlich 75 %) ausgegangen werden. Unter diesen als plausibel erachteten Annahmen kann von einem Gülleaufkommen von rd. 180 Mio. Mg aus der Rindvieh- und Schweinehaltung ausgegangen werden, das zur Biogasgewinnung genutzt werden könnte. Wie spätere Abschätzungen zeigen werden, sind derzeit erst ca. 5 % des Gülleaufkommens für die Biogasgewinnung erschlossen (vgl. Kap. 4.3).

2.2.3 Schwach- und Waldrestholz

Schwach- und Waldrestholz stellen ein Energieholzpotenzial dar, das derzeit nur in geringem Umfange genutzt wird. Nach Haschke (1998) könnten in Deutschland theoretisch bis zu 34 Mio. m³ an Holz aus dem Wald energetisch genutzt werden; dies entspricht rd. 17 Mio. Mg Trockenmasse. Inwieweit dieses theoretische Potenzial auch wirtschaftlich zu erschließen ist, wird maßgeblich von den ökonomischen Rahmenbedingungen und den Marktverhältnissen bestimmt. Vor diesem Hintergrund wurde in einer Studie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (Dieter et al., 2001) für 2005 abgeschätzt, zu welchen Kosten das technische Potenzial an Schwach- und Waldrestholz in Deutschland erschlossen werden könnte. Welche Kosten, Energieaufwand, CO₂-Emissionen oder Beschäftigungseffekte mit der Bereitstellung von Waldrestholz verbunden sind, wie auch für andere biogene Rest- und Abfallstoffe, ist in Kapitel 3 („Bereitstellung“) für verschiedene Prozessketten zusammengestellt. Die nachfolgenden Ausführungen fußen im Wesentlichen auf den Ergebnissen der oben zitierten Studie.

Schwachholz fällt bei Durchforstungsmaßnahmen in Waldbeständen mit einem kleinen Bestandesmitteldurchmesser an. Biomasse aus Schwachholz umfasst daher die gesamte Masse des Stammes, der Äste, des Reisigs, der Rinde und – sofern der Hackschnitzelharvester zum Einsatz kommt – der Nadeln. **Waldrestholz** fällt dagegen in älteren Waldbeständen als Rohholz aus dem Kronenbereich und als nichtverwertetes Holz (jeweils mit Rindenanteilen) an. Für alle Baumarten und Regionen wurde pauschal angenommen, dass ab einem mittleren Brusthöhendurchmesser (BHD) von 16 cm (mit Rinde) die stoffliche Verwertung des Waldholzes betrieben wird – Verwendung in der Holzwerkstoff- und Papierindustrie. Mögliche Konkurrenzbeziehungen zwischen stofflicher und thermischer Verwertung oberhalb einem BHD von 16 cm werden in dieser Untersuchung nicht abgebildet. Teilweise wird Waldholz aus diesem Segment durch die Bereitstellung von Brenn-Schichtholz – für die Produktion von Scheitholz – auch energetisch genutzt. Darüber hinaus wird Brenn-Schichtholz auch aus Schwach- und Waldrestholz bereitgestellt.

Bei den Abschätzungen zum Potenzial wurde keine Ernte von Schwach- und Waldrestholz in Nationalparks, in Biosphärenreservaten und in Steillagen (mit >60 % Steigung) der Mittelgebirge und der Alpen unterstellt.

Bei der Interpretation des Potenzials an Biomasse aus Waldrestholz zur thermischen Verwertung muss bedacht werden, dass Brennholz und Hackschnitzel aus Waldrestholz bereits heute in großem Umfang zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Mellinghoff und Becker (1998) schätzen den derzeitigen Verbrauch von Brennholz (1995) aus dem Wald allein in privaten Haushalten und Kleinf Feuerungsanlagen auf 8,5 Mio. m³. Marutzky und Seeger (1999) gehen von rd. 6 Mio. m³ aus. Dies entspricht rd. 3 Mio. Mg TM, wovon jeweils die Hälfte in Holzfeuerstätten (Kachel- und Kaminöfen) und in größeren Hackschnitzelheizungen verfeuert wird.

Aufkommen

Zur Berechnung der Aufkommen wurden neben Daten der Bundeswaldinventur insbesondere Ertragstafeln zur Abschätzung von Waldwachstum und Nutzungsmengen und Bestandessortentafeln herangezogen.

In Tab. 2.6 ist zusammengestellt, welches Potenzial an Energieholz (Schwach- und Waldrestholz) in Deutschland genutzt werden könnte. Auf der Basis zahlreicher notwendiger Annahmen berechnet sich das Potenzial an Energieholz auf knapp 14 Mio. Mg TM bei einer unterstellten unteren Aufarbeitungsgrenze von 12 cm (BHD) bzw. ca. 16,6 Mio. Mg TM bei einer unterstellten unteren Aufarbeitungsgrenze von 8 cm.

Im Ergebnis der vorliegenden Untersuchung ist nicht berücksichtigt, dass Brennholz aus dem Wald bereits in nennenswertem Umfang genutzt wird. Zum einen liegt eine Abschätzung des Brennholzverbrauchs nur auf Bundesebene vor. Zum anderen wird Schichtholz, ein Sortiment, das hauptsächlich an die Holzwerkstoff- und Papierindustrie verkauft wird und deshalb in der vorliegenden Potenzialberechnung nicht erfasst ist, zum Teil ebenfalls als Brennholz genutzt. Die aus dem Energieholzpotezial zusätzlich zu bereits bestehenden Nutzungen verfügbare Teilmenge lässt sich daher nicht genau quantifizieren.

Tab. 2.6: Energieholzpotezial für 2005, differenziert nach Baumartengruppe und unterer Aufarbeitungsgrenze (8 cm bzw. 12 cm)

Energieholz (Hackschnitzel) aus:	Baumartengruppe (Mio. Mg TM)				Gesamt (Mio. Mg TM)
	Eiche	Buche	Fichte Tanne Douglasie	Kiefer Lärche	
Schwachholz (8 cm)	0,351	1,487	3,157	2,000	6,995
Schwachholz (12 cm)	0,212	0,906	1,966	1,184	4,268
Waldrestholz	0,584	3,166	4,092	1,753	9,595
Gesamt (8 cm) <i>(Anteil)</i>	0,935 <i>(5,6 %)</i>	4,653 <i>(28,1 %)</i>	7,249 <i>(43,7 %)</i>	3,753 <i>(22,6 %)</i>	16,590 <i>(100,0 %)</i>
Gesamt (12 cm)	0,796	4,072	6,058	2,937	13,863

Obere Aufarbeitungsgrenze: <16 cm Brusthöhendurchmesser (BHD)

Quelle: Dieter et al. (2001)

Haschke (1998) schätzt das neben der stofflichen Verwendung verfügbare jährliche Energieholzpotezial auf 34 Mio. m³. Damit liegt seine Schätzung etwas über den Er-

gebnissen der Untersuchung von Dieter et al. (2001), die, je nach Behandlung der Nadelmasse, auf ein Potenzial von umgerechnet etwa 25 bis 30 Mio. m³ kommen.

Das DIW (1999) schätzt das im Jahr 2020 in Deutschland technisch für energetische Zwecke nutzbare Waldrestholzpotenzial auf 16,6 Mio. Mg TM und stimmt somit mit dem Ergebnis der oben aufgezeigten Potenzialabschätzung von Dieter et al. (2001) relativ gut überein.

Wegen der großen Bedeutung für die Erschließung des nutzbaren Potenzials an Schwach- und Waldrestholz wird nachfolgend näher ausgeführt, welche Auswirkungen die Kosten der Hackschnitzelbereitstellung haben.

Kosten der Hackschnitzelbereitstellung

Der Grad der Erschließung des angeführten Potenzials an Schwach- und Waldrestholz wird von den Kosten der Hackschnitzelbereitstellung frei Waldstraße und den zusätzlich nötigen Transportkosten (frei Verwertungsanlage, z.B. Heizwerk) bestimmt.

In der Untersuchung von Dieter et al. (2001) wurden, in Abhängigkeit von der Hangneigung, unterschiedliche Anteile der drei nachfolgend aufgeführten Verfahren bei der Hackschnitzelproduktion unterstellt. Ab einer Hangneigung von >60 % wurde eine Nutzung ausgeschlossen. Bei einer Hangneigung <30 % wurde sowohl für Schwachholz als auch für Waldrestholz (mit einem Brusthöhendurchmesser (BHD) von <35 cm) eine vollmechanisierte Ernte (1) unterstellt, ansonsten wurde von einem teilmechanisierten Ernteverfahren (2) ausgegangen (vgl. Tab. 2.7). Der Anteil der motormanuellen Ernte (3) wurde immer mit 10 % der Waldfläche angenommen.

Tab. 2.7: Kosten der Hackschnitzelproduktion aus Schwachholz und Waldrestholz frei Waldstraße

BHD [cm]	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	(Angaben in €/Schüttraummeter (Srm))										
(1) Hackschnitzel-Harvester + Container-Shuttle-Fahrzeug (HS-Rücken) ^{a), b)}											
HS-Produktion	82,4	58,1	39,4	27,6	20,2	15,4	12,3	10,1	8,5	7,3	6,4
HS Rücken	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Insgesamt	86,4	62,1	43,4	31,6	24,2	19,4	16,3	14,1	12,5	11,3	10,4
(2) Teilmechanisiertes Ernteverfahren ^{c)}											
HS-Produktion	35,7	32,8	29,9	26,9	24,0	21,1	19,3	17,9	16,8	15,9	15,0
(3) Motormanuelle Hackschnitzelproduktion ^{d)}											
HS-Produktion	22,7	21,0	19,3	17,9	16,7	15,5	14,6	13,8	13,2	12,8	12,5

grau unterlegte Kosten werden für Hackschnitzel aus Waldrestholz angesetzt

^{a)} Hackschnitzelproduktion: Feller et al. (1998), S. 32

^{b)} Rücken mit dem Shuttle: Feller et al. (1998), S. 34 (inkl. Wartezeiten)

^{c)} Hackschnitzelproduktion: Remler und Fischer (1996), S. 44 (Lohnsatz, interpoliert); Feller et al. (1999/2000), S. 23 (inkl. Wartezeiten)

^{d)} Remler und Fischer (1996), S. 34, 39

Quelle: Dieter et al. (2001)

Die Kosten dieser Ernteverfahren sind in Abhängigkeit des Brusthöhendurchmessers (BHD) für die Hackschnitzelproduktion aus Schwachholz zusammengestellt. Die grau unterlegte Spalte gibt die angesetzten Kosten für die Bereitstellung von Hackschnitzeln

aus Waldrestholz wieder, differenziertere Untersuchungen liegen bei Waldrestholz leider nicht vor.

Aus den Untersuchungen wird deutlich, dass bei Schwachholz ein Aufkommen an Hackschnitzeln erst ab Preisen von ca. 35-50 €/Mg TM erschlossen werden kann (s. Tab. 2.8). Mit diesem Hackschnitzelpreis wird rd. ein Viertel des möglichen Energieholzpotenzials erschlossen. Bei Waldrestholz führt bereits der Preissprung von 50 auf 65 €/Mg TM zu einem deutlichen Anstieg des Energieholzaufkommens.

Tab. 2.8: *Aufkommen an Hackschnitzeln in Abhängigkeit vom Hackschnitzelpreis frei Waldstraße*

Hackschnitzelpreis (€/Mg TM)	Aufkommen					
	Schwachholz		Waldrestholz		INSGESAMT	
	(Mio. Mg TM)	(Mio. Srm)	(Mio. Mg TM)	(Mio. Srm)	(Mio. Mg TM)	(Mio. Srm)
<35	0,04	0,14	1,41	5,35	1,45	5,49
35-50	0,76	2,95	3,82	16,38	4,58	19,33
50-65	2,64	11,95	7,03	34,51	9,67	46,46
65-80	4,82	23,06	7,14	34,96	11,96	58,02
>80	7,00	35,17	9,56	46,71	16,59	81,88

Quelle: Dieter et al. (2001), eigene Zusammenstellung

Bei einem Hackschnitzelpreis von 70 €/Mg TM lässt sich bei einer Betrachtung für Deutschland insgesamt etwa die Hälfte des Potenzials mobilisieren, bei einem Preis von 90 €/Mg TM etwa 80 %. Die Preise, die für eine Mobilisierung von 80 % des Potenzials bei einer Differenzierung nach Raumordnungsregionen bezahlt werden müssen, schwanken zwischen 65 und 120 €/Mg TM.

Hier muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass diese Preise sich auf die Bereitstellung der Hackschnitzel frei Waldstraße beziehen. Für den Transport der Hackschnitzel zu einem beispielsweise in ca. 10 km Entfernung stehenden Heizwerk müssten zusätzlich, je nach Transportverfahren, 10 bis 15 €/Mg TM bezahlt werden. Eine weitergehende Diskussion zu den transportabhängigen Kosten findet in Kapitel 3 (Bereitstellung) statt.

Bei einer Gegenüberstellung der aktuell gezahlten Preise für Hackschnitzel mit den hier vorgestellten Kostenschätzungen der BFH Hamburg dürften deutliche Abweichungen ersichtlich werden. In vielen Fällen sind die derzeit gezahlten Preise für Hackschnitzel keinesfalls kostendeckend. Für eine umfangreichere Erschließung des aufgezeigten Energieholzpotenzials an Schwach- und Waldrestholz ist eine „bessere“ Kostendeckung unumgänglich.

2.2.4 Industrierestholz

Unter der Rubrik Industrierestholz werden Resthölzer aus dem Bereich der Sägewerke, der Holz- und Möbelindustrie, des Holzverarbeitenden Handwerks und der Holzwerkstoffindustrie zusammengefasst (vgl. Tab. 2.9). Eine Definition zu Industrierestholz (vgl. Kap. 2.2.5) gibt die vorliegende Altholzverordnung (AltholzV, 2002), die 2003 in Kraft getreten ist. Hinsichtlich des TS-Gehaltes gibt es bei Industrierestholz sehr große Unterschiede; so weisen beispielsweise Sägeresthölzer einen TS-Gehalt von

ca. 60 bis 70 % auf, Holzwerkstoffe dagegen ca. 90 bis 95 % (vgl. Marutzky und Seeger, 1999).

In den Sägewerken fallen nach Abschätzungen von Marutzky und Seeger (1999) in Deutschland – bei einem Rundholzverbrauch von ca. 20 Mio. m³ (vgl. BML, 2000) und einer Schnittholzproduktion von ca. 13,5 Mio. m³ – rund 6,5 Mio. m³ Restholz in Form von Säge-/Gatterspänen, Schwarten, Spreißeln und Hackschnitzeln an. Hinzu kommen etwa 1-1,5 Mio. m³ Rinde. Nach ihren Angaben entspricht dies, unter Zugrundelegung eines TS-Gehaltes von 65 % (frisch bis 6 Monate Waldlagerung), einem Aufkommen von rd. 5 Mio. Mg FM (4,7 bis 5,5 Mio. Mg FM).

Tab. 2.9: Aufkommen und Verwendung von Industrierestholz in Deutschland

	Industrierestholz	
	(Mio. Mg FM)	(%)
Aufkommen		
- Sägewerke	5,0	58,8
- Holz-/Möbelindustrie u. holzverarb. Handwerk	3,0	35,3
- Holzwerkstoffindustrie	0,5	5,9
Insgesamt	8,5	100,0
Verwendung		
- energetisch		
Sägewerke	ca. 0,5	5,9
Holz-/Möbelindustrie u. holzverarb. Handwerk	ca. 3,0	35,3
Holzwerkstoffindustrie	0,35	4,1
- stofflich		
Holzwerkstoff-/Papierindustrie	4,5	52,9
Holzwerkstoffindustrie	0,15	1,8
Insgesamt	8,5	100,0

Beachte: Die einzelnen Fraktionen weisen sehr unterschiedliche TS-Gehalte auf.

Quelle: Marutzky und Seeger (1999)

Der überwiegende Teil der Sägewerksreste dient der Papier- und Holzwerkstoffindustrie als Rohmaterial, nur etwa 10 % werden in den Sägewerken selbst energetisch genutzt. Das Aufkommen an Industrierestholz (Spänen, Stäube, stückige Reste) in der Holz-/Möbelindustrie und im holzverarbeitenden Handwerk wird vorwiegend in diesen Betrieben selbst zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt. Geringe Mengenanteile gehen zurück in die Holzwerkstoffindustrie, genaue Mengenangaben liegen hierzu jedoch nicht vor. Das Industrierestholz (Schleifstaub, Späne, Reste beim Plattenzuschnitt, Ausschussware) in der Holzwerkstoffindustrie wird in den Betrieben nahezu ausnahmslos stofflich (ca. 30 %) bzw. energetisch (ca. 70 %) genutzt (Marutzky und Seeger, 1999). Nach Angaben des BML (2000) wurden 1999 netto rd. 2,5 Mio. m³ Industrieholz exportiert, 1998 lag dieser Exportüberschuss noch bei rd. 3,4 Mio. m³.

2.2.5 Altholz

Unter Altholz versteht man nach der Begriffsbestimmung der vorliegenden Altholzverordnung (AltholzV, 2002) Industrierestholz und Gebrauchtholz, soweit diese als Abfall anfallen im Sinne des §3 Abs. 1 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes. Zu Industrierestholz zählen die in Betrieben der Holzbe- oder -verarbeitung anfallenden Holzreste einschließlich der in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallenden Holzwerkstoffreste sowie anfallende Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil (mehr als 50 Massenprozent). Gebrauchtholz sind gebrauchte Erzeugnisse aus Massivholz, Holzwerkstoffen oder aus Verbundstoffen mit überwiegendem Holzanteil. Mengenangaben zum Aufkommen und zur Verwertung von Industrierestholz wurden bereits im Kapitel 2.2.4 gemacht.

Die Differenzierung der Althölzer lässt sich nach der Altholzverordnung aufgrund ihrer Belastung in vier verschiedene Altholzkategorien vornehmen. Einen Überblick dazu gibt Tab. 2.10.

Tab. 2.10: Altholzkategorien nach der Altholzverordnung

Altholzkategorie	Beschreibung
A I Nicht behandeltes Altholz	Naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde
A II Behandeltes Altholz	Verleimtes, gestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel
A III Belastetes Altholz	Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ohne Holzschutzmittel
A IV Besonders belastetes Altholz	Mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz, wie Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle, sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I, A II oder A III zugeordnet werden kann, ausgenommen PCB-Altholz
PCB-Altholz	Altholz, das PCB im Sinne der PCB/PCT-Abfallverordnung ist und nach deren Vorschriften zu entsorgen ist, insbesondere Dämm- und Schallschutzplatten, die mit Mitteln behandelt wurden, die polychlorierte Biphenyle enthalten

Quelle: AltholzV (2002)

Bei Altholz gibt es teilweise sehr unterschiedliche Mengenangaben zur Aufschlüsselung des Aufkommens und zur Verwendung in Deutschland. In Tab. 2.11 ist eine Zusammenstellung aktueller Abschätzungen aufgeführt, die dies verdeutlicht. Hinsichtlich der Aufkommensmenge liegen alle Angaben in der Größenordnung von rd. 8 Mio. Mg. Auf der Grundlage einer vergleichenden Betrachtung von Literaturangaben, Schätzungen von Fachverbänden und zusammenfassenden Berechnungen kann nach Sundermann et al. (1999) für Deutschland von einem Altholzpotezial von ca. 7,7 Mio. Mg/a ausgegangen werden.

Die beiden wichtigsten Herkunftsbereiche für Altholz in Deutschland sind Altmöbel/ Sperrmüll sowie Abbruchholz/Bauholz (vgl. Tab. 2.11). Sie tragen, je nach Untersuchung, mit rd. 65-85 % zum Altholzaufkommen bei. Daran gemessen weichen die An-

gaben zur Verwendung der Althölzer deutlich stärker voneinander ab. Dies betrifft vor allem Angaben zur Energieproduktion aus Altholz, die zwischen 9 % und 67 % liegen, und Angaben zur Deponierung, deren Anteil mit 3 % bis 73 % angegeben wird. Hier dürften insbesondere die Angaben von Sundermann et al. (1999) kritisch zu hinterfragen sein, die der Deponierung einen Anteil von rd. 73 % zurechnen.

Tab. 2.11: *Aufkommen und Verwendung von Altholz in Deutschland*

	Sundermann et al. (1999)		Marutzky (2000); Marutzky und Seeger (1999)		Lang et al. (2000)		Speckels (2000) ^{a)}	
	(Mio. Mg)	(%)	(Mio. Mg)	(%)	(Mio. Mg)	(%)	(Mio. Mg)	(%)
Aufkommen								
Abfall aus Holzverarbeitung					1,4	17,7		
Verpackungsholz	1,2	15,6	1,0	12,5	1,1	13,8	1,0	12,0
Altmöbel, Sperrmüll	1,6	20,8	2,8	35,0	2,5	30,8	3,0	35,0
Abbruchholz, Bauholz	4,9	63,6	3,2	40,0	2,6	32,7	3,5	41,0
Bahnschwellen, Masten			0,7	8,7			1,0	12,0
Kabeltrommeln, Pfähle			0,3	3,8				
Holz mit schäd. Verunrein.					0,4	5,0		
Insgesamt	7,7	100,0	8,0	100,0	8,0	100,0	8,5	100,0
Spanne			7,5-8,5		7,4-8,5			
Verwendung								
Spanplattenproduktion	1,4	18,2	1,2	15,0	2,2	28,0	1,7	20,0
Kompostherstellung					0,2	2,0		
Energieproduktion	0,7	9,1	1,6	20,0	5,3	67,0	1,9	22,0
Deponierung	5,6	72,7			0,3	3,0	2,6	31,0
MVA / Deponie			3,45	43,1				
Export			0,8	10,0			2,3	27,0
ungeklärt			0,95	11,9				
Insgesamt	7,7	100,0	8,0	100,0	8,0	100,0	8,5	100,0
Spanne			7,5-8,5		7,4-8,5			

Beachte: Alle Angaben beziehen sich auf Mg FM (TS-Gehalt nicht angegeben).

^{a)} Auswertung aktueller Literaturangaben für 1996 bis 2000

Mit der Verwertung von Altholz hatte sich auch der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) in seinem neuen Gutachten ausführlich auseinandergesetzt (SRU, 2002). Insbesondere hat er darauf hingewiesen, dass gegenwärtig nicht auszuschließen sei, dass von der Schadstoffbelastung her ungeeignetes Altholz stofflich verwertet würde. Er kommt zu der Einschätzung, dass für die nach AltholzV in weitem Umfang zulässige Verwertung von Althölzern in der Holzwerkstoffproduktion ausschließlich wirtschaftliche Gesichtspunkte sprechen würden. Er vermittelt folglich die Einschätzung, dass in vielen Fällen nicht die stoffliche sondern eine energetische Verwertung der bessere Verwertungsweg wäre.

Mit Blick auf die im Zusammenhang mit der BiomasseV und dem EEG deutlich verbesserten ökonomischen Rahmenbedingungen der Stromgewinnung aus Altholz dürfte sich die Bedeutung der energetischen Verwertung der Althölzer noch weiter verbessern und zum dominierenden Part der Altholzverwendung werden.

Der Altholzmarkt unterliegt erheblichen Schwankungen hinsichtlich des verfügbaren Aufkommens, besonders aber im Hinblick auf die Preisgestaltung. Diese Schwankungen werden durch folgende wesentliche Faktoren beeinflusst (vgl. Six, 2000):

- Entsorgungsmöglichkeiten im Ausland
- vorhandene Deponiekapazitäten
- regionale Bautätigkeiten

Der durchschnittliche Brennstofflerlös (Erlös, den der Verwender erzielt) lag 1999/2000 für aufbereitetes Altholz (350 mm), frei Verwendungsanlage, bei ca. 30 €/Mg (Kötting, 2000), wobei sich, mit Hinweis auf den BVSE (Bundesverband Sekundärrohstoffe, Bonn), die Spanne bei den Kipperlösen von 10-30 €/Mg für unbehandeltes Holz bzw. bis zu 60-130 €/Mg für belastetes Holz bewegte. Nach Untersuchungen von Lang et al. (2000) liegen die erzielbaren Preise für aufbereitetes Altholz (frei Altholzaufbereiter) für eine stoffliche Verwertung im Bereich von 12 bis 24 €/Mg. Demgegenüber muss der Altholzaufbereiter 17 bis 33 €/Mg (bei energetischer Verwertung) bzw. 34 bis 38 €/Mg (bei Deponierung) frei Aufbereitungsanlage bezahlen, damit das aufbereitete Altholz der angeführten Verwertung zugeführt werden kann; hinzu kämen noch entsprechende Kosten für den Transport. Nach Umfragen von Lang et al. (2000) liegen die mittleren Transportentfernungen für die Abgabe des aufbereiteten Altholzes für die stoffliche Verwertung bei rd. 500 km, für die energetische Verwertung bei ca. 200 bis 300 km und für die Deponierung bei rd. 100 km.

Durch das In-Kraft-Treten der BiomasseV ist die Abhängigkeit der Wettbewerbsfähigkeit der energetischen Verwertung von Altholz jedoch merklich von den Abnahmeerlösen für Altholz entkoppelt worden. Auf der anderen Seite hat sich heute der Altholzmarkt, aufgrund der verbesserten Rahmenbedingungen bei der energetischen Verwertung, vom Angebotsmarkt eher zum Nachfragemarkt entwickelt – mit entsprechend deutlich niedrigeren erzielbaren Altholzerlösen bei dessen energetischer Verwertung.

2.2.6 Bio- und Grünabfall

Unter der Rubrik Bio- und Grünabfall sind die biogenen Abfälle zusammengefasst, die von der öffentlichen Hand erfasst bzw. separat an entsprechende Behandlungs- und Verwertungsanlagen angeliefert werden. Eine nähere Beschreibung der hierunter zusammengefassten Abfallarten kann der Bioabfallverordnung (BioAbfV, 1998) entnommen werden. Nach einer für das Jahr 1997 durchgeführten bundesweiten Erhebung von Fricke und Turk (2000) sind in Deutschland ca. 77 % der Gebietskörperschaften an das Getrenntsammlensystem „Biotonne“ angeschlossen, wobei der einwohnerspezifische Anschlussgrad bei durchschnittlich 54 % lag. Das erfasste Aufkommen an Bio- und Grünabfall wird mit 6,73 Mio. Mg FM angegeben, wovon 2,67 Mio. Mg FM Grünabfälle sind (vgl. Tab. 2.12).

Tab. 2.12: *Status quo der Getrenntsammlung und Kompostierung/Vergärung von Bio- und Grünabfällen in Deutschland (1997)*

Anschlussgrad der abfallwirtschaftlichen Verwaltungseinheiten in Deutschland an das System „Biotonne“ (n = 419)	77 %
Mittlerer Anschlussgrad der Einwohner in den Verwaltungseinheiten mit installierter „Biotonne“ (n = 323)	54 %
Erfassungsquote	54 % (43 bis 81%)
Spezifische Bioabfallmenge pro Einwohner und Jahr (FM)	60 kg/a (23 bis 182 kg/a)
Spezifische Grünabfallmenge pro Einwohner und Jahr (FM)	20 kg/a
Menge der erfassten Bioabfälle (FM) (n = 419)	4,06 Mio. Mg/a
Menge der erfassten Grünabfälle (FM) (n = 419)	2,67 Mio. Mg/a
Gesamtmenge (FM)	6,73 Mio. Mg/a
Kompostanlagen in Betrieb ^{a)}	558
Vergärungsanlagen in Betrieb ^{a)}	46

n = Umfang der Stichproben

^{a)} Aktualisiert nach Kern (1999); nur Anlagen > 1.000 Mg/a; vgl. Kap. 4.3

Quelle: Fricke und Turk (2000)

Bei der Erhebung von Fricke und Turk für das Jahr 1997 wurde bei denjenigen Bundesländern, die nur Bioabfälle und keine Grünabfälle ausweisen, keine nachträgliche Aufschlüsselung gemäß den relativen Mengenanteilen dieser Abfälle in den übrigen Bundesländern vorgenommen. Dies erklärt die Abweichungen zu der in Abb. 2.2 dargestellten Entwicklung des erfassten Aufkommens an Bio- und Grünabfällen in Deutschland, da bei den eigenen Abschätzungen eine nachträgliche Zuordnung für diese Bundesländer durchgeführt wurde (siehe auch Tab. 4.10).

Wie aus dieser Abbildung deutlich wird, hat sich das separat erfasste Aufkommen an Bio- und Grünabfall in Deutschland, ausgehend von 1990 mit 2,13 Mio. Mg bis 1999 mit rd. 7,7 Mio. Mg, annähernd vervierfacht. Die Einschätzung von Fricke und Turk (2000), dass durch Ausweitung der Bioabfallsammlung und durch zielgerichtete Öffentlichkeitsarbeit die erfasste Menge an Grün- und Bioabfall auf ca. 7,0 Mio. Mg gesteigert werden könnte, hat sich somit bereits heute mehr als bestätigt. Sie dürfte sogar nach oben zu korrigieren sein.

Die überwiegende Menge der Bio- und Grünabfälle wird in Kompostanlagen (vgl. Tab. 2.12) – dies dürften heute annähernd 600 Anlagen sein – verarbeitet (Fricke und Turk, 2000). Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (2002) wurden 1998 rd. 7,7 Mio. Mg an kompostierbaren Abfällen den Kompostierungsanlagen zugeführt. Die gegenwärtige Verwertung dieser organischen Abfälle in hierfür speziell errichteten Bioabfall-Vergärungsanlagen zur Biogas- und somit zur Energiegewinnung ist von untergeordneter Bedeutung.

Aktuelle Erhebungen zeigen (vgl. Kap. 4.3), dass die etwas mehr als 40 Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland eine Verarbeitungskapazität von rd. 0,8 Mio. Mg (FM) an Bioabfällen aufweisen. Maßgeblich für diese Entwicklung ist, dass sich die Technolo-

gien zur Bioabfallvergärung erst in den letzten Jahren etablieren konnten (vgl. Fricke und Turk, 2000).

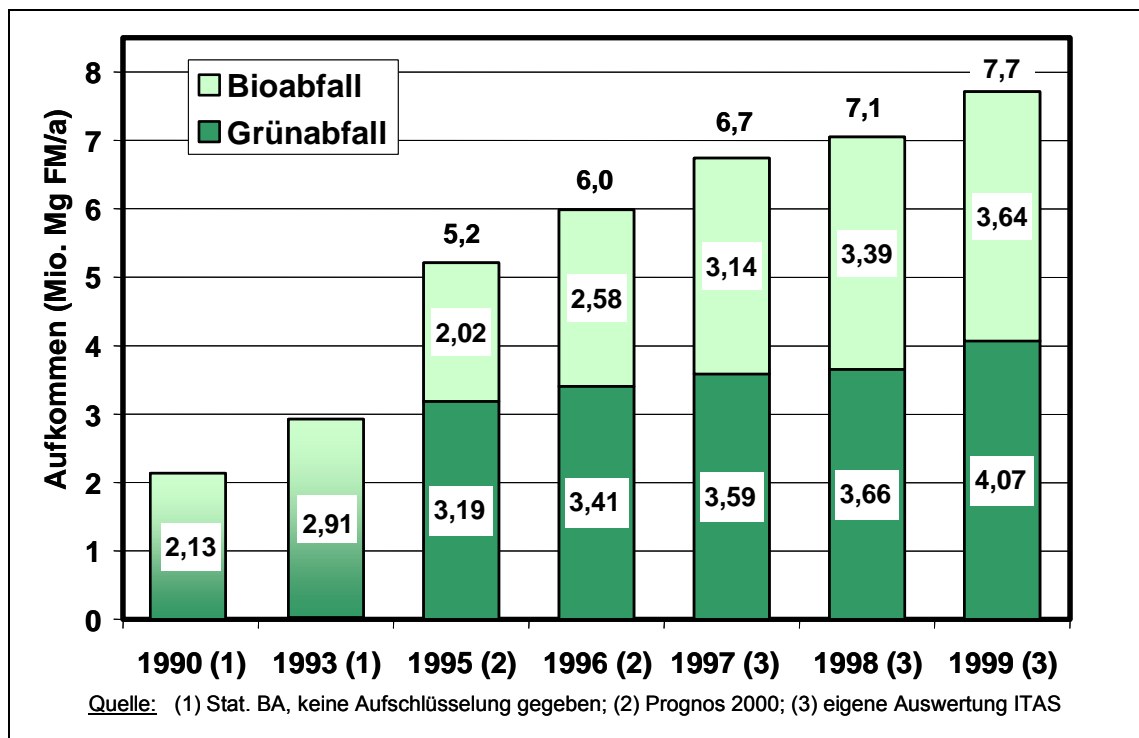


Abb. 2.2: Entwicklung des erfassten Aufkommens an Bio- und Grünabfall in Deutschland

Aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen des EEG (2000) dürfte die energetische Verwertung, insbesondere der Bioabfälle (z.B. Küchenabfälle), durch die Co-Vergärung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (mit Gülle) bzw. in den Faultürmen der Kläranlagen eine deutlich größere Bedeutung erlangen (vgl. Kap. 4.3-4.4). Die hierbei nutzbaren logistischen und ökonomischen Vorteile sind in den meisten Fällen überzeugend. Daten zur mengenmäßigen Bedeutung der Co-Vergärung von Bioabfällen in landwirtschaftlichen Gülle-Biogasanlagen oder in den Faultürmen von Kläranlagen sind leider nicht verfügbar.

2.2.7 Schlachtnebenprodukte und Tiermehl

Vor dem Hintergrund der Verbreitung von BSE wurde EU-weit Ende 2000 ein zeitlich befristetes vollständiges Verfütterungsverbot für Tiermehle angeordnet (vgl. Europäisches Parlament, 2001a); die Verfütterung an Wiederkäuer (Rinder, Schafe und Ziegen) war bereits seit 01.07.1994 verboten. Zielsetzung dieses generellen Fütterungsverbotes ist es, aus Vorsorgegründen eine mögliche Kontamination bei der Herstellung von Futtermitteln zu vermeiden, solange der derzeitige Kenntnisstand über die Übertragungswege des BSE-Erregers noch unvollständig ist. Diese Entwicklung führte dazu, dass relativ kurzfristig alternative Entsorgungswege für ein bisher als wertvoll erachtetes Eiweißfuttermittel gesucht und erschlossen werden mussten.

Bei der Abwägung alternativer Verwertungswege für Tiermehle kommt die EU-Kommission (2000a, S.23), insbesondere aufgrund ökonomischer Gesichtspunkte, zu der Schlussfolgerung, dass das Kompostieren und die Verwendung von Tiermehl als Düngemittel – entgegen der Verbrennung – umweltverträglicher sein könnten und eine

teilweise Kostendeckung garantieren würden. Die Biogaserzeugung aus Tiermehl bietet hier, nach Einschätzung der Kommission, neben ihren zahlreichen Vorteilen für die Umwelt auch die Aussicht auf eine Kostendeckung durch die Erzeugung sogenannter „grüner“ Energie. Folglich sollten die Erzeugung von Biogas, das Kompostieren und die Verwendung als Düngemittel, wann immer möglich, gefördert werden. Die Entsorgung tierischer Nebenprodukte durch Verbrennung oder Vergraben auf Deponien ist weniger wünschenswert. Dieser Schlussfolgerung muss man nicht zwingend folgen, wenn man sich unter dem Blickwinkel der Vorsorge die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Hygiene und nicht zuletzt die mangelnde Akzeptanz beim Verbraucher vor Augen führt.

In Deutschland wird die Entsorgung der Tiermehle in Verbrennungsanlagen als die zu bevorzugende Alternative erachtet. Welche Anforderungen an die Entsorgung von Tiermehl und Tierfett in Verbrennungsanlagen zu stellen sind und welche Empfehlungen sich daraus ableiten lassen, wurde von Nottrodt et al. (2001) in einer Studie im Auftrag des BMU zusammengestellt.

Um welche Mengen es sich hinsichtlich der Rohstoffe und Erzeugnisse der Fleischmehlindustrie handelt, geht aus Tab. 2.13 hervor. Wie bisherige Praxiserfahrungen und Untersuchungen zeigen, ist die energetische Verwertung von Tiermehlen und Tierfetten in Müll-, Klärschlamm- und Sonderabfallverbrennungsanlagen, in Vergasungsanlagen, in Kohlekraftwerken oder in Zementwerken ohne Probleme technisch zu realisieren (vgl. Nottrodt et al., 2001). Sie kommen im Gegensatz zur EU-Kommission zur Einschätzung, dass biologische Behandlungsverfahren (z.B. Biogasverfahren) unterbleiben sollten, da keine vollständige Zerstörung der möglicherweise vorhandenen BSE-Erreger erreicht werden kann.

Tab. 2.13: Einsatz an Rohmaterial und Aufkommen an Erzeugnissen in der Fleischmehlindustrie in Deutschland

	Angaben (in 1000 Mg FM)			
	1996	1997	1998	1999
Rohmaterial				
Schlachtnebenprodukte u. -reststoffe	1.910,4	2.101,7	2.178,3	2.333,9
Tierkörper	322,9	387,8	350,0	361,0
Gesamt	2.233,3	2.489,5	2.528,3	2.694,9
Erzeugnisse ^{a)}				
Tiermehl	366,1	404,3	397,8	446,7
Fleischknochenmehl	196,7	194,6	210,6	214,6
Blutmehl	20,0	19,6	22,2	21,2
Federmehl	11,4	9,3	8,8	8,9
Geflügelfleischmehl	6,5	6,9	8,9	9,2
Andere	7,1	21,8	24,9	74,8
Tierfett	258,4	277,5	279,0	310,0
Gesamt	866,2	934,0	952,2	1.085,4

^{a)} Nicht erfasst sind Fettschmelzen, die Fette von Schlacht tierkörpern für die Humanernährung verwerten.

Quelle: Produktionsstatistik nach Angaben des Verbandes der Fleischmehlindustrie
[<http://www.fleischmehlindustrie.de>]

Zunächst muss durch wissenschaftliche Untersuchungen der Beweis geführt werden, ob über Tiermehle eine weitere Verbreitung des BSE-Erregers stattfinden kann. Kann dies ausgeschlossen werden, sollte die stoffliche Verwertung des Tiermehls als eiweiß- und energiereiches Futtermittel wieder im Vordergrund stehen. Darauf zielt auch das bereits erwähnte zeitlich befristete generelle Fütterungsverbot von Tiermehlen durch die EU-Kommission. Einen guten Überblick zum derzeitigen Kenntnisstand zu BSE kann dem umfangreichen englischen Untersuchungsbericht entnommen werden (Lord Phillips et al., 2000). Eine weitergehende Betrachtung der energetischen Verwertung von Tiermehlen bzw. deren Rohstoffen wird im Zusammenhang mit dieser Studie nicht vorgenommen.

2.2.8 Restmüll

Nach dem EEG und der BiomasseV ist eine Förderung der energetischen Nutzung von Restmüll ausgeschlossen, obgleich sich in diesem Aufkommen überwiegend Anteile von biogenen Reststoffen befinden. Auf der europäischen Ebene wird dies vor dem Hintergrund des anstehenden Erlasses einer Richtlinie zur „Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ (vgl. EU-Kommission, 2000b; Europäisches Parlament und Rat, 2001) keinesfalls stringent abgelehnt.

Vielmehr haben sich das Europäische Parlament und die EU-Kommission letztendlich auf Druck des Ministerrates darauf verständigt, dass die Müllverbrennung als erneuerbare Energie gewertet werden kann. Dies ist sicherlich die Konsequenz aus der Tatsache, dass in einigen Ländern der EU eine solche Strategie bereits verfolgt wird. Die Verbrennung von nicht getrenntem Siedlungsmüll im Rahmen einer künftigen Förderregelung für erneuerbare Energiequellen sollte – nach Meinung des Europäischen Parlaments und der EU-Kommission – nicht gefördert werden, wenn dadurch andere gemeinschaftliche Zielsetzungen im Blick auf die Abfallbehandlungshierarchie untergraben werden (Europäisches Parlament, 2001b).

Betrachtet man für Deutschland die Verhältnisse beim Aufkommen an Hausmüll, Sperrmüll, hausmüllähnlichen (hmä.) Gewerbeabfall, Bio-/Grünabfall und den separat erfassten Wertstoffen (vgl. Abb. 2.3), so hat sich dieses Aufkommen seit 1990 deutlich reduziert und auch in seiner Aufteilung auf die genannten Gruppen verändert.

Das in Deutschland von der öffentlichen Hand erfasste Aufkommen an Restmüll (Hausmüll, Sperrmüll und hmä. Gewerbeabfall) hat sich seit 1990 von rd. 52,5 Mio. Mg mehr als halbiert und lag im Jahr 1999 bei rd. 24,0 Mio. Mg (s. Abb. 2.3). Im gleichen Zeitraum verdreifachte sich das erfasste Aufkommen an Wertstoffen und Bio-/Grünabfällen (vgl. Kap. 2.2.6) von rd. 6,2 Mio. Mg (1990) auf 20,4 Mio. Mg (1999). Vom erfassten Aufkommen an Hausmüll, Sperrmüll und hmä. Gewerbeabfall wurden 1999 rd. 4 % stofflich verwertet, 39 % in Müllverbrennungsanlagen verbrannt – dies entspricht rd. 9,7 Mio. Mg – und 57 % deponiert (Tab. 2.14).

Tab. 2.14: Aufkommen und Behandlung von Hausmüll, Sperrmüll und hmä. Gewerbeabfall in Deutschland im Jahr 1999

	Hausmüll				Sperrmüll				hausmüllähnl. Gewerbeabfall (inkl. Infrastrukturabf. u. Sortierreste)				Summe			
	(1000 Mg/a)				(1000 Mg/a)				(1000 Mg/a)				(1000 Mg/a)			
	Auf- kommen	stoffl. ver- wertet	therm. behan- delt	Rest	Auf- kommen	stoffl. ver- wertet	therm. behan- delt	Rest	Auf- kommen	stoffl. ver- wertet	therm. behan- delt	Rest	Auf- kommen	stoffl. ver- wertet	therm. behan- delt	Rest
Bundesland																
Baden-Württemberg ^{a)}	1.399,6	4,1	540,3	855,2	225,7	17,0	94,3	114,4	514,5	115,0	399,5	21,1	2.139,8	21,1	749,6	1.369,1
Bayern	1.847,1		1.558,2	288,9	256,6		219,3	37,3	448,2	386,6	61,6	2.164,1	2.551,9		2.164,1	387,8
Berlin ^{b)}	990,5		334,0	656,5	95,0	56,3	13,1	25,6	173,7	58,6	115,1	56,3	1.259,1	56,3	405,6	797,2
Brandenburg	471,2		8,0	463,2	152,8	15,0		137,8	195,7	9,0	186,7	24,0	819,7	24,0	8,0	787,7
Bremen ^{c)}	151,7		151,7		34,7		34,6	0,1	108,0	9,9	65,9	32,2	294,5	9,9	252,2	32,4
Hamburg ^{d)}	580,3		580,1	0,2	83,3		83,3		87,3		87,3		750,9		750,7	0,2
Hessen	1.254,6	113,9	608,9	531,8	178,6	62,8	27,7	88,1	578,0	25,6	71,7	480,7	2.011,2	202,3	708,3	1.100,6
Mecklenburg-Vorpommern	411,8			411,8	100,6	37,7		62,9	122,9	6,5	116,4		635,4	44,2		591,2
Niedersachsen ^{e)}	1.400,7		169,7	1.231,0	384,7	119,3	46,6	218,8	635,6		77,0	558,6	2.421,0	119,3	293,3	2.008,4
Nordrhein-Westfalen	3.793,5	4,8	2.557,4	1.231,3	708,4	59,7	348,5	300,2	1.636,2	150,8	465,1	1.020,3	6.138,1	215,3	3.371,1	2.551,7
Rheinland-Pfalz ^{f)}	703,4		196,9	506,5	205,7	103,4	57,6	44,7	223,3		62,5	160,8	1.132,4	103,4	317,0	712,0
Saarland ^{g)}	312,0		245,5	66,5	44,0		34,6	9,4	57,0		44,9	12,1	413,0		325,0	88,0
Sachsen ^{h)}	762,3			762,3	181,2	35,7	1,7	143,8	628,0	65,9	562,1	101,6	1.571,5	101,6	1,7	1.468,2
Sachsen-Anhalt	591,9			591,9	148,0	35,1		112,9	135,5	4,1	131,4	39,2	875,4	39,2		836,2
Schleswig-Holstein	571,4	3,8	273,6	294,0	146,6	26,4	33,9	86,3	236,2	52,2	36,6	147,4	954,2	82,4	344,0	527,8
Thüringen	389,8			389,8	149,6	8,0		141,6	421,5	1,0	420,5	9,0	960,9	9,0		951,9
Deutschland	15.631,7	126,5	7.224,3	8.280,9	3.095,4	576,4	995,1	1.523,9	6.201,7	325,1	1.471,2	4.405,5	24.928,9	1.028,0	9.690,5	14.210,3
in % vom Aufkommen	100,0%	0,8%	46,2%	53,0%	100,0%	18,6%	32,1%	49,2%	100,0%	5,2%	23,7%	71,0%	100,0%	4,1%	38,9%	57,0%

a) hmä. Gewerbeabfälle inkl. Baustellenabfälle

b) von insgesamt 1.269.667 Mg Siedlungsabfällen wurden 428.129 Mg thermisch behandelt, das sind 33,72%. Die Berechnung erfolgt anteilig
c) Die vorbehandelten Mengen werden der thermisch behandelten zuaddiert

d) Die verbrannte Menge beträgt 99,97% der Siedlungsabfallmenge. Die Einzelfraktionen sind prozentual berechnet.

e) Die thermisch behandelte Menge beträgt 293.295 Mg, das entspricht 12,1%. Die Einzelfraktionen sind prozentual berechnet.

f) Die thermisch behandelte Menge beträgt 316.963 Mg, das sind 27,5% der Restabfallsumme. Die Einzelfraktionen sind prozentual berechnet.

g) Die thermisch behandelte Menge beträgt 78,7%. Die Einzelfraktionen sind prozentual berechnet.

h) Verwertung hier: mechanische Sortierung und Verwertung in Zementwerk

Quelle: Eigene Auswertung der Jahresabfallbilanzen der einzelnen Bundesländer

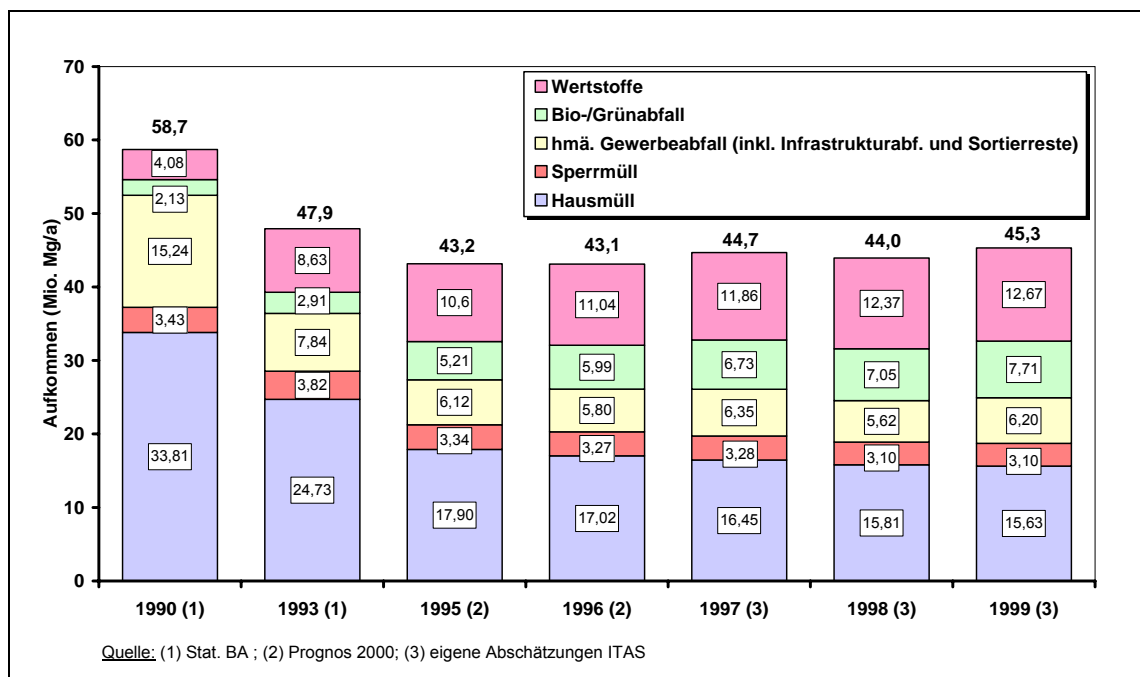


Abb. 2.3: Entwicklung des Aufkommens an Hausmüll, Sperrmüll, hmä. Gewerbeabfall, Bio-/Grünabfall und Wertstoffen in Deutschland

2.2.9 Klärschlamm

Das Aufkommen an Klärschlamm bei der Abwasserbehandlung kann in die beiden Aufkommensbereiche „Öffentliche Abwasserbeseitigung“ und „Abwasserbeseitigung im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe“ unterschieden werden. Das Aufkommen an kommunalen Klärschlämmen lag 1998 in Deutschland bei rd. 2,5 Mio. Mg TM (s. Tab. 2.15). Aktuelle Angaben des BMU (2001) gehen für das Jahr 2000 nur noch von einem Aufkommen von 2,3 Mio. Mg TM aus.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung ist fraglich, ob die Einschätzung der EU-Kommission (1999) noch zutreffend ist, von einem mittelfristigen (2005) kommunalen Klärschlammaufkommen in Deutschland von rd. 2,8 Mio. Mg TM/a auszugehen. Ähnliche, zu Beginn der 90er Jahre gemachte Prognosen zur Entwicklung des Aufkommens an kommunalem Klärschlamm hatten sich ebenfalls nicht bewahrheitet. Damals war von einem mittelfristigen Aufkommen von rd. 4,0 bis 4,2 Mio. Mg TM/a ausgegangen worden (vgl. Reimann, 1993; Deutscher Bundestag, 1993). Im Zusammenhang mit den Angaben zum Aufkommen und Verbleib der kommunalen Klärschlämme muss hier angemerkt werden, dass die Zahlenangaben je nach Datenquelle nicht unerheblich voneinander abweichen können (vgl. Tab. 2.15).

Die stoffliche Verwertung des kommunalen Klärschlammes liegt derzeit bei 60 % (Basis 1998), wovon der größte Anteil landwirtschaftlich verwertet wird (vgl. Tab. 2.16); rd. 16 % werden verbrannt (Tab. 2.15). Bei den Angaben zur Deponierung weichen die verfügbaren Daten deutlich voneinander ab; nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (s. Tab. 2.15) wurden beispielsweise 1995 rd. 18 % deponiert, bezogen auf eine Klärschlammmenge von 2,64 Mio. Mg TM. Die EU-Kommission (1999) weist für Deutschland für das gleiche Bezugsjahr einen Anteil der Deponierung von 34 % an der Entsorgung kommunaler Klärschlämme (insgesamt: 2,51 Mio. Mg TM) aus.

Tab. 2.15: Entwicklung des Aufkommens und der Entsorgung kommunaler Klärschlämme in Deutschland

	1990 ³⁾		1991 ¹⁾		1993 ³⁾		1995 ¹⁾		1996 ²⁾		1998 ⁴⁾	
	Mio. Mg	Mio. Mg	%	Mio. Mg	Mio. Mg	%	Mio. Mg	%	Mio. Mg	%	Mio. Mg	%
Aufkommen (TM) insgesamt ^{a)}	2,99	3,23		3,21	2,94							
Verbleib (TM) insgesamt		2,96	100		2,64	100	2,70	100	2,51	100		
- Deponie		1,24	41,9		0,47	17,8	0,31	11,5	0,21	8,4		
- Ldw. Verwertung		0,82 ^{b)}	27,7		0,95	36,0	1,19	44,0				
- Landbaul. Verwertung		-			0,21	8,0	0,32	11,9				
- Kompostierung		0,08	2,7		0,22	8,3	0,27	10,0				
- Stoffliche Verwertung									1,51	60,2		
- Verbrennung		0,27	9,1		0,27	10,2	0,53	19,6	0,40	15,9		
- Zwischenlagerung									0,12	4,8		
- an andere Kläranlagen									0,27	10,7		

^{a)} errechnet; ^{b)} einschließlich sonstiger landbaulicher Verwertung

Quelle: ¹⁾ Statistisches Bundesamt (1998a)

²⁾ Esch und Krüger (1999), hochgerechnet aus ATV-Umfrage 1996

³⁾ Statistisches Bundesamt (1996)

⁴⁾ Statistisches Bundesamt (2001)

Der in den 90er Jahren beobachtete Trend zur verstärkten landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung wird sich in der Zukunft wahrscheinlich nicht fortsetzen (Esch, 1999); nicht zuletzt deshalb, weil eventuell im Zusammenhang mit der Umsetzung des Bodenschutzgesetzes bei einer erkennbaren Schadstoffbelastung des Bodens für den Bodeneigentümer eine Sanierungspflicht bezüglich des Bodens resultieren könnte. Darüber hinaus ist die Ausbringung von Klärschlamm für ein landwirtschaftliches Produktmarketing und für die Akzeptanz in der Bevölkerung nicht unbedingt zuträglich. Auch der SRU (2002) nimmt diesen wachsenden Zweifel an der ökologischen Vertretbarkeit der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung wahr.

Tab. 2.16: Entwicklung der landwirtschaftlichen Verwendung der anfallenden kommunalen Klärschlämme in Deutschland

	1991	1992	1995	1996	1997	2000
Klärschlammmenge (Mio. Mg TM)	2,34	2,35	2,25	2,22	2,23	2,3
- dv. ldw. Verwertung. (Mio. Mg TM)	0,73	0,70	0,94	0,92	0,91	0,85
(Anteil)	31,2 %	29,8 %	41,8 %	41,4 %	40,8 %	37 %

Quelle: BMU (2001; 1999a; 1999b)

Die Verwertung der Klärschlämme aus dem Aufkommensbereich „Abwasserbeseitigung im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe“ in der Landwirtschaft, im Landbau (Rekultivierungsmaßnahmen) oder bei der Kompostierung ist von wesentlich geringerer Bedeutung als bei kommunalen Klärschlämmen. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (1998b) betrug 1995 das Aufkommen an Klärschlamm aus dem Verarbeiten-

den Gewerbe rd. 2,08 Mio. Mg TM (s. Tab. 2.17). Aufgeschlüsselt nach dem Verbleib – die Angaben hierzu sind nicht umfassend – finden nur rd. 7 % der Klärschlämme aus dem Verarbeitenden Gewerbe eine landwirtschaftliche Verwendung, unter Einrechnung der Klärschlammmenge, die der Kompostierung (1,8 %) zugeführt wird. Verbrannt bzw. deponiert werden 29 % bzw. 24 % des Klärschlammes.

Tab. 2.17: Klärschlämme aus dem Bereich „Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau“ – Entwicklung des Aufkommens und der Entsorgung

	1990 ²⁾	1991 ¹⁾		1993 ²⁾	1995 ¹⁾	
Aufkommen , insgesamt (Mio. Mg TM) ^{a)}	2,36	2,17		2,25	2,08	
Verbleib (Mio. Mg TM)		(Mio. Mg)	(%)		(Mio. Mg)	(%)
Insgesamt ^{c)}		2,34	100,0		2,28	100,0
- dv. Deponie		1,20	51,3		0,55	24,1
- dv. landwirtschaftliche Verwertung		0,16	6,8 ^{b)}		0,12	5,3
- dv. landbauliche Verwertung		-			0,18	7,9
- dv. Kompostierung		0,006	0,3		0,04	1,8
- dv. Verbrennung		0,38	16,2		0,67	29,4
- dv. Sondermüllbeseitigung		0,03	1,3		0,02	0,9

^{a)} errechnet; ^{b)} einschließlich sonstiger landbaulicher Verwertung

^{c)} Die Angaben sind nicht umfassend, daher ergibt die Summierung nicht 100 %.

Quelle: ¹⁾ Statistisches Bundesamt (1998b)

²⁾ Statistisches Bundesamt (1997)

Aktuelle Bestrebungen der Agrar- und Umweltminister von Bund und Ländern in Deutschland zielen darauf ab, bei der landwirtschaftlichen Ausbringung die Anforderungen an den Schadstoffgehalt von Klärschlämmen deutlich zu verschärfen. Die Bundesregierung (2002) will in Zukunft nur noch besonders schadstoffarme Klärschlämme für Düngezwecke zulassen. Die entsprechende Novellierung der Klärschlammverordnung (AbfKlärV, 1992) steht jedoch noch aus. Bayern und Baden-Württemberg streben sogar an, die Ausbringung von Klärschlamm ganz zu verbieten (Bundesrat, 2001). Begründet wird dies mit der Vorsorge für den Gewässer- und Bodenschutz, der verbraucherorientierten Qualitätssicherung im Lebensmittelbereich und dem Schutz der Landwirtschaft vor wirtschaftlichen Schäden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU, 2002) empfiehlt vor diesem Hintergrund eine Reduzierung der maximal zulässigen Werte für organische Schadstoffe und Schwermetalle im Klärschlamm auf das ca. 1,5-fache der aktuellen mittleren gemessenen Gehalte. Dies würde nach seinen Abschätzungen dazu führen, dass etwa 30 % der nach der geltenden Klärschlammverordnung für die Düngung zugelassenen Schlämme nicht mehr landwirtschaftlich verwertet werden könnten, sondern anderweitig entsorgt werden müssten.

Vor diesem Hintergrund dürfte die „preiswerte“ landwirtschaftliche Ausbringung von Klärschlamm tendenziell zurückgehen und die thermische Behandlung an Bedeutung gewinnen. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen kommt in seinem Gutachten (SRU, 2002) jedoch zu der Einschätzung, dass die Verbrennung oder Mitverbrennung von Klärschlämmen allenfalls auf längere Sicht eine relevante Alternative zur landwirtschaftlichen Verwertung bieten könnte, da in vielen Regionen bisher keine entsprechenden Verbrennungskapazitäten zur Verfügung stünden. Diese Einschätzung muss man

nicht zwingend teilen, insbesondere wenn man sich die Möglichkeiten der Konditionierung und Logistik vor Augen führt (vgl. Kap. 3), die einen Transport zu weiter entfernt verfügbaren Verbrennungskapazitäten erlauben.

2.2.10 Zusammenfassung

Welche relative Bedeutung die zuvor ausführlich dargestellten biogenen Reststoffe und Abfälle (vgl. Kap. 2.2.1 bis 2.2.9) in einem Gesamtvergleich insgesamt und im Verhältnis zueinander haben, ist in Abb. 2.4 auf der Basis des jeweiligen Aufkommens an organischer Trockensubstanz (oTS) dargestellt. Die oTS ist letztlich der maßgebliche Inhaltsstoff, der den Umfang der energetischen Nutzbarkeit eines biogenen Reststoffs bestimmt. Bei diesem Gesamtvergleich wurde das Aufkommen an Schlachtnebenprodukten und Tiermehlen in Abb. 2.4 nicht aufgeführt, da deren energetische Nutzung noch ungeklärt ist und die Perspektiven hierfür derzeit noch nicht klar erkennbar sind. Gemessen am Gesamtaufkommen sind diese Reststoffe und Abfälle jedoch eher von untergeordneter Bedeutung.

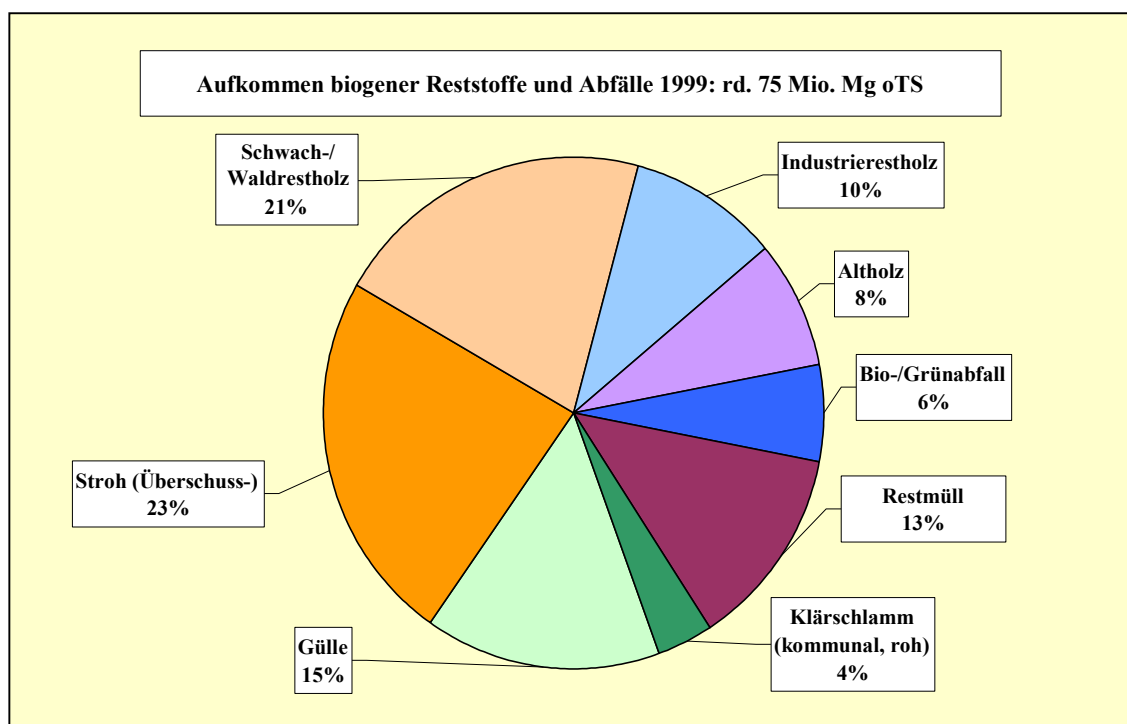


Abb. 2.4: Relative Bedeutung der biogenen Reststoffe und Abfälle am Gesamtaufkommen

Nicht berücksichtigt in den bisherigen Potenzialabschätzungen sind Pflegegut von Landschaftspflegeflächen, insbesondere aber von stillgelegten bzw. brachgefallenen Flächen in der Landwirtschaft. Darüber hinaus könnte ebenfalls auch Festmist über die Biogasgewinnung zur energetischen Nutzung herangezogen werden. Angaben zum entsprechenden Aufkommen sind in Kap. 2.2.2 mit angeführt. Ebenfalls ist nicht abgebildet, inwieweit biogene Rest- und Abfallstoffe aus dem Produzierenden Gewerbe energetisch genutzt werden könnten – mit Ausnahme des Industrierechtholzes.

Wie eigene Abschätzungen zeigen, könnte aufgrund der zusätzlich noch darstellbaren biogenen Rest- und Abfallstoffe, die in Abb. 2.4 noch nicht aufgeführt sind, das Aufkommen von 75 Mio. Mg oTS um rd. 5-15 Mio. Mg oTS erhöht werden. Die aufgezeig-

te Abschätzung zum technisch erschließbaren Potenzial für eine energetische Nutzung ist folglich eher als konservativ zu klassifizieren.

Aus Abb. 2.4 wird deutlich, dass die Land- und Forstwirtschaft mit Schwach-/ Waldrestholz, Stroh (Überschuss-) und Gülle rd. 60 % des angeführten Aufkommens von 75 Mio. Mg oTS bereitstellt. Industrierest- und Altholz tragen 18 % zum angeführten Aufkommen bei. Nicht unwesentlich erscheint in diesem Zusammenhang das Aufkommen an oTS im Restmüll, wobei sich in diesem Zusammenhang die Frage stellt, wie dieses Aufkommen effizienter als bisher erschlossen werden könnte.

Geht man bei einer vereinfachten Abschätzung von einem Heizwert (H_u) für die oTS von 18 GJ/Mg aus, dann ist das Aufkommen von 75 Mio. Mg oTS einer Energiemenge von 1.350 PJ gleichzusetzen. Dies entspricht rd. 9 % des deutschen Primärenergiebedarfs (vgl. BMWi, 2001). Werden weitere biogene Rest- und Abfallstoffe mit einem Aufkommen von rd. 5-15 Mio. Mg oTS berücksichtigt, könnte dieser relative Anteil auf über 11 % erhöht werden. Mit dieser Perspektive ist das angeführte Potenzial an biogenen Rest- und Abfallstoffen für eine energetische Nutzung keinesfalls als gering einzustufen.

2.3 Zusammensetzung

Die Zusammensetzung der organischen Rest- und Abfallstoffe ist vor allem für die Beantwortung der nachfolgenden Fragen relevant:

- Welche Verfahren der Konditionierung und des Transports – einschließlich Lagerung – können angewandt werden?
- Welche Verfahren der energetischen Verwertung sind anwendbar?
- Welche Kosten und Umweltauswirkungen sind mit dem Transport, der Konditionierung und energetischen Verwertung verbunden?

Bei der Zusammenstellung von Analysedaten wurde vor allem auf die Datenbanken von KTBL (KTBL et al., 1999), der DLG (DLG, 1973, 1991a, 1991b) und auf einschlägige Publikationen zu einzelnen Rest- und Abfallstoffen zurückgegriffen. Die Angaben sind entsprechend zitiert.

Bei der Darstellung eines Überblicks zu diesen Analysedaten lag es immer im Bestreben der Autoren, mit einem hohen Stichprobenumfang eine gewisse Belastbarkeit dieser Daten gewährleisten zu können. Es ist den Autoren jedoch bewusst, dass diese Angaben, gerade im Hinblick auf die Belastung mit Schadstoffen, immer nur einen orientierenden Charakter haben können. Im Einzelfall können diese Analysenwerte deutlich von den ausgewiesenen Mittelwerten abweichen.

Eine Zusammenstellung der wichtigsten physikalischen und chemischen Kennwerte (TS-Gehalt, oTS-Gehalt, Schüttdichte, H_u) der in dieser Studie für eine energetische Nutzung näher untersuchten biogenen Reststoffe und Abfälle findet sich in Kapitel 1.3 (Methodik).

Neben den in Kapitel 2.2 aufgeführten biogenen Reststoffen und Abfällen werden darüber hinaus auch Angaben zu weiteren Reststoffen gemacht, die ebenfalls entsorgt werden müssen und für eine energetische Nutzung in Frage kommen.

Hinsichtlich der Zusammenstellung der chemisch-physikalischen Kennwerte (Inhaltsstoffe) bietet sich eine Zuordnung in die nachfolgenden drei Gruppen an:

- TS, oTS, C, H_u , Vol.-Gewicht (s. Tab. 2.18)
- Nährstoffgehalte (N, P, K, Mg, Ca) (s. Tab. 2.19)
- Schwermetalle (Cd, Hg, Zn, Cu, Cr, Ni, Pb) (s. Tab. 2.20)

Bei den Berechnungen zum Heizwert der Frischmasse (FM) der organischen Reststoffe wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass die oTS einen Heizwert von 18 MJ/kg aufweist (z.B. in Anlehnung an Feller et al., 1998). Dieser Ansatz wurde nur dann gewählt, sofern die oTS nicht weiter unterschieden werden konnte, z.B. anhand der Weender Analyse (vgl. DLG, 1991a, 1991b).

Bei Klärschlamm weisen verschiedene Autoren darauf hin (z.B. Scheurer und Richers, 2000), dass der Heizwert (H_u) der oTS zwischen 20-22 MJ/kg und somit deutlich höher als 18 MJ/kg liegen kann. Reimann (1989) geht sogar davon aus, dass für die organische Substanz des Klärschlammes ein mittlerer Heizwert von 23 MJ/kg oTS zugrunde gelegt werden kann.

Tab. 2.18: Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an TS, oTS, C, H_u und Volumengewicht

Biogener Rest- und Abfallstoff	Lit.	TS		oTS		C		H _u ^{a)} (MJ/kg FM)	Vol.-Gew.	
		(% FM)	n	(% TS)	n	(% TS)	n		(Mg FM/m ³)	n
Rindergülle	1	10	192	74,9	7	45,9	7	-0,9		
Schweinegülle	1	4,9	567	62,8	19	44,7	5	-1,8	1,04	3
Rindermist	1	23,8	53	83,7	9	31,3	11	1,7	0,84	3
Schweinemist	1	24,1	4			35,9	3			
Hühnerkot	1	57,5	64	63	14	35	7	5,5	0,54	1
Getreidestroh: Weizen	2	86	101	91,9	101			14,2		
Gerste	2	86	76	93,7	76			14,5		
Roggen	2	86	10	94,4				14,7		
Hafer	2	86	39	93,5				14,5		
Getreidestroh (indifferent)	1	87,6	12	84,3	5	48,5	8	13	0,094	2
Heu, überständig: grasreich	2	86	110	91,7	110			14,4		
krautreich	2	86	99	90,3	99			14,4		
Gras, überständig: grasreich	2	26	35	91,1	35			4,4		
krautreich	2	25	10	88,8	10			4,2		
Grünschnitt	1	54,5	58	83,7	56	34,5	12	7,1	0,164	11
Grünguthäcksel	1	58	235	77,7	167	42	24	7,1	0,26	122
Rinden	1	81,2	1	66,2	2	53	1	9,2	0,76	1
Rindenmulch	1	48,7	84	88	33	51,1	27	6,5	0,311	129
Holzhäcksel	1	65	35	70,3	5	43	31	7,4	0,413	3
Nadelhölzer	1	52,3	4	95,1	3			7,8		
Holzabfall	1	76,4	4	99,4	3			13,1	0,2	3
Gemüseabfälle	1	6,9	3	82,2	2	48,5	6	-1,3	0,49	1
Gemüse-/ Obstbrei	1	11,2	5	90,7	5	35,6	1	-0,4	0,871	5
Obsttrester (Apfel)	2	22	13	97,7	13			3,9		
Biertreber	2	24	99	95,3	99			4,5		
Schlachthofabfälle	1	38,7	7			43,8	5			
Panseninhalt	1	18,2	9			49,4	1			
Fettabscheider-Substrat	1	35,1	6	84,4	6			3,7		
Tiermehl: 55-60 % Protein	2	95	68	72,2	68			16,1		
60-65 % Protein	2	94	193	77,4	193			17,2		
Küchenabfälle	2	21,2	46	91,8	46			4,1		
Altpapier, Abfallpapier	1	94,8	3	85,1	2	35,6	2	14,4	0,025	2
hmä. Gewerbeabfall	3	79	206	53	206			12,5 ^{*)}		
Sperrmüll	3	81	206	80	206			15,5 ^{*)}		
Hausmüll (Standardrestmüll)	3	68	206	60	206			9,9 ^{*)}		
Klärschlamm (nicht stabilis.)	1	19,7	2914	64,8	866			0,3		
Klärschlamm (Faulschlamm)	4	3,3	42	50,7	42			-2,2		

n = Umfang der Stichproben

Die mit ^{*)} gekennzeichneten H_u-Werte waren gegeben und wurden somit nicht errechnet.

^{a)} Der H_u-Wert wird errechnet unter der vereinfachenden Annahme: H_u der oTS = 18,0 MJ/kg und Energiebedarf pro kg H₂O = 2,45 MJ; bei Lit. 2 wurde H_u über die vorliegenden H_o-Werte und die Anteile der Einzelfractionen der oTS (nach Weender Analyse) abgeleitet.

Quelle: ¹⁾ KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung (1999)²⁾ DLG (1973, 1991a, 1991b)³⁾ Fricke und Turk (2000)⁴⁾ Thomé-Kozmiensky (1998); n entspricht hier der Anzahl der ausgewerteten Kläranlagen in Deutschland (Stand: ca. 1996)

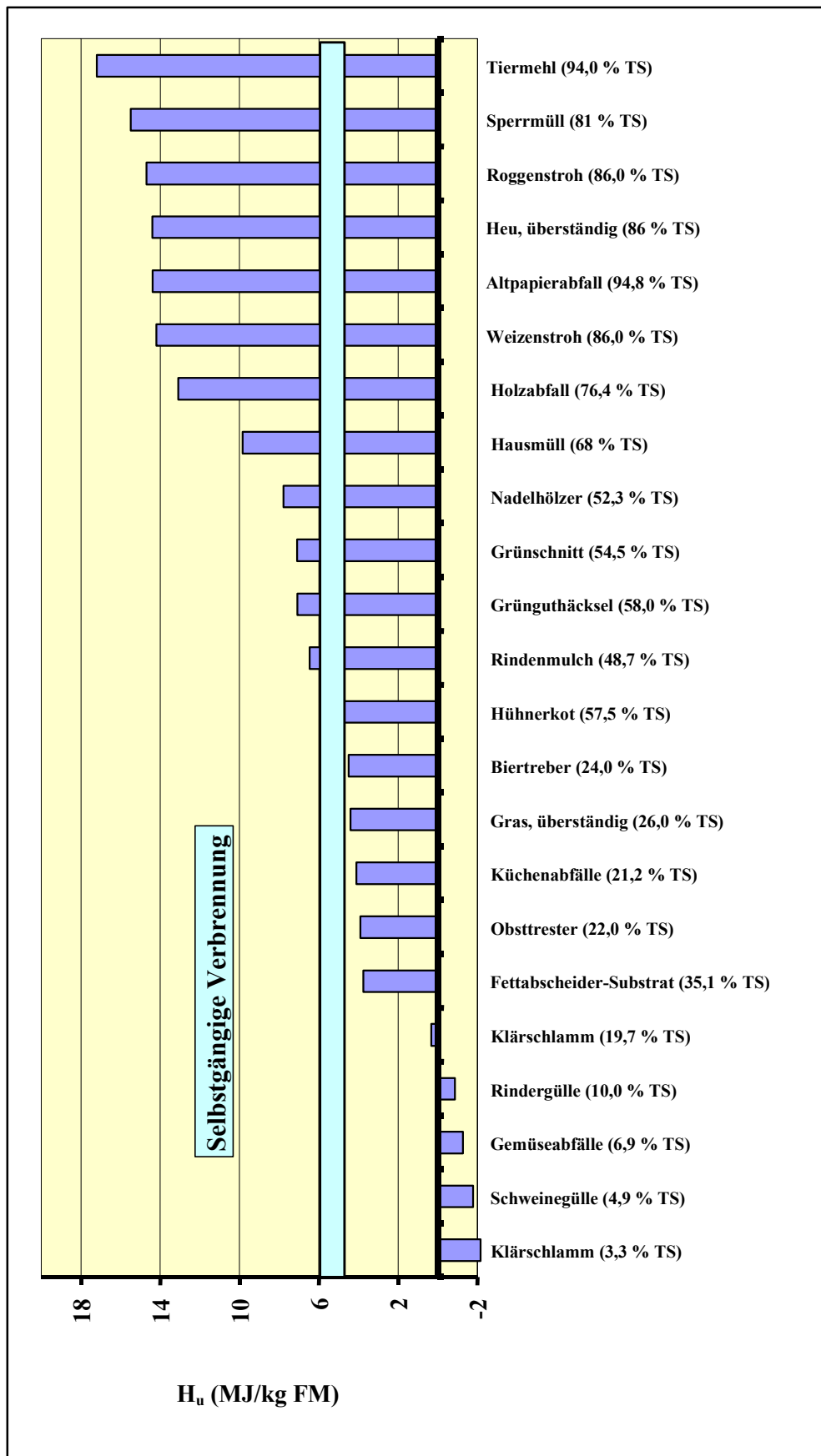


Abb. 2.5: Heizwerte (H_u) verschiedener biogener Rest- und Abfallstoffe in Abhängigkeit vom TS-Gehalt und H_u -Anforderung an eine selbstgängige Verbrennung

Ab einem Heizwert von 5 MJ/kg FM kann nach Angaben verschiedener Autoren (Reimann, 1989; Thomé-Kozmiensky, 1998, zit. in Scheurer und Richers, 2000) von einer selbstgängigen Verbrennung der organischen Abfall- und Reststoffe ausgegangen werden. In Abb. 2.5 sind die wichtigsten organischen Reststoffe aus Tab. 2.18 aufgeführt, sortiert nach ihrem Heizwert (H_u). Die Anforderung an den Heizwert für eine selbstgängige Verbrennung ist als Messlatte mit rd. 5 MJ/kg FM mit angegeben. Aus dieser Abbildung wird deutlich, dass viele Reststoffe für eine direkte energetische Nutzung nicht in Frage kommen. Für die Verfahren der Biogasproduktion sind diese Stoffe dagegen i.d.R. sehr gut geeignet, wobei zusätzlich zu prüfen ist, inwieweit die oTS dem biologischen Abbau zugänglich ist.

Durch entsprechende Verfahren der Entwässerung, Teiltrocknung oder Trocknung lassen sich die Nachteile eines geringen TS-Gehaltes in den Reststoffen abschwächen oder gar beheben; dieser Schritt ist jedoch mit zusätzlichen Kosten und Energieeinsatz verbunden. Dass die Entwässerung bzw. Trocknung auch wesentliche Vorteile für den Transport bringt, wird insbesondere am Beispiel Klärschlamm deutlich, wie die Ergebnisse aus Kapitel 3 zeigen.

Während der Heizwert eine wesentliche wertbestimmende Größe für die direkte energetische Nutzung von organischen Reststoffen ist, sind die Nährstoffe (N, P, K, Mg, Ca) die bestimmenden Größen für eine alternative stoffliche Verwertung dieser Stoffe (vgl. Tab. 2.19). Dies kommt beispielsweise bei der Ausbringung dieser organischen Reststoffe als Kompost oder als organischer Dünger zum Tragen. Bei der thermischen Nutzung sind die angeführten Elemente eher von Nachteil, da sie einerseits die brennstoffseitig bestimmten Emissionen ausmachen (z.B. N) bzw. zu Erschwernissen in der Verbrennungsführung oder bei den Vergasungsverfahren führen (z.B. K, Probleme mit der Ascheentfernung). Des Weiteren bereitet der Gehalt an S und Cl technische Probleme, da damit zusätzliche Emissionen bzw. Korrosion oder Neubildung von Schadstoffen verbunden sein können.

Auch bei den biologischen Verfahren der Biogasgewinnung kann beispielsweise ein hoher Gehalt an N oder S (vgl. Weiland, 1992), Salz (NaCl, KCl) und diversen anderen Inhaltsstoffen (z.B. Rückstände von Medikamenten) zu einer wesentlichen Hemmung der beteiligten Bakterien und somit des biologischen Prozesses führen.

An dieser Stelle kann natürlich nur angedeutet werden, welche Auswirkungen von den Inhaltsstoffen der organischen Reststoffe auf die technischen Prozesse der energetischen Nutzung ausgehen können. Weitergehende Ausführungen zu diesen Wechselbeziehungen zwischen Inhaltsstoffen und technischen Anforderungen der energetischen Verwertungsverfahren werden im Zusammenhang mit diesen Verfahren beschrieben und bewertet.

Bei der Zusammenstellung eines Überblicks über die Schadstoffbelastung der biogenen Rest- und Abfallstoffe wird sehr schnell deutlich, dass die verfügbare Datenbasis je nach Reststoff und Schadstoff teilweise sehr große Lücken aufweist. Insbesondere Angaben zur Belastung mit organischen Schadstoffen (z.B. Dioxine, PCB) sind sehr dürftig. Am besten untersucht sind die Reststoffe hinsichtlich ihres Gehaltes an Schwermetallen (Tab. 2.20). Hierbei weisen die Klärschlämme die höchste Untersuchungsdichte auf, gefolgt von Wirtschaftsdüngern (z.B. Gülle) und den organischen Reststoffen, die der Kompostierung zugeführt werden. Dies liegt insbesondere begründet in den gesetzlichen Anforderungen bezüglich der Schadstoffbelastung, die an die stoffliche Verwer-

tung dieser Reststoffe gestellt werden, z.B. durch die Klärschlammverordnung (AbfKlärV, 1992) oder die Bioabfallverordnung (BioAbfV, 1998).

Tab. 2.19: Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an Nährstoffen (N, P, K, Mg, Ca)

Biogener Rest- und Abfallstoff	Lit.	N		P		K		Mg		Ca	
		(% TS)	n	(% TS)	n	(% TS)	n	(% TS)	n	(% TS)	n
Rindergülle	1	4,6	235	0,85	224	4	226	0,66	202	1,36	157
Schweinegülle	1	10	618	2,34	592	5,8	592	1,18	229	2,89	64
Rindermist	1	2,7	60	0,7	59	3	59	0,5	30	2,7	17
Schweinemist	1	2,9	5	1,4	5	1,9	5	0,6	4	3,1	3
Hühnerkot	1	4,3	109	2,14	110	2,26	110	0,67	93	8,73	74
Getreidestroh: Weizen	2	0,59	101	0,08	88	1	67	0,10	45	0,31	84
Gerste	2	0,61	76	0,08	9	1,4	9	0,09	9	0,29	9
Roggen	2	0,59	10	0,1	110	1	80	0,10	68	0,29	108
Hafer	2	0,58	39	0,14	196	2,1	126	0,11	88	0,41	202
Getreidestroh (indifferent)	1	0,72	18	0,08	14	1,12	13	0,08	12	0,33	12
Heu, überständig	2	1,41	110	0,25	76	1,9	54	0,18	27	0,64	83
Heu	1	3	2	0,11	2	1,66	2	0,06	2	0,43	2
Gras, überständig	2	1,87	35	0,33	66	2,7	66	0,18	35	0,54	66
Gras	1	3,3	91	0,87	113	7,41	118	0,18	103	0,58	98
Grünschnitt	1	1,5	58	0,25	55	1,6	53	0,33	55	1,22	55
Grünguthäcksel	1	1,1	236	0,18	237	0,97	237	0,32	237	2,01	237
Rinden	1	0,61	2	0,13	2	0,19	2	0,26	2	1,44	1
Rindenmulch	1	0,67	126	0,08	11	0,23	10	0,2	11	1,33	9
Holzhäcksel	1	0,7	37	0,13	38	0,48	35	0,31	33	2,14	31
Nadelhölzer	1	0,87	5	0,35	5	1	5	0,15	4	0,82	4
Holzabfall	1	0,48	4	0,02	3	0,13	3	0,03	3	0,26	3
Gemüseabfälle	1	4,27	7	0,62	7	1,23	7	0,39	7	3,04	7
Gemüse-/ Obstbrei	1	1,86	5	0,41	5	2,06	5	0,18	5	0,99	5
Obstrestreter (Apfel)	2	1,06	13	0,27	1	1,3	1	0,12	1	0,79	1
Biertreber	2	3,98	99	0,67	13	0,1	7	0,22	13	0,38	12
Schlachthofabfälle	1	4,27	8	2,22	8	0,67	8	0,17	7	2,62	7
Panseninhalt	1	2,48	10	0,6	11	0,83	10	0,11	5	0,52	4
Fettabscheider-Substrat	1	1,29	6	0,14	6	0,24	6	0,09	6		
Tiermehl: 55-60 % Protein	2	9,2	68	3,34	10	0,8	4	0,28	4	6,38	9
60-65 % Protein	2	10	193	2,89	12	0,7	1	0,17	1	5,15	11
Küchenabfälle	2	2,78	46	0,43	10			0,12	10	0,72	10
Altpapier, Abfallpapier	1	0,2	2	0,13	2	0,08	2	0,27	2	0,9	2
Klärschlamm (nicht stabilis.)	1	5,15	911	2,77	911	0,61	909	0,41	911	3,53	867
Klärschlamm (Faulschlamm)	3	3,2	55	1,86	57	0,26	56	0,46	56	7,1	56

n = Umfang der Stichproben

Quelle: ¹⁾ KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung (1999)

²⁾ DLG (1973, 1991a, 1991b)

³⁾ Thomé-Kozmiensky (1998), n entspricht hier der Anzahl der ausgewerteten Kläranlagen in Deutschland (Stand: ca. 1996)

Die Schadstoffbelastung der biogenen Reststoffe und Abfälle ist für die Bewertung der energetischen Verwertungswege vor allem unter zwei Aspekten von Bedeutung. Zum einen kann es hierdurch zu Rückwirkungen auf den technischen Prozess selbst kommen. Zum anderen sind es aber insbesondere die mit den Prozessen verbundenen Emissionen (Schadstofffrachten) und die Belastung der Rückstände (z.B. Asche, Faulschlamm), die deren Verwertung behindern oder total ausschließen.

Ausgehend von einer möglicherweise bestehenden hygienischen Belastung der Reststoffe können darüber hinaus zusätzliche technische Anforderungen hinsichtlich einer Hygienisierung gestellt werden. Dies wird später am Beispiel der Co-Vergärung näher ausgeführt.

Tab. 2.20: Biogene Rest- und Abfallstoffe: Gehalt an Schwermetallen (Cd, Hg, Zn, Cu, Cr, Ni, Pb)

Biogener Rest- und Abfallstoff	Lit.	Schwermetallgehalt (mg/kg TS)													
		Cd	n	Hg	n	Zn	n	Cu	n	Cr	n	Ni	n	Pb	n
Rindergülle	1	0,31	141	0,03	140	188	142	33,3	141	4,1	137	5,1	141	3,2	139
Schweinegülle	1	0,38	45	0,08	47	728	48	289	114	9,1	46	8,9	46	3,6	47
Rindermist	1	0,29	4	0,03	9	173	9	48,2	9	4,9	9	5,5	9	6,3	9
Schweinemist	1	0,4	2	0,02	2	549	3	307	3	6,5	2	7,2	2	6	2
Hühnerkot	1	0,48	11	0,07	11	426	11	60,2	12	7,4	11	12,4	11	8,7	11
Getreidestroh: Weizen	2					39	12	7,9	12						
Roggen	2					19	17	3,6	23						
Hafer	2					81	6	7,1	34						
Getreidestroh (indifferent)	1	0,17	2	0,12	2	39	7	6,5	8	6,2	2	3,6	2	5,2	2
Heu, überständig	2					28	13	9,4	10						
Heu	1					12	2	8	2						
Gras, überständig	2					18	6	7,8	27						
Gras	1	1,74	24	0,56	16	120	102	18,8	106	15,1	22	20,1	22	51,4	24
Grünschnitt	1	0,24	56	0,07	48	64	56	16,3	56	15,4	56	11,1	56	18,7	56
Grünguthäcksel	1	0,26	240	0,07	196	71	240	14	241	14,7	237	9,9	237	20,4	240
Rinden	1	1,04	3	0,3	1	110	3	7,7	1	13	1	5,4	2	10,9	2
Rindenmulch	1	1,4	57	0,06	29	124	57	6,9	29	2,9	25	3,9	26	12,2	24
Holzhäcksel	1	0,56	36	0,68	32	140	36	22,4	37	13,6	35	7,3	28	42,2	38
Nadelhölzer	1	0,36	5	0,04	3	165	6	10,7	6	4,2	6	3,6	6	34,6	6
Holzabfall	1	0,23	6	0,11	8	60	6	19,3	8	9,9	7	2,7	6	21,3	6
Gemüseabfälle	1	0,62	7	0,02	5	85	6	9,7	6	6,2	7	6,5	7	3,6	7
Gemüse-/ Obstbrei	1	0,16	5	0,01	2	62	5	22,6	5	2,9	5	2,5	5	2,4	4
Obstrest (Apfel)	1	0,11	1	0,06	1	27	2	15,2	3	6	2	12	2	1,8	2
Biertreber	1	0,31	11	0,03	11	141	12	5,9	11	17,8	11	19,6	11	2,4	12
Fettscheider-Substrat	1	0,22	6	0,03	6	157	6	21,8	6	11,3	6	6,5	6	5,7	6
Tiermehl: 55-60 % Protein	2					123	4	10	4						
60-65 % Protein	2					70	1	7,7	1						
Küchenabfälle	2							30,2	10						
Altpapier, Abfallpapier	1	0,4	2	<0,1	1	173	3	21	3	8	3	1,3	3	16,7	3
Hausmüll															
Klärschlamm (nicht stabilis.)	1	1,17	2786	1,47	2458	627	2913	344	2906	42,9	2807	20,5	2698	42	2767
Klärschlamm (Faulschlamm)	3	2,34	59	1,42	57	1051	60	313	60	67	58	48	60	66,3	12

n = Umfang der Stichproben

Quelle: ¹⁾ KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung (1999)

²⁾ DLG (1973, 1991a, 1991b)

³⁾ Thomé-Kozmiensky (1998), n entspricht hier der Anzahl der ausgewerteten Kläranlagen in Deutschland (Stand: ca. 1996)

2.4 Derzeitiger Umfang der energetischen Nutzung

Inwieweit das derzeit verfügbare Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen zur Energiegewinnung herangezogen wird, ist nur schwer abzuschätzen. Angaben zur gegenwärtigen Situation können, ähnlich wie die Angaben zum Aufkommen, aufgrund der gegebenen dünnen statistischen Datenlage folglich nur orientierenden Charakter haben. Genauere Angaben könnten nur über detaillierte Umfragen und Erhebungen ermittelt werden. Die Bundesregierung ist sich dieses Missstandes bewusst und will mit einem Energiestatistikgesetz – ein Entwurf hierfür liegt vor – diesem Informationsbedarf besser Rechnung tragen (EnStatG, 2002). Hierdurch soll insbesondere in den energiepolitisch wichtigen Bereichen, wie erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung, der Informationsstand verbessert werden.

Nach einer Abschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (DNK, 2000) wurden in Deutschland 1999 rd. 2,4 % des Primärenergiebedarfs durch erneuerbare Energien abgedeckt (Abb. 2.6). Der wesentliche Teil dieses Beitrages resultiert aus der energetischen Nutzung von Holz, Müll und Ähnlichem (Deponiegas, Biogas, Klärgas), die zusammen rd. 1,7 % (243 PJ) beitragen. Holz alleine macht rd. 44 % der erneuerbaren Energien in Deutschland aus.

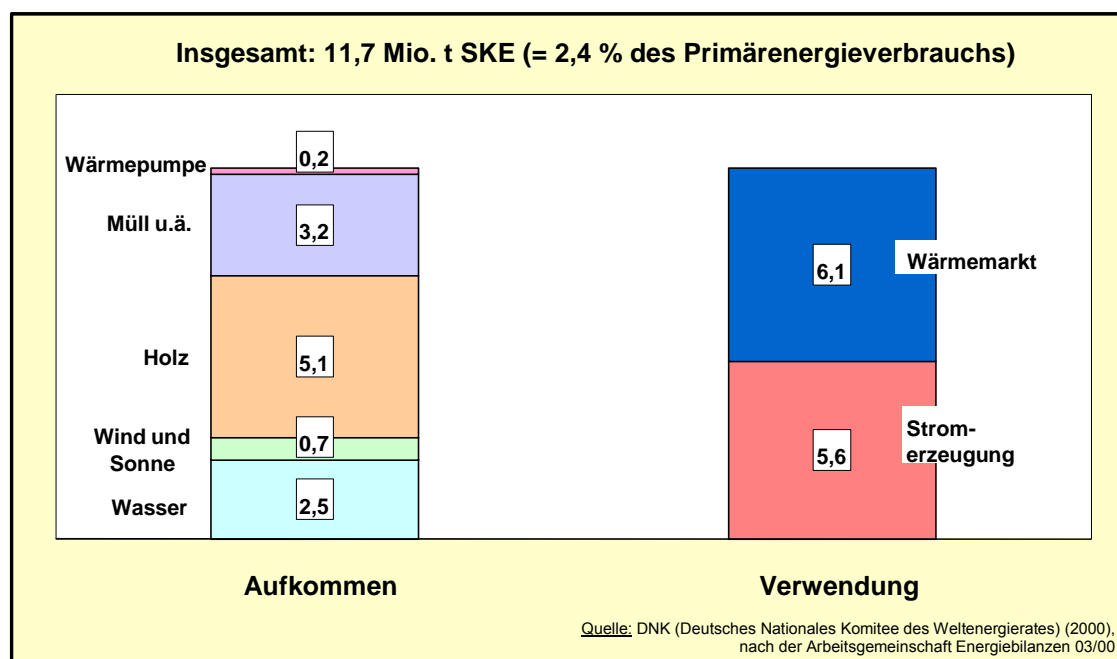


Abb. 2.6: Nutzung erneuerbarer Energieträger in Deutschland 1999

Im waldreichen Bayern ist der Anteil der Biomasse, einschließlich des Biomasseanteils im Müll und Klärschlamm, deutlich höher als im Bundesdurchschnitt und trug 1998 mit 3,2 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, 2000). Rund die Hälfte hiervon wurde durch Brennholz und rund ein Viertel durch Biomasse in Abfällen (Müll, Klärschlamm) abgedeckt.

Umgerechnet mit dem Heizwert der oTS (18 GJ/Mg oTS), entspricht der oben für Deutschland angeführte Beitrag von Holz, Müll und Ähnlichem zur Deckung der Primärenergie rd. 13,5 Mio. Mg oTS bzw. 18 % des in Kapitel 2.2 aufgeführten Potenzials an biogenen Rest- und Abfallstoffen (von insgesamt 75 Mio. Mg oTS/a).

Staiß (2001) schätzt demgegenüber für das Jahr 2000 den Beitrag der festen und gasförmigen Biomasse zur Deckung des Primärenergiebedarfs auf rd. 180 PJ bzw. auf rd. 1,3 %. Dies entspricht rd. 10 Mio. Mg oTS. Nach dieser Abschätzung würden derzeit rund 13 % des angeführten Aufkommens an biogenen Reststoffen und Abfällen energetisch genutzt.

Diese Angaben verdeutlichen, trotz der bestehenden Unsicherheiten in der absoluten Höhe, dass rd. 85 % des abgeschätzten Potenzials an biogenen Reststoffen und Abfällen zur energetischen Nutzung derzeit noch ungenutzt sind. Um dieses Potenzial zu erschließen, sind zusätzliche Anstrengungen nötig. Hierbei bleibt abzuwägen und zu bewerten, wieweit und mit welchen Maßnahmen dieses erschlossen werden kann.

Die Angaben zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern scheinen in diesem Zusammenhang aufgrund der regelmäßigen Erhebungen des VDEW insgesamt belastbarer zu sein, wobei eine weitergehende Differenzierung noch zu wünschen wäre.

So wurden 1999 nach Angaben des VDEW (Wagner, 2000) rd. 29,1 TWh_{el} Strom aus Wasserkraft, Abfall, Biomasse, Windenergie und Photovoltaik in das Netz der allgemeinen Stromversorgung eingespeist. Hierdurch konnten rd. 6 % des gesamten Stromverbrauchs einschließlich Netzverluste abgedeckt werden. Der Anteil der Biomasse an der gesamten Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien lag hierbei jedoch nur bei rd. 4 %; im Gegensatz dazu trug Wasserkraft rd. 68 % und Windkraft rd. 19 % bei. Im Jahr 2001 trugen die regenerativen Energieträger insgesamt rd. 36 TWh_{el} bzw. 7 % zur Stromproduktion bei, in erster Linie produziert über Wind- und Wasserkraftwerke (VDEW, 2002). Es wird davon ausgegangen, dass bis Ende 2002 der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromproduktion auf knapp 8 % ansteigen dürfte (IWR, 2002).

Welche Bedeutung das EEG für diese positive Entwicklung hatte, wird in dem aktuell vorgelegten Erfahrungsbericht zum EEG dokumentiert (BMW, 2002).

Im weiteren Verlauf der Studie werden im Zusammenhang mit den analysierten Technologien zur energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe (vgl. Kap. 4) die aufkommensseitig gegebenen Potenziale der jeweils realisierten energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe gegenüber gestellt und soweit möglich erkennbare Tendenzen aufgezeigt. Darüber hinaus werden auch Hinweise dafür gegeben, inwiefern durch verbesserte technische und ökonomische Rahmenbedingungen das technisch mögliche Potenzial stärker erschlossen werden kann.

Wie sich die energetische Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle und deren mittelfristigen Nutzungspotenziale in der EU darstellen, wird in Kapitel 6 ausgeführt.

3 Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe

Die Bereitstellung von biogenen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft sowie aus dem kommunalen Bereich setzt eine komplexe Erfassung, Konditionierung und Transportlogistik voraus. Dies liegt vor allem in der räumlichen Trennung zwischen dem Aufkommensort (z.B. Wald, Feld, Haushalt) und der energetischen Verwertungseinheit (z.B. Heizwerk, Heizkraftwerk, Kohlekraftwerk) begründet. Bei einigen Reststoffen ist außerdem eine mehrstufige Prozesskette zu deren Aufbereitung bis zum biogenen Energieträger erforderlich. Hier müssen die Reststoffe meist von einem Prozesskettenglied, z.B. der mechanischen Entwässerung, zum nachfolgenden, z.B. der thermischen Trocknung, transportiert werden. Weiter weisen die biogenen Reststoffe im ursprünglichen Zustand sehr unterschiedliche spezifische Eigenschaften (flüssig, fest, geruchsintensiv u.a.) auf (vgl. Kap. 1.3, Methodik), auf die mit einer speziellen Erfassungstechnologie und -kette reagiert werden muss, insbesondere wenn die Abfälle nahezu flächendeckend in sehr kleinen Chargen vorliegen (z.B. Bioabfälle aus Haushalten). Hinzu kommt die im Vergleich zur Steinkohle (Heizwert H_u rd. 7 kWh/l) oder zum Heizöl (H_u rd. 10 kWh/l) niedrige Energiedichte (vgl. Tab. 3.1), die sich hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Kosten für die Bereitstellung negativ auswirkt.

Tab. 3.1: *Eigenschaften biogener Reststoffe und Abfälle im ursprünglichen Zustand*

Biogene Rest- und Abfallstoffe	qualitative Charakteristika	TS-Gehalt (% FM)	oTS-Gehalt (% TS)	Heizwert H_u ^{a)}	
				(MJ/kg FM)	(MJ/l)
Gülle (Rinder-/Schweine-)	wässrig, geruchsintensiv	9 %	72 %	- 0,8	- 0,8
Stroh (Weizen-/Gerste)	halmartig, trocken, niedrige Dichte, im Schwad auf dem Feld	86 %	93 %	14,5	1,9 ^{b)}
Waldrestholz	grobstückig, im Wald verteilt	50 %	96 %	7,4	3,0
Industrierestholz	grobstückig, spanartig oder staubig, teilweise kleine Chargen	75 %	99 %	12,8	3,2
Altholz	grobstückig, inhomogen, teilweise kontaminiert	85 %	90 %	13,4	3,4
Bioabfall	feucht, geruchsintensiv, inhomogene Stückigkeit, hygienisch bedenklich, kleine Chargen	30 %	80 %	2,6	2,6
Grünabfall (holzreich)	grobstückig, teilweise kleine Chargen, stoffverunreinigt	60 %	80 %	7,7	0,6
Klärschlamm	wässrig, geruchsintensiv, hygienisch bedenklich	5 %	70 %	- 1,6	- 1,6

^{a)} H_u -Werte berechnet mit 21,6 MJ/kg oTS bei Gülle und Klärschlamm, sonst 18 MJ/kg oTS.

^{b)} zu Ballen komprimiert

3.1 Methodisches Vorgehen

Die im Zusammenhang mit der Analyse der gesamten Prozesskette der Bereitstellung betrachteten einzelnen Teilschritte, wie z.B. Erfassung, Entwässerung, Zerkleinerung, Lagerung oder Transport, werden nachfolgend auch als Prozesskettenglieder angespro-

chen. Diese können – je nach Art des biogenen Rest- oder Abfallstoffs – in unterschiedlichster Weise in der jeweiligen Prozesskette verbunden sein.

Die zur Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle erforderlichen Arbeitsschritte lassen sich in vier Bereiche einteilen:

- Erfassung (z.B. Sammeln, Bergen in Wald bzw. Feld)
- Konditionierung (z.B. Zerkleinern, Pelletieren, Entwässern, Trocknen)
- Lagerung am Ort der Konditionierung
- Transport vom Aufkommensort zur Konditionierung bzw. zur energetischen Verwertungseinheit (z.B. Heizwerk, Steinkohlekraftwerk)

Beim Transport wird in der Studie nach den Verkehrssystemen Straße und Schiene differenziert. Die Wasserstraße als drittes Verkehrssystem wird nicht berücksichtigt, da Wasserstraßen nur sehr begrenzt die Aufkommens- und Verwertungsorte der biogenen Reststoffe miteinander verbinden sowie die erforderlichen Mindestmengen an Transportgut für eine volle Schiffsladung (1.800 bis 3.500 Mg) nur selten erreicht werden (Graage und Enthaler, 1997). Jedoch könnte im speziellen Fall der Belieferung von Kohlekraftwerken mit biogenen Brennstoffen zur Co-Verbrennung die Wasserstraße eine interessante ökonomische und energieeffiziente Alternative darstellen.

Innerhalb der Straßentransporte werden die landwirtschaftlichen Transporte mit einem Schlepper als Zugfahrzeug und die Transporte mit Lkw (Lkw-Zug, Sattelaufzieger, Silofahrzeug, Containersysteme) unterschieden. Bei den Schienentransporten wird neben dem Warenfrachtverkehr der sogenannte Kombinierte Verkehr betrachtet. Tab. 3.2 gibt eine Übersicht zur Erhebung der erforderlichen Daten für die einzelnen Transporttypen.

Tab. 3.2: Datenbasis für die einzelnen Transporttypen

Datenbasis	Straßentransport		Schienentransport und Kombiniertes Verkehr
	landwirtschaftlicher Transport	Transport mit Lkw	
Technik, Kosten, Beschäftigung	Verschiedene Literaturstellen (v.a. KTBL, 2000); Recherche bei marktführenden Unternehmen	Verschiedene Literaturstellen; Recherche bei marktführenden Unternehmen; Analyse von realisierten Logistikkonzepten	Verschiedene Literaturstellen; Recherche bei der DB Cargo AG, Kombiverkehrsgesellschaften und Containertechnikern; Analyse von realisierten Logistikkonzepten; Ableiten der Beschäftigungseffekte über Kennzahlen der DB Cargo AG
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen	Literatur (KTBL, 2000; Weise, 1999; u.a.); eigene Abschätzungen; GEMIS-Emissionskoeffizienten	Literatur (Maibach et al., 1995; u.a.); Motorhersteller; Berechnungen mit TREMOD	Literatur (Maibach et al., 1995; u.a.); Berechnungen mit TREMOD

Bei den Umweltauswirkungen des Transports beschränkt sich die Studie auf eine quantitative Darstellung des Primärenergie- bzw. Stromverbrauchs sowie der korrespondierenden treibhausrelevanten Emissionen (CO₂-Äquivalente). Weitergehende Auswirkungen auf den Naturhaushalt und die Umwelt (wie z.B. Landschaftszerschneidung, Flächenverbrauch oder Lärm) sind für eine Gesamtbeurteilung der jeweiligen Transporttechnik von Bedeutung, können aber im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

Weitergehende Ausführungen zur methodischen Vorgehensweise, beispielsweise bei der Ableitung der Beschäftigungseffekte, finden sich im Kap. 1.3, Methodik.

In Tab. 3.3 sind die näher betrachteten Erfassungs- und Transportketten, die eingesetzte Transporttechnik und die exemplarisch ausgewählten Transportentfernungen dargestellt. Dabei wurde, orientiert an Rechercheergebnissen und der Praxisrelevanz sowie an technischen Notwendigkeiten (z.B. Staubbentwicklung), eine Auswahl der Transportkette und -technik getroffen. Eine vollständige Darstellung der in der Praxis eingesetzten Transporttechniken und -konzepte war nicht Ziel dieser Ausführungen.

Tab. 3.3: Erfassung und Transport der betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle

	Erfassung	Transport zum ersten Prozessketten-glied	Transport zwischen den Prozessketten-gliedern	Transport zur stofflichen/energetischen Verwertung
Kette 1: Gülle				
Erfassung, Transport	Schwemmentmischung	Gülle von der Güllegrube zum Biogasfermenter	n.r.	vergorene Gülle vom Biogasfermenter zur ldw. Nutzfläche
Technik/System	Pumpen, Gefälle	Pumpen, Gefälle	n.r.	Schlepper mit Vakuumfass
Entfernung(en)	n.r.	n.r.	n.r.	10, 30 km
Kette 2: Stroh (Quader- und Rundballen)				
Erfassung, Transport	Bergung vom Feld, Stapeln der Ballen am Feldrand	n.r.	n.r.	Strohballen zur energetischen Verwertungseinheit
Technik/System	Ballenpresse für Rund- oder Quaderballen, Schlepper mit Frontlader	n.r.	n.r.	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelaufleger, Silofahrzeug, Schienenfrachtverkehr, Kombierter Verkehr
Entfernung(en)	n.r.	n.r.	n.r.	10, 30, 100, 250 km
Kette 3: Waldrestholz als Scheitholz (Ein-Meter-Stücke)				
Erfassung, Transport	motor-manuelle, teil-, vollmechanisierte Erfassung im Wald	Bergung mit Seilwinde, Zange oder händisch	n.b.	Scheitholz zum Endverbraucher oder Handel
Technik/System	Motorsäge, Harvester	Seilwinde, Zange, Hacker	n.b.	ldw. Zug
Entfernung(en)	n.r.	n.r.	n.b.	10 km
Kette 4: Waldrestholz (Hackschnitzel)				
Erfassung, Transport	motor-manuelle, teil-, vollmechanisierte Erfassung im Bestand (Wald, Feldflur)	Bergung mit Seilwinde, Zange oder händisch, direkt anschließende Zerkleinerung zu Hackschnitzeln	Hackschnitzel zur Lagerung und Trocknung	(getrocknete) Hackschnitzel vom Lager zur Trocknung/energetischen Verwertungseinheit
Technik/System	Motorsäge, Harvester, Shuttle-Fahrzeug	Seilwinde, Zange, Hacker	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelaufleger	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelaufleger, Schienenfrachtverkehr, Kombierter Verkehr
Entfernung(en)	n.r.	n.r.	30 km	10, 30, 100, 250 km

	Erfassung	Transport zum ersten Prozessketten-glied	Transport zwischen den Prozessketten-gliedern	Transport zur stofflichen/energetischen Verwertung
Kette 5: Industrierestholz (stückig, Hackschnitzel, Späne, Sägemehl sowie Pellets)				
Erfassung, Transport	im Betrieb	stückige, inhomogene Hölzer zum zentralen Sammelplatz und zur Zerkleinerung, Späne, Sägemehl zur Pelletierung	n.r.	Hackschnitzel, Späne, Sägemehl, Holzpellets zur energetischen Verwertungseinheit
Technik/ System	Lagerplatz, Container, Silo	Lkw-Zug, Sattelauflieger, Silofahrzeug	n.r.	Lkw-Zug, Sattelauflieger, Silofahrzeug Schienenfrachtverkehr Kombinierter Verkehr
Entfernung(en)	n.r.	n.b.	n.r.	10, 30, 100 km
Kette 6: Altholz (stückig)				
Erfassung, Transport	Sperrmüllsammmlung, Container, dezentrale Sammelplätze	stückiges Altholz zur Zerkleinerung (Schredder) und Homogenisierung auf einem zentralen Sammelplatz	n.r.	Altholz-Schredder zur energetischen Verwertungseinheit
Technik/ System	Sammelfahrzeug, Container, dezentrale Sammlung	Sammelfahrzeug, Lkw-Zug, (mit Container, Hänger), Sattelauflieger	n.r.	Lkw-Zug, Sattelauflieger, Schienenfrachtverkehr, Kombiniertes Verkehr
Entfernung(en)	10, 20 km	10 km	n.r.	30, 100, 250 km
Kette 7: strukturarmer Bioabfall (meist aus der im Haushalt verwendeten Biotonne)				
Erfassung, Transport	Haushalts-sammmlung durch die Kommune	„roher“ Bioabfall zur Homogenisierung, Stabilisierung auf einer Bioabfallanlage	stabilisierter/ entwässerter Bioabfall zur Trocknung	Bioabfall (stabilisiert, entwässert, getrocknet) zur Verwertung (stofflich, energetisch)
Technik/ System	kommunales Sammelfahrzeug	kommunales Sammelfahrzeug	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelauflieger	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelauflieger, Schienenfrachtverkehr, Kombiniertes Verkehr
Entfernung(en)	10, 20 km	siehe Erfassung	n.b.	n.b.
Kette 8: Klärschlamm (nasser, entwässerter oder getrockneter Schlamm)				
Erfassung, Transport	Kanalnetz, dezentrale Kläranlage	Nassschlamm zur Stabilisierung auf einer zentralen Kläranlage oder zur stoffl. Verwertung	entwäss. Schlamm von der Entwässerung zur Trocknung	entwässerter/ getrockneter Schlamm zur stofflichen/energetischen Verwertung
Technik/ System	Pumpen, Gefälle	Schlepper mit Vakuumfass, Saugwagen	ldw. Zug, Lkw-Zug	ldw. Zug, Lkw-Zug, Sattelauflieger, Silofahrzeug, Schienenfrachtverkehr, Kombiniertes Verkehr
Entfernung(en)	n.r.	30, 100 km	n.b.	100, 250, 800 km

n.r. = nicht relevant, n.b. = nicht betrachtet

Bei einigen Reststoffen sind zusätzliche Lager zu berücksichtigen, die weder der Erfassung noch der energetischen Verwertungseinheit zugerechnet werden können. Eine solche Lagerung ist immer dann erforderlich, wenn Vorgaben hinsichtlich Mindesttransportmengen existieren, saisonale Aufkommens- oder Nachfrageschwankungen der Energieträger überbrückt werden müssen oder wenn eine chargenweise Aufbereitung erfolgt. Ein zusätzlicher Lagerbedarf entsteht insbesondere für:

- Hackschnitzel aus Waldrestholz nach der Zerkleinerung, teilweise zur Trocknung, in einer überdachten Lagerhalle
- Altholz (Abbruchholz, Sperrmüll) vor der Zerkleinerung auf einem zentralen, nicht überdachten geschotterten Sammelplatz
- Klärschlamm nach der Entwässerung im Absetz- oder Abrollcontainer auf einer überdachten Betonplatte

Eine Übersicht der Varianten zur Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Waldrestholz gibt Abb. 3.1. Es wurde von einer einheitlichen Transportentfernung vom Wald zum ersten Lager und beliebigen Entfernungen vom Wald bzw. Lager zum Ort der energetischen Verwertung (z.B. Verbrennung) ausgegangen. Bei der Bereitstellungskette mit Trockner wird angenommen, dass sich Lager, Zerspaner, Trockner und Anlage zur energetischen Verwertung an einem Ort befinden.

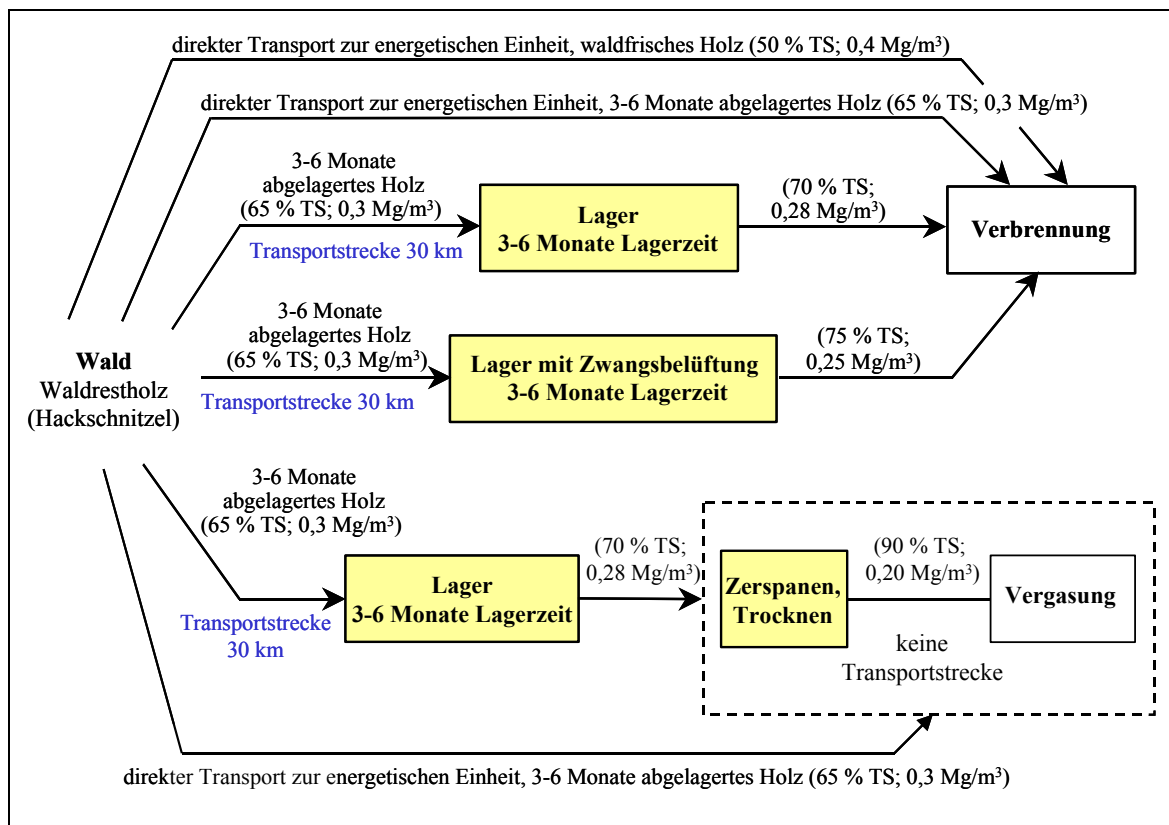


Abb. 3.1: Varianten zur Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Waldrestholz

3.2 Erfassung

Die Erfassung stellt innerhalb der Bereitstellungskette der biogenen Reststoffe (vgl. Tab. 3.3) den ersten Schritt dar. Sie ist stoffspezifisch und dient dazu, die Reststoffe an ihrem Aufkommensort zu größeren Mengen zusammenzufassen und transportierbar bereitzustellen. Folgende Erfassungsarten wurden näher untersucht:

- die Bergung von Stroh auf dem Feld (Kette 2)
- die Erfassung von Waldrestholz als Scheitholz oder als Hackschnitzel im Wald (Kette 3 und 4)
- die Erfassung von Altholz im kommunalen Bereich (Sperrmüll; 35 % des Altholzaufkommens) und die Anlieferung von Abbruchholz am zentralen Sammelplatz über 10 km (65 % des Altholzaufkommens) (Kette 6)
- die kommunale Sammlung von Bioabfällen (Kette 7)

Die Erfassung von Gülle in der Schwemmentmistung (Kette 1), von Klärschlamm in der Kanalisation/Kläranlage (Kette 8) und von Industrierestholz im Industriebetrieb (Kette 5) wird nicht betrachtet, da diese aus entsorgungstechnischen bzw. betrieblichen Gründen erfolgt, unabhängig von der späteren Verwertung.

Eine Zusammenstellung der erfassungsbedingten Kosten, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen findet sich in Kap. 3.6 (Bereitstellung insgesamt).

3.2.1 Bergung von Stroh

Die Bergung von Stroh auf dem Feld (Kette 2) teilt sich in zwei Arbeitsschritte auf und geht von den folgenden Annahmen aus:

- Komprimieren des im Schwad lose auf dem Feld liegenden Strohs auf eine Dichte von ca. 0,13 Mg/m³ bei Einsatz von Ballenpressen für quaderförmige Ballen bzw. auf eine Dichte von ca. 0,1 Mg/m³ bei Einsatz von Rundballenpressen
- Stapeln der nach dem Pressvorgang einzeln auf dem Feld verteilten Ballen am Feldrand unter Verwendung eines Schleppers mit Frontlader (bei Rundballen müssen die Ballen einzeln, bei quaderförmigen Ballen können zwei Ballen in einem Arbeitsgang aufgenommen werden)

Die Kenngrößen für die Bergung wurden auf Basis einer Vollkostenrechnung für die einzelnen landwirtschaftlichen Geräte (vgl. Tab. A 3.1 und Tab. A 3.2 im Anhang) und von Abschätzungen zum Zeitbedarf für Schlaggrößen von 2,5 bzw. 5,0 ha ermittelt (vgl. Tab. 3.4). Unterschieden wurde weiter nach Rundballen (zwei Größen) und Quaderballen.

Die Abschätzungen zeigen, dass die Quaderballenpresse auf großen Schlägen unter Kostengesichtspunkten am günstigsten abschneidet, bei kleinen Schlägen kann die größere Rundballenpresse sehr gut konkurrieren. Diese Ergebnisse sind jedoch vor dem Hintergrund zu betrachten, dass die angenommenen Betriebsstunden (Bh) der Presse tatsächlich erreicht werden, was bei der Quaderballenpresse mit 300 Bh/a einen überregionalen Einsatz erforderlich macht (vgl. KTBL, 2000). Ein Unterschreiten dieser Betriebsstundenanzahl wirkt sich besonders negativ auf diese kapitalintensive Erfassungsvariante aus. Dadurch könnten sich die abgeschätzten Kosten sehr schnell zugunsten der

Rundballenvariante verschieben, die bei Ausnutzung der Ballengeometrie und moderatem Technikeinsatz beim Transport insgesamt günstiger abschneiden kann.

Tab. 3.4: Kenngrößen zur Bergung von Stroh

Ballenart	Rundballen		Quaderballen	Rundballen		Quaderballen
	D×H, L×B×H (m)	1,2×1,2	1,5×1,2	1,2×0,8×0,8	1,2×1,2	1,5×1,2
Schlaggröße	2,5 ha			5 ha		
eingesetztes Personal/ eingesetzte Technik	2 Fahrer/ Schlepper mit Presse, Schlepper zum Stapeln					
Leistung Schlepper (kW)	2 × 70 kW		1 × 70 kW, 1 × 90 kW	2 × 70 kW		1 × 70 kW, 1 × 90 kW
Betriebsstunden Presse (Bh/a) ^{a)}	165	170	300	165	170	300
Durchsatz Presse (Mg TM/h)	2,2	2,8	5,2	2,2	2,8	5,2
Presszeit (h/Mg TM)	0,5	0,4	0,2	0,5	0,4	0,2
Stapelzeit (h/Mg TM)	0,3	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3
Rüstzeit inkl. An- und Abfahrt (h/Mg TM)	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Summe Zeitbedarf (h/Mg TM)	1,0	0,8	0,6	1,0	0,8	0,6
Kosten (€/Mg TM)	58,3	55,7	58,0	52,4	44,7	42,6
Energieverbrauch (kWh/Mg TM)	107,0	92,1	90,6	99,7	76,8	71,8
CO ₂ -Emissionen (CO ₂ -Äq.) (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	32,6	28,1	27,6	30,4	23,4	21,9
Beschäftigungseffekte, gesamt (Ah/Mg TM)	1,8	1,6	1,5	1,6	1,3	1,1
dv. direkt (Ah/Mg TM)	1,2	1,0	0,9	1,2	0,9	0,7

^{a)} abgeleitet über die leistungsbedingte (Anzahl Ballen) und zeitbedingte (Jahre) Lebensdauer

3.2.2 Erfassung von Waldrestholz und Altholz

Waldrestholz (Kette 3 und 4)

Bei der Erfassung von Waldrestholz werden in der Literatur (Dieter et al., 2001; Feller et al., 1999/2000, 1998; Remler und Fischer, 1996) die drei Verfahren motor-manuelle, teilmechanisierte und vollmechanisierte Erfassung unterschieden (vgl. Kap. 2.2.3). Bei der Scheitholzbereitstellung wurde in der vorliegenden Studie nur die motor-manuelle Erfassung als bedeutendste Erfassungsart betrachtet, bei der Hackschnitzelbereitstellung hingegen alle drei Verfahren. Zur Berechnung der Kosten, der Beschäftigungseffekte, des Energieaufwands und der CO₂-Emissionen wurden die in der Literatur angegebenen Erfassungsleistungen (Feller et al., 1998; Remler und Fischer, 1996) mit eigenen Berechnungen zu den Kosten und zum Energieverbrauch verknüpft. Eine Kurzbeschreibung der Verfahren und der ermittelten Kenngrößen liefert Tab. 3.5. Weitere Details finden sich im Anhang in Tab. A 3.3. Für die Erfassung ist es von besonderer Bedeutung, ob die einzelnen Arbeitsschritte miteinander gekoppelt sind oder nicht, da bei Kopplung der Arbeitsschritte die Gesamtleistung der Kette durch die kleinste Erfassungs-/Durchsatzleistung (limitierender Faktor) bestimmt wird. Bei den hier betrachteten Erfassungsvarianten wurde unterstellt, dass keine Kopplungen auftreten. Deswegen

können die Kenngrößen auf die jeweiligen einzelnen Erfassungs-/Durchsatzleistungen bezogen werden.

Tab. 3.5: Erfassungsvarianten für Waldrestholz

	Bereitstellung von						
	Scheitholz		Hackschnitzeln				
	motor-manuelle Erfassung		motor-manuelle Erfassung		teilmechanisierte Erfassung		vollmechanisierte Erfassung
eingesetztes Personal	Kettensägenführer, 2 Schichter		Kettensägenführer, 3 Beschicker (Hacker)		Kettensägenführer, Fahrer (Rücken), Kranführer (Hacken)		Maschinenführer
eingesetzte Technik	Kettensäge		Kettensäge Hacker (handbeschickt)		Kettensäge, Zangenschlepper (90 kW), Hacker (kranbeschickt)		Harvester
Brusthöhdurchmesser (BHD)	10 cm	mittlerer	10 cm	mittlerer	10 cm	mittlerer	n.r.
Durchsatz (Mg TM/h)	0,42	0,87	0,8/1,4	1,7/1,4	0,8/2,4/13	1,7/2,4/13	3,0
Kosten (€/Mg TM)	109,0	52,4	79,4	67,3	44,1	32,0	39,1
Energieverbrauch (kWh/Mg TM)	65	31	74	57	117	100	106
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	20,1	9,7	22,6	17,4	35,9	30,7	32,2
Beschäftigungseffekte gesamt (Ah/Mg TM)	6,0	3,5	3,6	3,6	2,1	1,4	0,6
dv. direkt (Ah/Mg TM)	5,9	3,4	3,4	3,4	1,9	1,2	0,2

n.r. = nicht relevant

Die realitätsnahe Abbildung der maschinenspezifischen Kenngrößen bereitet bei der Beschreibung der Erfassung von Waldrestholz methodisch keine Schwierigkeiten. Problematisch ist es jedoch, wie auch in der Literatur diskutiert wird, diese Maschinendaten mit der Erfassungsleistung und den Durchsatzmengen der Hacker (Mg Holz pro Stunde) zu korrelieren. Diese Größen sind vielmehr von vielen individuellen und lokalen Bedingungen wie der Tagesform, der körperlichen Leistungsbereitschaft und dem Geschick des Kettensägenführers und des Maschinenführers, dem durchschnittlichen Brusthöhdurchmesser, den Geländegegebenheiten, den Abständen der Rückegassen oder der Jahreszeit abhängig. Die ermittelten Werte können folglich nur eine Orientierung für die in der Praxis tatsächlich zu erwartenden Werte darstellen.

Es wurde angenommen, dass die Erfassung von Waldrestholz zur Produktion von Hackschnitzeln zu 10 % motor-manuell, zu 40 % teilmechanisiert und zu 50 % vollmechanisiert erfolgt. Die Berechnungen zeigen, dass die vollmechanisierte Erfassung nicht zwingend die kostengünstigste sein muss, da es meistens nicht gelingt, den teuren Harvester auszulasten. Unter dem Gesichtspunkt der Beschäftigungswirkung wäre die teilmechanisierte Erfassung zu bevorzugen, die bei vergleichbaren Bereitstellungskosten mehr als die doppelte Beschäftigung bewirkt.

Altholz (Kette 6)

Das Altholz stammt zu ca. 35 % aus dem kommunal gesammelten Sperrmüll und zu ca. 65 % aus Abbruchholz (vgl. Kap. 3.2.3). Die Sperrmüllsammmlung wird bei der kommunalen Sammlung von Bioabfällen mit behandelt. Für die Erfassung von Abbruchholz wird ein Transport über 10 km, inkl. Be- und Entladen, zum zentralen Sammelplatz angenommen, der in Kap. 3.5, Transport, diskutiert wird.

3.2.3 Kommunale Sammlung von Bioabfällen und Sperrmüll

Die kommunale Sammlung von Bioabfällen und Sperrmüll (Kette 6 und 7) wurde beispielhaft anhand eines städtischen Siedlungsgebiets (250.000 Einwohner) und eines ländlich strukturierten Landkreises analysiert, um die interessierenden wichtigen Kenngrößen (z.B. Sammelleistung und Personalbedarf) abzuleiten. In beiden Fällen übernehmen die Sammelfahrzeuge sowohl Sammel- als auch Transportaufgaben.

Von den Herstellern der Sammelfahrzeuge werden seit einigen Jahren Konzepte propagiert, bei denen das Einsammeln der Bioabfälle vom anschließenden Transport zur Entsorgungsanlage entkoppelt wird. Das mit gasdichten Wechselbehältern ausgerüstete Sammelfahrzeug dient dann ausschließlich zum Einsammeln der Bioabfälle im Siedlungsgebiet. Bei diesem System wird der Transport der Bioabfälle von einem Lkw-Zug geleistet, der drei Wechselbehälter aufnehmen kann. Diese sind darüber hinaus Straßenschiene-kompatibel und können auf der Schiene gebündelt zur Behandlungsanlage oder energetischen Verwertungsanlage transportiert werden. Dieses Konzept verspricht neben den ökonomischen und energetischen Vorteilen (hohe Auslastung der Transportfahrzeuge) auch eine Entlastung der Siedlungsgebiete durch eine Reduktion der Transportfahrten.

Vor diesem Hintergrund wurden die herkömmlichen Praxiskonzepte mit Konzepten unter Einsatz von Wechselbehältern verglichen (vgl. Abb. 3.2). Beim herkömmlichen Konzept wurde eine Gesamttransportstrecke des gefüllten Containers von 20 km zugrunde gelegt, von denen beim Einsatz der Wechselbehälter das Sammelfahrzeug nur 5 km zurücklegt. Ausführlichere Daten sind im Anhang in Tab. A 3.4 zu finden.

Die Modellrechnung zeigt, dass sich der Einsatz eines Wechselbehälters im städtischen Sammelgebiet bereits ab einer Entfernungsdifferenz von 15 km lohnen kann. Wie Abb. 3.2 zeigt, lohnt sich hier der Einsatz von Wechselbehältern zur Sammlung von Bioabfällen sowie zur gemeinsamen Sammlung von Bioabfall und Restmüll am ehesten. Dies ist vor allem auf die höhere Aufkommensdichte im städtischen Bereich zurückzuführen. Gellenbeck et al. (1998) konnten hingegen „geringe Einsparungen“ erst ab einer Transportentfernung von 30 km nachweisen.

Im ländlichen Raum ergeben sich für die Sammlung von Bioabfällen mit Wechselbehältern leicht erhöhte Kosten, da der Einsatz des zusätzlichen Lkw nicht vollständig durch eine höhere Sammelleistung kompensiert werden kann.

Wie aus Abb. 3.2 ebenfalls ersichtlich ist, werden die Gesamtkosten der kommunalen Sammlung von Bioabfällen, Rest- und Sperrmüll von den Personalkosten dominiert.

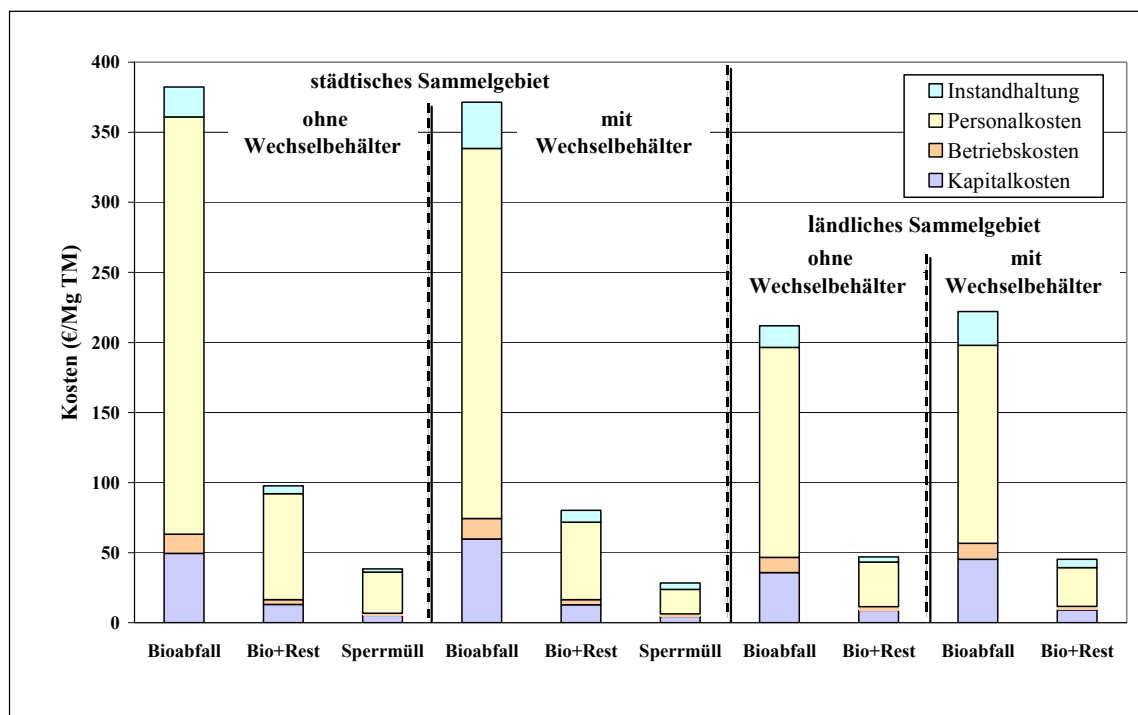


Abb. 3.2: Kommunale Sammlung von Bioabfall, Rest- und Sperrmüll

Wie Tab. 3.6 zeigt, lassen sich durch den Einsatz von Wechselbehältern der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit von der Abfallart zwischen 10 und 30 % reduzieren und das verfügbare Personal effizienter und damit kostensparender einsetzen.

Tab. 3.6: Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der kommunalen Sammlung von Bioabfall, Rest- und Sperrmüll

Sammelgebiet	Stadt						Land			
	ohne Wechselbehälter			mit Wechselbehälter			ohne Wechselbehälter		mit Wechselbehälter	
Sammlung erfolgt	Bio-abfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bio-abfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bio-abfall	Bioabfall und Restmüll	Bio-abfall	Bioabfall und Restmüll
Abfallart										
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen										
Energieverbrauch (kWh/Mg TM)	298	76	32	269	59	22	239	55	220	46
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	91,0	23,1	9,8	82,0	18,1	6,8	72,9	16,6	67,0	13,9
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)										
gesamt	16,0	4,1	1,6	14,6	3,1	1,0	8,3	1,8	8,1	1,6
dv. direkt	14,9	3,8	1,5	13,2	2,8	0,9	7,5	1,6	7,1	1,4

3.3 Konditionierung

Die Konditionierung der in der Studie betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle bis zum biogenen Energieträger setzt sich aus verschiedenen Prozesskettengliedern zusammen. Diese sind in Abb. 3.3 für den jeweiligen Rest- oder Abfallstoff im Überblick zusammengestellt.

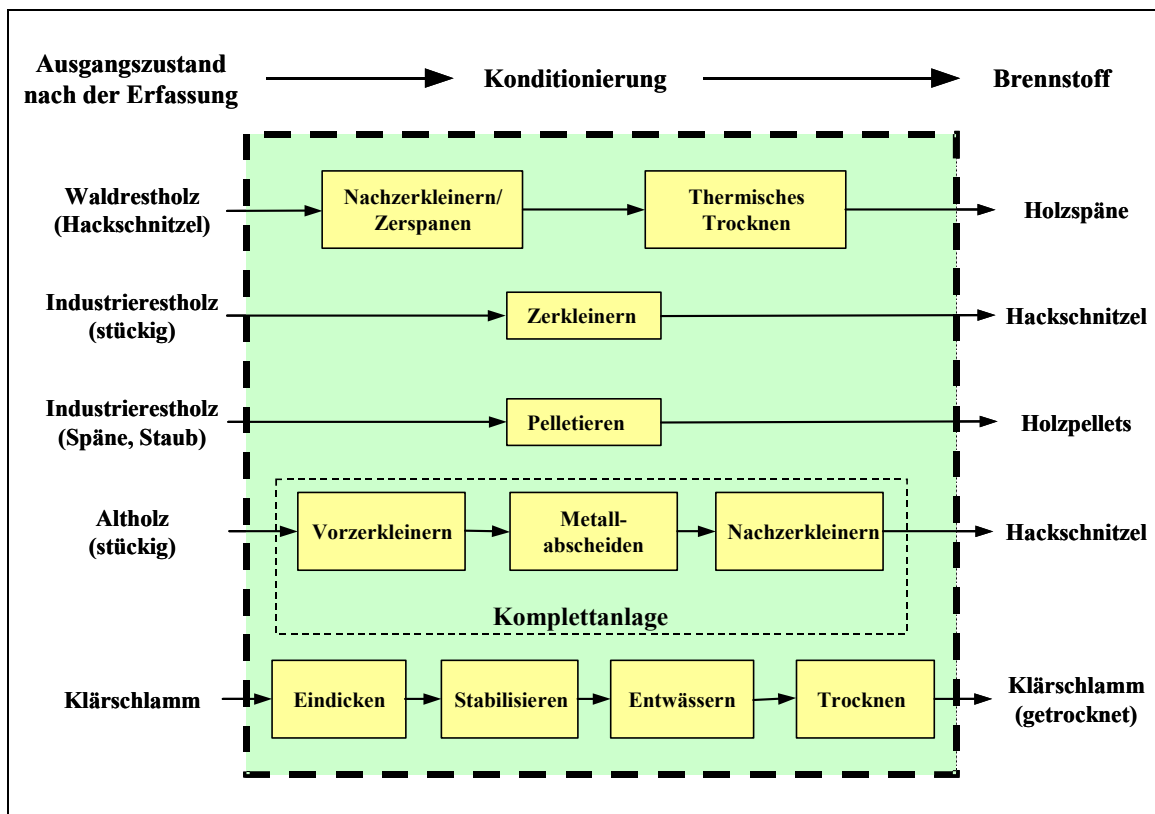


Abb. 3.3: Prozesskettenglieder der Konditionierung

3.3.1 Waldrestholz

Die Prozesskette für Waldrestholz beschränkt sich in der Praxis meist auf die unter Kap. 3.2 beschriebene Erfassung (inkl. Zerkleinerung zu Hackschnitzeln) und dem nachgeschalteten Transport inkl. der ggf. erforderlichen Lagerung (vgl. Tab. 3.3). Nur bei Verwendung der Hackschnitzel in einer Vergasungsanlage ist eine weitergehende Aufbereitung erforderlich, da die Vergasungsanlagen zur Gewährleistung hoher Gasqualitäten auf einen trockenen Brennstoff von ca. 90 % TS angewiesen sind. In dem dafür eingesetzten Trockner lassen sich wegen der angestrebten hohen Durchsätze nur dünne Holzspäne (3 mm Schichtdicke) auf 90 % TS trocknen. Deswegen muss dem Trockner ein Zerspaner vorgeschaltet werden, der die im Wald produzierten Hackschnitzel auf die erforderliche Spandicke nachzerkleinert. Es wurden vier Prozessketten analysiert, jeweils bestehend aus Zerspaner und Spänetrockner. Diese Prozessketten sind jeweils in unterschiedlich großen Vergasungsanlagen integriert. Die zugrunde gelegten Dimensionierungsdaten sind in Tab. 3.7 zusammengefasst. Hierbei wurde sowohl für den Zerspaner als auch Trockner von gleichen Betriebsstunden und Durchsätzen ausgegangen.

Tab. 3.7: Dimensionierungsdaten für die Bereitstellung trockener Holzspäne aus Waldrestholz

Thermochemische Anlage	Gleichstrom-Festbett-Vergaser	Wirbelschicht-Vergaser, zirkulierend		
Brennstoffleistung (MW)	2	10	10	60
Volllaststunden (h/a)	4.000	4.000	5.000	5.000
Spänebedarf (Mg TM/a)	1.710	8.570	10.710	64.240
Output Trockner (90 % TS)				
(Mg/h)	0,48	2,38	2,38	14,28
(Mg/a)	1.900	9.520	11.900	71.380

Zerspanung von Hackschnitzeln

Zur Nachzerkleinerung von Hackschnitzeln aus unbelastetem Holz werden u.a. in der Spanplattenindustrie Messerring-Zerspaner eingesetzt, die mit einem feststehenden Messerring arbeiten, dem das zu zerkleinernde Material über ein Schleuderrad zugeführt wird. Die Hackschnitzelverteilung im Zerspaner ist regulierbar und verhindert damit einseitiges Abnutzen der Messer. Eine Übersicht der Kennwerte der hier betrachteten Zerspaner gibt Tab. 3.8.

Tab. 3.8: Kosten, Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Zerspanung von Hackschnitzeln

Spänebedarf (Mg TM/a)	1.710	8.570	10.710	64.240
Anzahl Zerspanerstraßen	1	1	1	2
max. Durchsatz Gesamtanlage (Mg/h)	12	12	12	24
Betriebsstunden (Bh/a)	254	1.268	1.586	4.757
Gesamtkosten (€/Mg TM)	41,3	13,8	12,4	6,3
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen				
Stromverbrauch (kWh _{el} /Mg TM)	23	23	23	23
Dieserverbrauch (kWh/Mg TM)	10	10	10	10
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	19	19	19	19
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)				
gesamt	0,7	0,3	0,3	0,1
dv. direkt	0,3	0,2	0,2	0,1

Die Beschickung der Zerspaner mit Radlader ist in den Kennwerten enthalten.

Trocknung von Holzspänen

Für die Trocknung von Holzspänen werden großtechnisch direkt oder indirekt beheizte Trommeltrockner verwendet. Bei der direkten Trocknung wird die erforderliche Trocknungswärme in mit dem Trockner verknüpften Brennern erzeugt und die Rauchgase als Wärmeträgermedium direkt über das Trockengut geleitet. Diese Art der Trocknung zeichnet sich i.d.R. durch niedrigere Kapitalkosten und einen etwas niedrigeren Energiebedarf aus, da keine Verluste am Wärmetauscher auftreten. Bei diesem Trocknerkonzept kann jedoch keine (Ab-)Wärme aus anderen Wärmequellen zur Trocknung verwendet werden. Bei der indirekten Trocknung existieren zwei voneinander getrennte Wärmeträgerkreisläufe. Der interne, geschlossene Wärmeträgerkreislauf im Trockner steht im Kontakt mit dem Trockengut und wird von einem äußeren Wärmeträgerkreis-

lauf bedient, der selbst von einer externen Wärmequelle (Kessel, thermochemische Anlage) beheizt werden kann. Die indirekte Trocknung eröffnet deswegen die Möglichkeit, überschüssige (Ab-)Wärme von thermochemischen Anlagen zur Trocknung zu verwenden. Die vier betrachteten thermochemischen Anlagen (vgl. Tab. 3.7), die vornehmlich für die Strom- und nicht für die Wärmeproduktion ausgelegt sind, produzieren ausreichend Überschusswärme, um ihren Brennstoff von 65 % auf 90 % TS vorzutrocknen. Die Versorgung der Vergasungsanlagen mit qualitativ hochwertigem Brennstoff ist damit gewährleistet. Die nachfolgend analysierten Trocknungskonzepte für Holzspäne (vgl. Abb. 3.4) sind direkt mit den in Tab. 3.7 genannten energetischen Anlagen gekoppelt und werden zu 100 % von diesen mit Wärme versorgt.

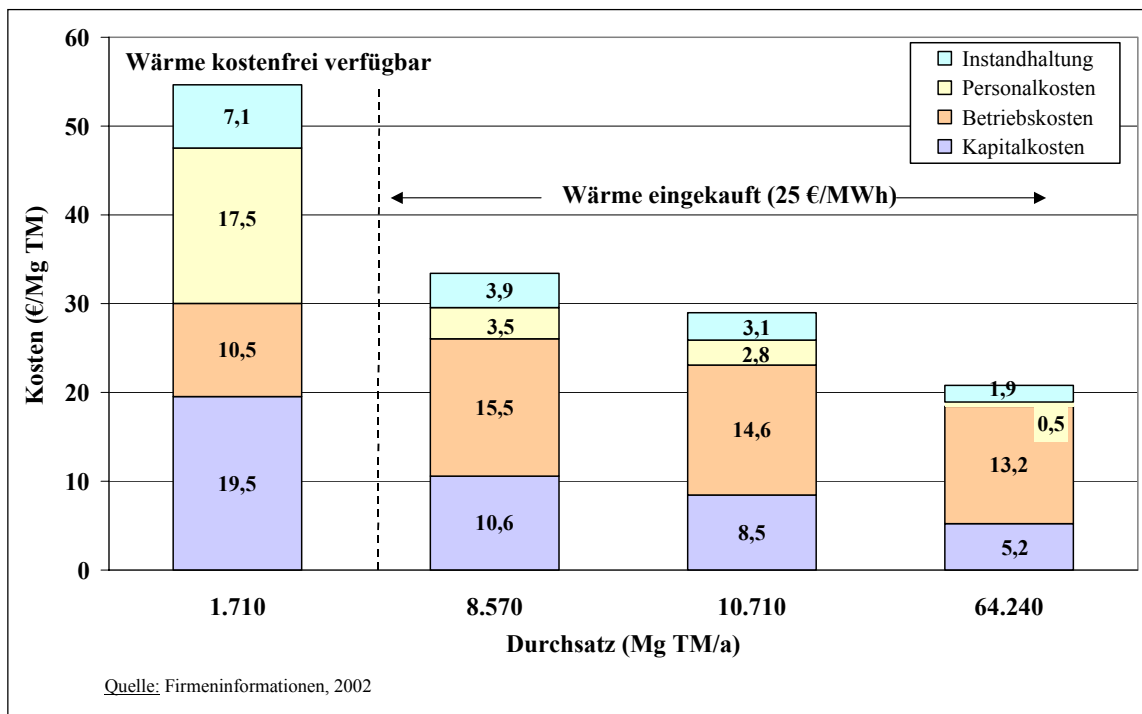


Abb. 3.4: Kosten der Holzspantrocknung mit einem indirekt beheizten Trommeltrockner

Die von der energetischen Anlage erzeugte und im Trockner verwendete Wärme wurde bei den drei großen Vergasungsanlagen mit einem Preis von 25 €/MWh bewertet. Bei der kleinsten Anlage wurde die im Abgas des Gasmotors enthaltene Wärme zur Trocknung verwendet und als kostenfrei angenommen. Würde bei den größeren Anlagen die Wärme ebenfalls als kostenfrei eingestuft, ließen sich dadurch die Betriebskosten der Trocknung um ca. 80 % absenken.

Die Ergebnisse in Tab. 3.9 zeigen, dass die Beschäftigungseffekte der Trocknungsanlagen aufgrund der hohen Investitionen vornehmlich durch indirekte Beschäftigung hervorgerufen werden.

Anlagen mit indirekter Trocknung haben in etwa den gleichen Wärmebedarf wie direkte Trockner. Es lassen sich jedoch mit ihnen Wärmemengen nutzen, die sonst häufig nutzlos abgeleitet werden. Für die CO₂-Emissionen zur Bereitstellung dieser Wärme muss deshalb kein zusätzlicher Verbrennungsprozess veranschlagt werden.

Tab. 3.9: *Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der thermischen Trocknung von Hackspänen im Trommeltrockner*

Spänebedarf (Mg TM/a)	1.710		8.570		10.710		64.240	
Beheizung erfolgt	direkt	indirekt	direkt	indirekt	direkt	indirekt	direkt	indirekt
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen								
Energieverbrauch, Wärme (kWh/Mg TM)	458 ^{a)}	458 ^{b)}	444	440 ^{c)}	444	440 ^{c)}	437	440 ^{c)}
Strom (kWh _{el} /Mg TM)	100	100	50	40	44	32	20	19
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	178	72 ^{d)}	139	29 ^{d)}	134	23 ^{d)}	115	14 ^{d)}
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)								
gesamt	1,5	1,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,2	0,3
dv. direkt	0,9	0,9	0,2	0,2	0,1	0,1	0,02	0,02

^{a)} Beheizung durch Rauchgase eines Brenners

^{b)} Beheizung durch Rauchgase des Gasmotors der Vergasungsanlage

^{c)} Bei Wärmewirkungsgrad von 95 %, Leitungsverlust von 5 %

^{d)} CO₂-Emissionen für Wärme unberücksichtigt, da „Abwärme“ der thermochemischen Anlage

Für Anlagen, die vornehmlich der Stromproduktion dienen, zeigen Trockner ein sehr günstiges Wärmebedarfsprofil: Der Zeitverlauf des Wärmebedarfs entspricht dem des Abwärmeeinfall. So lassen sich bei der direkten Kopplung der beiden Anlagen optimale Energienutzungsgrade erzielen. Da ausreichend Wärme vorhanden ist, könnten die Trockner über den Brennstoffbedarf der gekoppelten Anlage hinaus dimensioniert werden, um dadurch hochwertigen Brennstoff mit ca. 90 % TS für kleine, dezentrale Vergasungsanlagen bereitzustellen, für die der Betrieb eines auf ihre Größe zugeschnittenen Trockners unwirtschaftlich wäre.

3.3.2 Industrierestholz

Das Aufkommen und die Zusammensetzung der Industrieresthölzer wird bestimmt durch die vorgelagerten Prozess- und Fertigungsschritte in der Holzverarbeitenden Industrie. Ein Großteil des Industrierestholzes liegt in Form von Schleifstaub, Sägemehl oder Holzspänen vor. Diese Holzfraktionen werden meist mittels Absauganlagen aus Gründen des Arbeitsschutzes und der Prävention von Staubexplosionen direkt aus dem Fertigungsprozess der Holzbearbeitung sortenrein in Silos oder (Abroll-)Containern erfasst. Mit Blick auf eine energetische Verwertung erübrigen sich folglich Aufbereitungsschritte wie z.B. das Ausschleusen von Fehlwürfen, das Zerkleinern oder Zerspannen. Wenn die Späne als Brennstoff für eine Vergasungsanlage vorgesehen sind, dann ist eine weitergehende Trocknung von 75 % auf 90 % TS notwendig. Die Spänetrocknung wurde ausführlich in Kap. 3.3.1 beschrieben. Die insbesondere in Sägewerken, Schreinereien und Möbelwerken anfallenden stückigen Hölzer müssen hingegen zum Zwecke der Homogenisierung, der besseren Transportfähigkeit und der automatischen Beschickung von Feuerungsanlagen zerkleinert werden.

Zerkleinerung von Industrierestholz

Für die Zerkleinerung von Industrierestholz eignen sich in besonderem Maße langsam laufende Holzbrecher, die mit der Inhomogenität der Holzstücke gut zurecht kommen und einen niedrigen Verschleiß aufweisen. Jedoch lassen sich mit diesen Zerkleinerern

nur Stücke mit einer Länge von >80 mm produzieren, in der Regel liegt diese zwischen 200 und 300 mm. Diese Größe ist für die energetische Verwertung in der Verbrennung ausreichend. In der Praxis wird jedoch häufig einem langsam laufenden (Vor-) Brecher ein schnell laufender Nachzerkleinerer (mit Messer oder Schlegel bestückter Trommelzerkleinerer) nachgeschaltet, um eine feinere Stückigkeit zu erzielen. Diese Nachzerkleinerung wird hier nicht betrachtet, da sie für die energetische Verwertung nicht zwingend erforderlich ist.

Alternativ zum Holzbrecher werden am Markt Schredder angeboten, die mit schnell laufenden, schlegelbestückten Rotoren in einem Arbeitsschritt deutlich kleinere Holzpartikel (20 bis 50 mm) produzieren können. Die Homogenität in der Stückigkeit wird durch variable Zerkleinerungskörbe gewährleistet. Wie Abb. 3.5 zeigt, liegen die Kosten für die Zerkleinerung von Industrierestholz (75 % TS) in Abhängigkeit von der Maschinengröße (Durchsatz) zwischen 12 und 36 €/Mg TM. Der Schredder reiht sich mit 18 €/Mg TM gut in die Kostendegressionskurve der Brecher ein und ist aufgrund der besseren Zerkleinerung zu bevorzugen. Die größten mobilen Schredder am Markt mit einem Eigengewicht von 30 Mg erreichen einen Durchsatz von ca. 9 Mg TM/h. Bei den in Abb. 3.5 dargestellten Kosten ist ein Radlader zur Beschickung der Maschine mit stückigem Gut berücksichtigt.

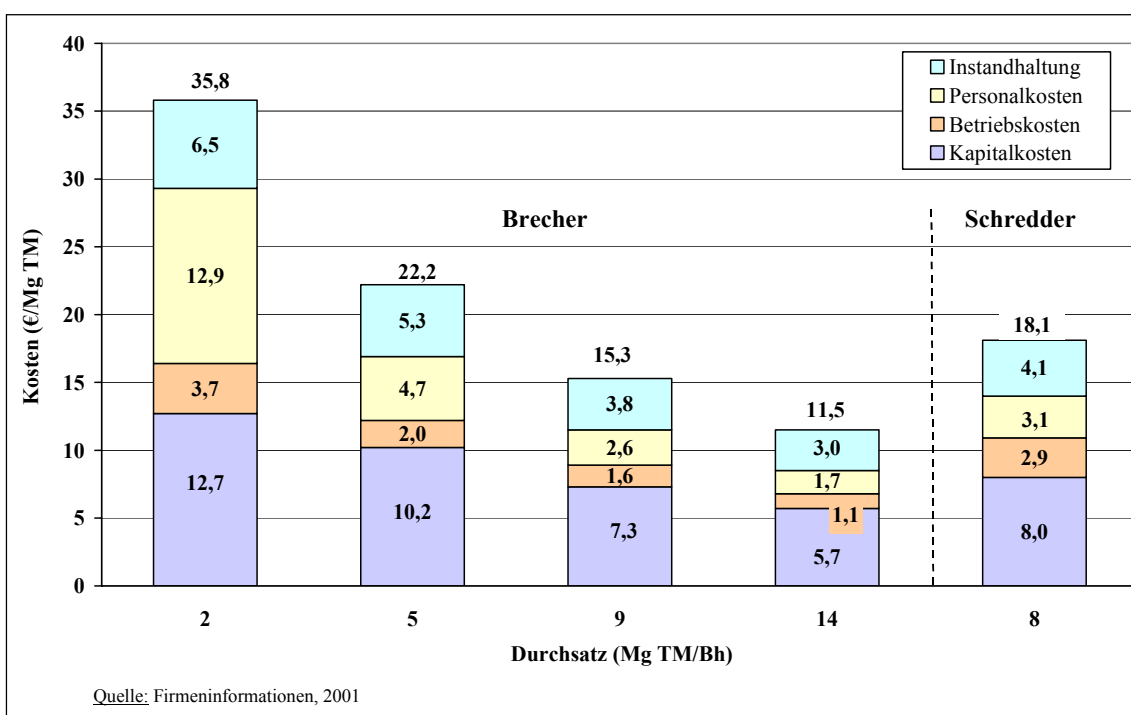


Abb. 3.5: Kosten der Zerkleinerung von stückigem Industrierestholz mit mobilen Maschinen

Bei der Zerkleinerung trägt die direkte Beschäftigung zwischen 33 und 67 % zu den gesamten Beschäftigungseffekten bei (vgl. Tab. 3.10). Dies hängt im Wesentlichen mit dem Beschickungsbedarf mit Radlader und mit den Wartungsarbeiten zusammen. Wie erwartet, sinkt der spezifische Energieverbrauch mit steigendem Durchsatz. Den höchsten Wert bei gleichem Durchsatz weist der Schredder auf, der das Material deutlich stärker zerkleinert.

Tab. 3.10: *Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Zerkleinerung von Industrierestholz*

Zerkleinerungsmaschine	Brecher				Schredder
Durchsatz (Mg TM/Bh)	2	5	9	14	8
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen					
Energieverbrauch, Diesel (kWh/Mg TM)	81	43	35	23	62
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	25	13	11	7	19
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)					
gesamt	0,9	0,5	0,3	0,2	0,3
dv. direkt	0,6	0,2	0,1	0,1	0,2

Pelletierung von Industrierestholz

Holzpellets haben vor dem Hintergrund der gestiegenen Heizölpreise in den Jahren 2000 und 2001 in Deutschland einen Boom erfahren, obwohl sie derzeit am Markt pro Energieeinheit immer noch teurer als fossile Energieträger sind. Sie werden meist zur Beschickung von Hausfeuerungsanlagen zur Wärmebereitstellung verwendet. Mit Holzpellets gelingt es – im Gegensatz zur Feuerung mit stückigem Holz – vollautomatisierte Feuerungsanlagen zu realisieren, die hinsichtlich Benutzerkomfort gleiche Vorteile aufweisen wie erdgas- oder heizölbefeuerte Wärmekessel. Nach DIN 51731 (1996) dürfen Holzpellets in Deutschland nur aus naturbelassenem Holz ohne Bindemittel gefertigt werden. Eine Ausnahme stellt z.B. Speisestärke dar, die als Additiv den Presslingen zugegeben werden darf. Der Wasseranteil der Presslinge darf 12 %, der Ascheanteil 1,5 % nicht überschreiten. Der Heizwert muss zwischen 4,9 und 5,4 MWh/Mg liegen.

Wie erwähnt, fallen bei der Holzverarbeitung große Mengen an Holzspänen und -staub an, die als Rohmaterial für die Herstellung von Holzpellets geeignet sind. Hierfür werden Pelletierpressen eingesetzt, bei denen die Holzspäne durch Pressrollen verdichtet, dabei durch Matrizen gepresst und nachfolgend durch rotierende Messer auf die gewünschte Länge abgeschnitten werden. Zur Berechnung der Kenngrößen für die Pelletierung wurde beispielhaft ein Pelletierer mit einem Durchsatz von 1,8 Mg FM pro Betriebsstunde analysiert. Die Kenngrößen sind in Tab. 3.11 zusammengefasst.

Tab. 3.11: *Kosten, Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Pelletierung von Holzspänen*

Durchsatz Pelletierer	(Mg FM/h)	1,8
Auslastung		85 %
Betriebsstunden	(Bh/a)	1.700
Summe installierte Leistung	(kW _{el})	128
Gesamtkosten	(€/Mg TM)	47,6
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen		
Stromverbrauch	(kWh _{el} /Mg TM)	70
CO ₂ -Emissionen	(kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	50
Beschäftigungseffekte		
gesamt	(Ah/Mg TM)	1,3
dv. direkt	(Ah/Mg TM)	1,0

Die Berechnungen bestätigen den in der Literatur diskutierten relativ hohen Energieverbrauch für die Pelletierung. Dieser ist, bezogen auf die Primärenergie, dreimal so hoch wie für die Zerkleinerung, liegt jedoch weit unter dem Energiebedarf der thermischen Trocknung von Holzspänen (vgl. Tab. 3.9) und entspricht ca. 5 % der thermischen Energie der produzierten Holzpellets.

3.3.3 Altholz

Wie in Kap. 3.2 erläutert, stammt das Altholzaufkommen in Deutschland zu ca. 35 % aus kommunalem Sperrmüll und zu ca. 65 % aus Abbruchholz. Diese Holzfraktionen sind stückig, inhomogen und enthalten meist Metall, Plastik und andere Materialien als Störstoffe. Sie werden in den Kommunen auf zentralen Sammelplätzen zwischengelagert, bevor sie einer weitergehenden Aufbereitung unterzogen werden. Bei Althölzern spielt die Schadstoffbelastung mit Chemikalien, die i.d.R. der Holzkonservierung dienen, eine bedeutende Rolle. Vor diesem Hintergrund müssen Althölzer vor der Entsorgung (stoffliche bzw. thermische Verwertung oder Beseitigung), basierend auf chemischen Analysen, in Schadstoffklassen eingeteilt werden, die den weiteren Entsorgungsweg bestimmen (vgl. Kap. 2.2.5, Altholz).

Zur Aufbereitung der Althölzer werden „Komplettanlagen“ eingesetzt, um metallfreie Hackschnitzel in der gewünschten Größe (40 bis 80 mm) bereit zu stellen. Diese Anlagen setzen sich aus einem Vorbrecher, einem Magnetabscheider, einer Siebtrommel und einem Nachzerkleinerer zusammen. Zur Darstellung der mit der Aufbereitung von Altholz verbundenen Kosten, Energieverbräuche, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte wurde eine Komplettanlage mit einem Durchsatz von 20 Mg FM/Bh analysiert. Da die Anlage stationär aufgestellt ist, wird sie ausschließlich mit Elektro- und nicht mit Dieselmotoren angetrieben. Der in Tab. 3.12 ausgewiesene Dieserverbrauch resultiert aus der Beschickung der Anlage mit einem Radlader. Die Ergebnisse zeigen, dass die direkten Beschäftigungseffekte bei der Altholzaufbereitung relativ gering ausfallen. Der Stromverbrauch liegt deutlich niedriger als z.B. für die Pelletierung.

Tab. 3.12: *Kosten, Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Aufbereitung von Altholz in einer Komplettanlage*

Durchsatz Altholzaufbereitung bestehend aus Vorzerkleinerer, Magnetabscheider, Trommelsieb, Nachzerkleinerer	(Mg FM/Bh)	20
Jahresdurchsatz	(Mg TM/a)	17.000
Betriebsstunden	(Bh/a)	1.000
Summe installierte Leistung	(kW _{el})	509
Gesamtkosten	(€/Mg TM)	12
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen		
Stromverbrauch	(kWh _{el} /Mg TM)	18
Dieserverbrauch	(kWh/Mg TM)	5
Summe CO ₂ -Emissionen	(kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	20
Beschäftigungseffekte		
gesamt	(Ah/Mg TM)	0,3
dv. direkt	(Ah/Mg TM)	0,1

3.3.4 Klärschlamm

Die Konditionierung von Klärschlamm lässt sich in vier Schritte unterteilen: die Eindickung des Überschussschlammes nach der Belebung (Biologische Stufe), die anaerobe Stabilisierung, die in Kap. 4.4 (Klärgas) ausführlich diskutiert wird, die mechanische Entwässerung des Faulschlammes auf TS-Gehalte von durchschnittlich 25 % und die Trocknung mit solaren oder thermischen Verfahren. In der Studie wurde die Konditionierung für vier Kläranlagengrößen (10.000 EW, 70.000 EW, 200.000 EW und 1.000.000 EW) analysiert.

Eindicken von Überschussschlamm

Der auf kommunalen Kläranlagen erzeugte Rohschlamm setzt sich aus drei Schlammarten zusammen: Primärschlamm (durch Sedimentation in der Vorklärung gewonnen), Sekundärschlamm (Überschussschlamm (ÜSS), durch Bakterienwachstum in der biologischen Stufe gewonnen) und Tertiärschlamm (durch chemische Fällung gewonnen, meist zur Phosphatelimination).

Von den drei Schlammarten wird nur der ÜSS, der ca. 50 % des gesamten Schlamm-aufkommens darstellt, maschinell eingedickt, die anderen beiden statisch. Für die maschinelle Eindickung des ÜSS werden in der Praxis im Wesentlichen drei Technologien angeboten: Bandfilter, Siebtrommel und Dekanter. Mit Hilfe dieser Technologien wird der ÜSS von ca. 0,8 auf max. 8 % TS eingedickt, was einer Volumenreduktion um 91 % entspricht (10 von 11 m³ fließen in die Kläranlage zurück). Abb. 3.6 zeigt die Kosten der Eindickung in Abhängigkeit von der Technologie und der Größenklasse der Kläranlagen.

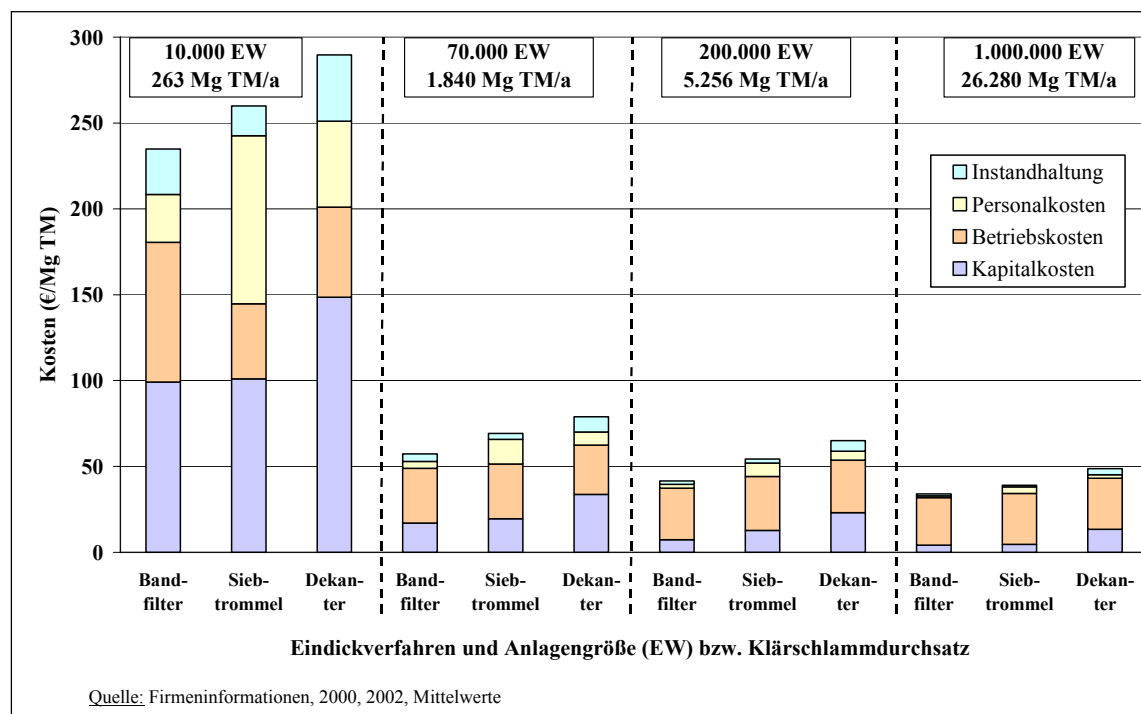


Abb. 3.6: Kosten der Eindickung von Überschussschlamm

Die Daten resultieren aus einer Vollkostenrechnung auf Basis von Hersteller- und Betreiberangaben. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kosten für die Eindickung von ÜSS zwischen 40 und 280 €/Mg TM liegen. Diese werden bei kleinen Kläranlagen erwartungsgemäß von den Kapitalkosten, bei großen Anlagen von den Betriebskosten (Polymere, Strom) dominiert.

In Tab. 3.13 werden die Angaben zum Energieverbrauch und zu den CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekten aufgelistet. Die Beschäftigungseffekte werden bei der Eindickung maßgeblich durch die indirekte Beschäftigung hervorgerufen (vollautomatisierter Betrieb). Der Energieverbrauch pro Mg TM ist bei den kleinsten betrachteten Anlagen relativ hoch.

Tab. 3.13: Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Eindickung von Klärschlamm

Kläranlagengröße (EW)	10.000	70.000	200.000	1 Mio.
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen				
Energieverbrauch (kWh _{el} /Mg TM)	303	65	47	39
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	219	47	34	28
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)				
gesamt	4,0	0,9	0,6	0,5
dv. direkt	1,4	0,2	0,1	0,1

Nach den Eindickungsschritten werden die drei Schlammarten zusammengeführt und als Rohschlamm der anaeroben Stabilisierung unterworfen.

Anaerobe Stabilisierung

Die anaerobe Stabilisierung (Faulung) des Rohschlammes stellt einen festen Bestandteil des Klärprozesses und der Prozesskette zur Aufbereitung von Klärschlamm dar. Ihr primäres Ziel ist die Schlammstabilisierung, da im Rohschlamm anaerobe mikrobielle Prozesse stattfinden, die zu starker Geruchsbelästigung und somit zu Problemen bei der weitergehenden Behandlung, Lagerung oder beim Transport des Schlammes führen. Die Faulung wirkt sich darüber hinaus positiv auf die Eigenschaften des ausgefaulten Schlammes (Faulschlamm) aus. Die Entwässerbarkeit wird verbessert, die Zahl der Krankheitserreger deutlich verringert, die Schlammeneigenschaften homogenisiert und die Schlamm-trockenmasse durch die mikrobiellen Abbauprozesse (Produktion von Faulgas) um bis zu 35 bis 40 % verringert (Thomé-Kozmiensky, 1998; Rentz et al., 1997). Bei der anaeroben Stabilisierung lässt sich direkt aus der flüssigen Phase ein hochwertiger Brennstoff, das Klärgas, gewinnen, der zur Strom- und Wärmeproduktion zur Verfügung steht. Aus diesem Grund wird die anaerobe Stabilisierung als energetisches Verfahren in Kap. 4.4 (Klärgas) analysiert.

Mechanische Entwässerung

Der Faulschlamm verlässt den Faulturm mit ca. 3 % TS (55 % oTS) und wird im nächsten Prozessschritt durch mechanische Entwässerung auf 22 bis 35 % TS (Durchschnitt: 25 %) entwässert. Hierfür werden auf kommunalen Kläranlagen in der Regel die Kam-

merfilterpresse (KFP), die Siebbandpresse (SBP), die Schneckenpresse (Schp.) oder der Dekanter (Dek.) eingesetzt. Eine Vorkonditionierung des Schlammes mit Polymeren ist zur Erlangung hoher Abscheidegrade (>99 %) ebenso erforderlich wie bei der mechanischen Eindickung. Die hierfür benötigte Polymeraufbereitungsanlage ist i.d.R. fester Bestandteil der Entwässerungsanlage. Während bei der KFP und der SBP eine druckbeaufschlagte Filtration (Tücher, Siebbänder) zur Fest-Flüssig-Trennung eingesetzt wird, geschieht dies bei der Schneckenpresse durch Sedimentation und mechanische Kompression des Filterkuchens. Beim Dekanter sedimentieren die Partikel im künstlich erzeugten Zentrifugalfeld und werden dadurch von der flüssigen Phase separiert. In Abb. 3.7 sind die Kosten der Entwässerung von Klärschlamm in Abhängigkeit von der Kläranlagengröße dargestellt.

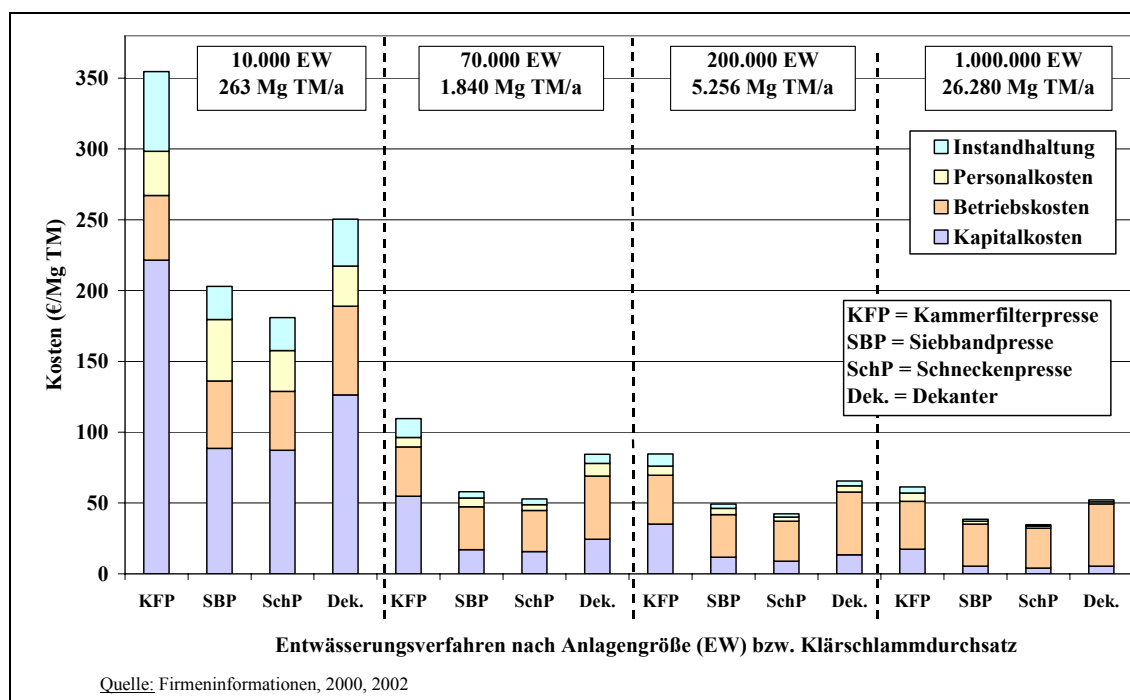


Abb. 3.7: Kosten der Entwässerung von Klärschlamm

Die Kostenanalyse zeigt, dass bei kleinen Anlagen die Kapitalkosten und bei großen Anlagen die Betriebskosten die Gesamtkosten bestimmen. Insgesamt lässt sich die mechanische Entwässerung von Faulschlamm im Kostenbereich zwischen 40 (1 Mio. EW) und 350 €/Mg TM (10.000 EW) realisieren. Auch wenn die KFP gemäß der Kostenanalyse die höchsten Entwässerungskosten verursacht, muss dieses Ergebnis im Zusammenhang mit den positiven Auswirkungen auf die Entsorgungskosten und Betriebskosten eines eventuell nachgeschalteten Trockners betrachtet werden. Da die KFP im Vergleich zu den konkurrierenden Verfahren einen um 5 bis 7 Prozentpunkte höheren TS-Gehalt des entwässerten Schlammes erreicht, verringert sich z.B. die zur Entsorgung anfallende (entwässerte) Schlammmenge um 20 % und damit die Entsorgungskosten in gleichem Umfang. Schlamm-trockner werden vornehmlich nach der Verdampfungsleistung dimensioniert. Damit lässt sich bei der Trocknung eines Schlammes von 32 % TS (im Vergleich zu einem Schlamm von 25 %) ein um 25 % höherer Durchsatz realisieren. Wird dies bereits bei der Planung des Trockners berücksichtigt und eine KFP vorgeschaltet, lassen sich dadurch die Trocknungskosten um ca. 15 % absenken und so die Kostennachteile der KFP teilweise kompensieren.

Die direkten Beschäftigungseffekte der Entwässerung liegen aufgrund der vollautomatisierten Anlage (Siebbandpresse) relativ niedrig (vgl. Tab. 3.14). Wegen der deutlich geringeren Wasserströme zeigt die Entwässerung im Vergleich zur Eindickung bei kleinen Anlagen einen nahezu halb so großen Energieverbrauch (vgl. Tab. 3.13 und Tab. 3.14).

Tab. 3.14: *Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Entwässerung von Klärschlamm mit der Siebbandpresse*

Kläranlagengröße (EW)	10.000	70.000	200.000	1 Mio.
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen				
Energieverbrauch (kWh _{el} /Mg TM)	164	34	32	29
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	118	24	23	21
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)				
gesamt	4,2	1,0	0,8	0,6
dv. direkt	2,2	0,3	0,2	0,1

In der Praxis wird der entwässerte Klärschlamm häufig nicht weiter aufbereitet, sondern in diesem Zustand landwirtschaftlich oder im Landschaftsbau verwertet bzw. im Kohlekraftwerk, einer Müllverbrennungsanlage (MVA) oder in Industrieanlagen (z.B. Zementwerken) mitverbrannt. Zur Produktion eines lagerfähigen Brennstoffs, der u.a. für die Strom- und Wärmeproduktion durch Vergasung eingesetzt werden kann, muss der Entwässerung eine thermische Trocknung nachgeschaltet werden, um einen TS-Gehalt von mindestens 90 % zu erreichen. Diese bewirkt über die Absenkung des Wasseranteils des Schlammes auch eine Reduktion der Transportkosten.

Trocknung

Die Trocknung von biogenen Rest- und Abfallstoffen muss aufgrund der hohen Kapital- und Betriebskosten der Trocknungsanlagen sowie aufgrund des hohen Energieverbrauchs bei thermischen Trocknern kritisch betrachtet werden, dient sie doch lediglich der Bereitstellung eines geeigneten Brennstoffs. Die Alternative einer kostengünstigeren Entsorgung des entwässerten Schlammes im Landschaftsbau oder die Co-Verbrennung in Kohlekraftwerken entziehen den Trocknungsverfahren seit Ende der 90er Jahre die Argumentationsgrundlage. Viele der heutigen Trocknungsanlagen wurden Anfang der 90er Jahre in Betrieb genommen, als die Deponiekosten von Klärschlamm bei ca. 250 €/Mg FM lagen und der Landschaftsbau sowie die Co-Verbrennung noch nicht in dem Umfang wie heute zur Verfügung standen. Bei der Analyse der Trocknungsverfahren für Klärschlamm ist es deswegen angesichts der geschilderten Ausgangssituation von besonderer Bedeutung,

- ob sich die Trocknungskosten durch die verringerten Entsorgungskosten des getrockneten Guts kompensieren lassen,
- ob durch die Trocknung die Energiebilanz der gesamten Klärschlammprozesskette möglicherweise sogar negativ wird.

Zur Verbesserung der Energiebilanz sind Trocknungskonzepte zu bevorzugen, bei denen (Ab-)Wärme von thermochemischen Anlagen, einschließlich BHKW, genutzt und eine interne Wärmerückgewinnung im Trockner realisiert wird.

Am Markt existieren für die Klärschlamm-trocknung eine Vielzahl von Verfahren, die sich nach Art der Wärmeübertragung unterscheiden lassen in

- Konvektionstrockner (direkter Kontakt zwischen Trocknermedium und Trockengut), z.B. Band-, Kaltluft-, Solar-, Trommel-, Wirbelschichttrockner oder das CENTRIDRY®-Verfahren und
- Kontaktstrockner (Wärmeübertragung über Kontaktflächen, kein direkter Kontakt zwischen Trocknermedium und Trockengut.), z.B. Dünnschicht-, Scheiben- (sowie deren Kombination) und Rohrbündeltrockner.

Nachfolgend werden die Ergebnisse einer zweistufigen Trocknung diskutiert, bestehend aus einem Dünnschicht- und einem Bandtrockner (vgl. Abb. 3.8).

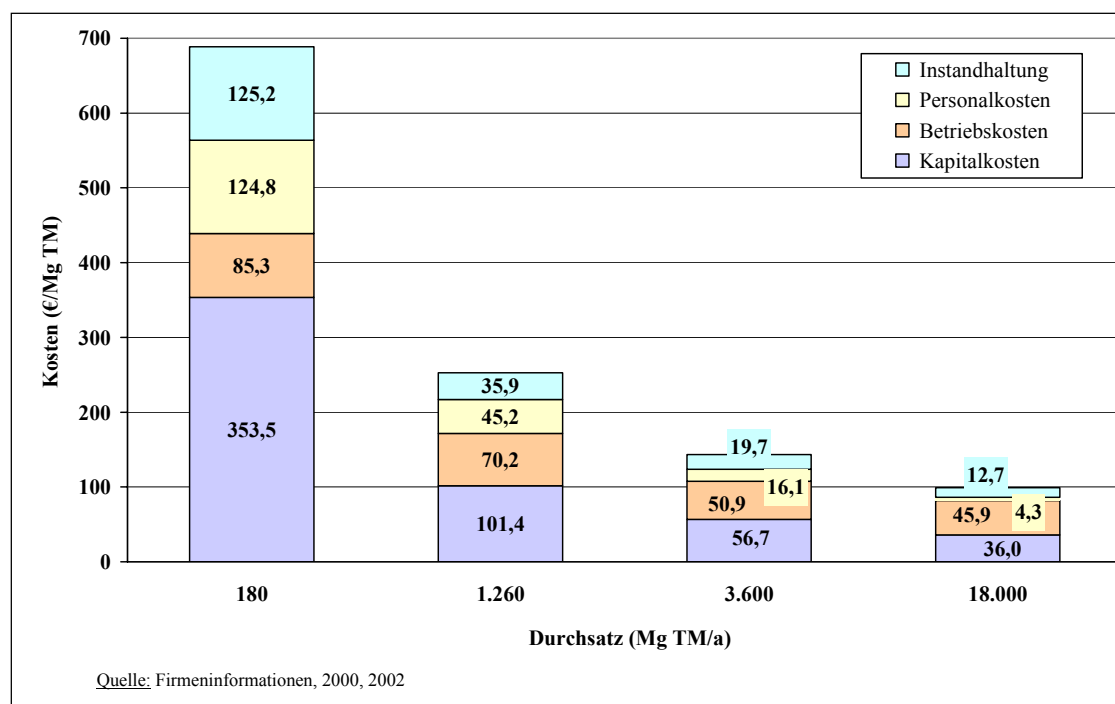


Abb. 3.8: Kosten der Klärschlamm-trocknung mit einem zweistufigen Dünnschicht-/Bandtrockner

Bei diesem Trocknerkonzept ist eine interne Wärmerückgewinnung standardmäßig vorgesehen. Darüber hinaus kann ein erheblicher Teil der Energie (25 bis 30 %) durch Abwärme des auf der Kläranlage betriebenen BHKW gedeckt werden.

Aus Abb. 3.8 wird der große Einfluss der Kapitalkosten auf die gesamten Trocknungskosten deutlich. Durch das hier betrachtete energiesparende Konzept (Wärmerückgewinnung, Abgaswärmenutzung des BHKW) lassen sich die Betriebskosten, vornehmlich Energiekosten, bei der größten Anlage auf rd. 46 €/Mg TM senken. Ohne Nutzung der Abwärme des BHKW würden diese bei 58 €/Mg TM liegen.

Wie bereits erwähnt, wirkt sich das hier realisierte Konzept positiv auf die Energiebilanz des Trockners aus (vgl. Tab. 3.15). Die durch die Wärmebereitstellung verursach-

ten CO₂-Emissionen lassen sich durch die Nutzung der BHKW-Abwärme um ca. 30 % absenken. Dies schlägt sich bei den Beschäftigungseffekten nur unmerklich nieder.

Tab. 3.15: *Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der thermischen Trocknung von Klärschlamm mit einem zweistufigen Dünnschicht-/Bandtrockner*

Kläranlagengröße (EW)	10.000		70.000		200.000		1 Mio.	
	mit	ohne	mit	ohne	mit	ohne	mit	ohne
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen								
Energieverbrauch, Wärme (kWh/Mg TM)	1.692	2.311	1.504	2.123	1.403	2.022	1.403	2.022
Strom (kWh _{el} /Mg TM)	500	500	391	391	227	227	180	180
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	879	1.068	743	932	593	783	559	749
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)								
gesamt	10,4	10,5	3,3	3,5	1,9	2,0	1,3	1,5
dv. direkt	3,2	3,2	0,7	0,7	0,2	0,2	0,1	0,1

Abschließend ist anzumerken, dass die den Abschätzungen zugrunde gelegten Wärmebedarfswerte von ca. 0,5 MWh pro Mg Wasserverdampfung den bisher bekannten Mindestwert darstellen. Bei älteren Trocknungsanlagen, basierend auf anderen Trocknungsverfahren, werden in der Praxis ohne Wärmerückgewinnung nur Werte von 0,9 MWh pro Mg Wasserverdampfung erreicht, was sich entsprechend negativ auf die Kosten und die Energiebilanz auswirkt.

3.4 Lagerung

Wie im Kap. 3.1 „Methodisches Vorgehen“ ausgeführt, entsteht bei den nachfolgenden biogenen Rest- und Abfallstoffen zusätzlicher Lagerbedarf:

- Hackschnitzel aus Waldrestholz nach der Zerkleinerung, teilweise zur Trocknung, in einer überdachten Lagerhalle
- Altholz (Abbruchholz, aus Sperrmüll) vor der Zerkleinerung auf einem zentralen, nicht überdachten, geschotterten Sammelplatz
- Klärschlamm nach der Entwässerung im Absetz- oder Abrollcontainer auf einer überdachten Betonplatte

Bei allen Lagern hängen die Lagerkosten umgekehrt proportional von der Umschlaghäufigkeit des Rest- oder Abfallstoffs ab. Zur Berechnung der spezifischen Kenngrößen müssen die Lagerkosten mit den jeweiligen Stoffeigenschaften (Schüttdichte, TS-Gehalt) des Lagerguts verknüpft werden. Deswegen erfolgt die Darstellung der Kennwerte bezogen auf das Lagervolumen und in Abhängigkeit von der Umschlaghäufigkeit (vgl. Tab. 3.16).

Hackschnitzel (HS) müssen aufgrund saisonaler Aufkommens- und Nachfrageschwankungen sowie zum Zwecke der Trocknung vor der energetischen Verwertung eingelagert werden (vgl. auch Abb. 3.1). Aus methodischen Gründen wird hier der Neubau von geschlossenen Lagerhallen betrachtet. Der Großteil der Hackschnitzel aus Waldrestholz und aus Hölzern der Landschaftspflege wird im Winterhalbjahr während der Vegetati-

onsruhe (November bis März) produziert. Auf der anderen Seite sollten die Hackschnitzel bei Lufttrocknung mehrere Monate (idealerweise während der Sommermonate) eingelagert sein, um TS-Gehalte über 70 % zu erreichen. Hierdurch lässt sich in der Praxis meist nur ein einmaliger Jahresumschlag erzielen. Die Lagerkosten liegen somit im Bereich von rd. 8 €/m³ (vgl. Tab. 3.16). Eine teurere Art der Lagerung (rd. 12 €/m³) stellt die zwangsbelüftete Lagerung der Hackschnitzel dar, mit der sich TS-Gehalte von ca. 75 % erzielen lassen. Außerdem beugt sie der Schimmelbildung auch bei anhaltend feuchter Witterung vor.

Tab. 3.16: Kosten, Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Beschäftigungseffekte bei der Lagerung von Waldrestholz, Altholz und Klärschlamm

Art der Lagerung	neue Lagerhalle ohne Zwangsbelüftung			neue Lagerhalle mit Zwangsbelüftung			geschotterter Sammelplatz			überdachte Betonplatte		
	Waldrestholz (HS)			Waldrestholz (HS)			Altholz			Klärschlamm		
Rest-/Abfallstoff	Waldrestholz (HS)			Waldrestholz (HS)			Altholz			Klärschlamm		
Grundfläche (m ²)	600			600			3.000			450		
Lagervolumen (m ³)	1.500			1.500			3.000			700		
Stromverbrauch für Beleuchtung und Gebläse (kWh _{el} /a)	1.600			34.642			1.600			800		
Umschlaghäufigkeit (n/a)	50	12	1	50	12	1	50	12	1	50	12	1
Kosten (€/m ³)	0,2	0,7	7,8	0,2	1,0	11,6	0,0	0,1	0,6	0,1	0,6	6,7
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen												
Energieverbrauch (kWh _{el} /m ³)	0,02	0,09	1,1	0,5	1,9	23,1	0,01	0,04	0,5	0,02	0,1	1,14
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./m ³)	0,02	0,06	0,8	0,3	1,4	16,7	0,01	0,03	0,4	0,02	0,07	0,82
Beschäftigungseffekte (Ah/1000 m³)												
gesamt	3	11	130	4	17	200	0,2	1	10	2	9	110
dv. direkt	0,6	2,5	30	0,6	2,5	30	0,2	1	10	0,6	2,5	30

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Firmenangaben, 2001; s.a. Tab. A 3.5 im Anhang

Die für die Vergasungstechnologien erforderlichen TS-Gehalte der Hackschnitzel von ca. 90 % lassen sich jedoch mit keiner dieser Lagerungsarten realisieren. Detaillierte Angaben zur Lagerung finden sich in Tab. A 3.5 im Anhang.

3.5 Transport

Der Transport auf der Straße und Schiene wird in Deutschland durch verschiedene ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen geregelt. So werden die zulässigen maximalen Gewichte und Außenmaße (Länge, Breite, Höhe) für Straßentransporte in den §§ 32 bis 34 der Straßenverkehrszulassungsordnung (StVZO, 1988) festgelegt. Diese Maße gelten für die Fahrzeugkombinationen inklusiv der mitgeführten (austauschbaren) Ladungsträger. Gleiches regelt die Eisenbahnbau- und -betriebsordnung für den Schienenverkehr (EBO, 1967) (vgl. Tab. 3.17).

Tab. 3.17: Maximale Transportmaße und Gesamtgewichte für Straßen- und Schienentransporte

Transportfahrzeug	Länge (m)	Breite (m)	Höhe (m)	zul. Gesamtgewicht (Mg)
Züge aus Kraftfahrzeug und 1 bis 2 Anhängern	18,0	2,55	4,0	40,0 / 44,0 ^{a, b)}
Züge aus Lastkraftwagen und einem Anhänger	18,75	2,55	4,0	40,0 / 44,0 ^{a, b)}
Sattelzugmaschine mit Sattelanhängen	16,50	2,55	4,0	40,0 / 44,0 ^{a, b)}
Schienenwagen (maximale Maße) ^{c)}	bis 25,0	3,29	4,68 ^{d)}	18,0 Mg Radsatzlast, 5,6 Mg/m ^{e)}
Ganzzug (maximale Maße) ^{c)}	250 Achsen, 700 m Länge, 1.600 Mg Gesamtgewicht			

a) Das zulässige Gesamtgewicht bezieht sich auf Fahrzeugkombinationen mit mehr als vier Achsen.

b) Das Gesamtgewicht von 44 Mg gilt nur für Sattelzüge des Kombinierten Verkehrs nach Richtlinie 92/106/EWG.

c) alle Angaben für Hauptstrecken und nationale Transporte

d) Höhe ab Schienenoberkante

e) Lasten, die Oberbau und Bauwerke mindestens aufnehmen können müssen

Quelle: EBO (1967), StVZO (1988)

Folglich ist jeder Transport in Abhängigkeit der spezifischen Schüttdichte des transportierten Guts entweder massen- oder volumenlimitiert: Bei schweren Gütern wird das maximale Gesamtgewicht erreicht, bevor die Transportvolumina ausgeschöpft sind, bei leichten Gütern verhält sich dies umgekehrt. Die eingesetzten Ladungsträger (Abrollcontainer, Absetzmulden, Silos, feste Aufbauten) beeinflussen dabei das Leergewicht des Fahrzeugs und damit die realisierbare maximale Zuladung.

Folgende Fahrzeugkombinationen wurden für den Transport auf der Straße betrachtet (weitere Daten vgl. Anhang, Tab. A 3.6 und Tab. A 3.7):

- landwirtschaftlicher Schlepper mit Vakuumfass oder zwei Anhängern (ldw. Zug)
- Tankwagen für flüssige Güter
- Lastkraftwagen, ausgerüstet mit Absetzmulden (max. eine Mulde auf dem Lkw, zwei Mulden auf dem Anhänger, u.a. mit kompatiblen Awilog-Mulden für Straßen-Schienen-Transporte)
- Lastkraftwagen, ausgerüstet mit Hakengerät und zwei Abrollcontainern (einer auf dem Zugfahrzeug, einer auf dem Anhänger)
- Lastkraftwagen mit Anhänger, ausgerüstet mit einem festen Aufbau
- Sattelkraftfahrzeug (Sattelzugmaschine mit Sattelanhängen)
 - mit festem Aufbau für nicht-staubende Schüttgüter,
 - mit geschlossenem Silo für trockene, staubende, rieselfähige Schüttgüter und
 - mit kompatiblen Wechselbehältern (Silo oder Container) für den Kombinierten Ladungsverkehr

Die betrachteten Varianten der Transporttechnik auf der Schiene lassen sich wie folgt zusammenfassen (vgl. Tab. A 3.8 im Anhang):

- kompatible Containersysteme für Straßen-Schienen-Transporte (Awilog-Mulden, Abroll-Container-Transport-System (ACTS), gasdichte Abfallcontainer) für schwere und leichte Schüttgüter sowie für Bioabfälle aus Haushalten
- der Güterwagenverkehr für schwere, nicht-staubende Schüttgüter mit dem Wagen ES 049, für leichte, nicht-staubende Schüttgüter mit dem modifizierten Wagen EAS 069, für trockene, staubige Schüttgüter mit dem Silowagen Ucs 909 oder Tadgs-(v) 959 und für leichte, voluminöse Güter mit dem Schiebewandwagen Habbins 345
- der Kombinierte Verkehr für alle Arten von Schüttgütern mit genormten Wechselbehältern (Silo, Container)

Der Transport auf der Schiene kann in den Warenfrachtverkehr und den Kombinierten Verkehr unterteilt werden. Der Warenfrachtverkehr wird entweder mit Straße-Schiene kompatiblen Containersystemen (Awilog, ACTS, Abfallcontainer) oder mit auf das Transportgut angepassten Wagons realisiert. Der Transportverlauf auf der Schiene gliedert sich dabei in der Regel in die drei Bereiche Vor-, Haupt- und Nachlauf. Der Vor- und Nachlauf auf der Schiene ist hierbei vom Vor- und Nachlauf auf der Straße zu unterscheiden, der nur beim Schienentransport von Gleisanschluss zu Gleisanschluss nicht erforderlich ist. Der Vor- und Nachlauf auf der Schiene erfolgt bei den hier betrachteten Gütern aufgrund der geringen Transportmengen im sogenannten „Einzelwagenverkehr“. Von Einzelwagenverkehr wird gesprochen, solange keine Lademenge erreicht wird, die einen „Ganzzug“ mit 30 Wagons füllt und das maximale Gesamtgewicht von 1.600 Mg nicht überschreitet (vgl. Tab. 3.17). Deswegen werden die einzelnen Wagons für den Hauptlauf in einen Ganzzug eingestellt, was zu einem zusätzlichen Rangieraufwand führt.

Beim Kombinierten Verkehr werden bereits an den Umschlagbahnhöfen (Ubf) Ganzzüge zusammengestellt. Der sonst auf der Schiene erfolgende Vor- und Nachlauf wird hier auf der Straße mit Hilfe von kompatiblen Containersystemen nach DIN ISO 668, 1161 oder 1496 bzw. DIN EN 283, 284 oder 452 abgewickelt. Zwischen den 40 Ubf in Deutschland sind derzeit 100 Schienenrelationen möglich (DB Cargo AG, 2001a,b).

Unter Transportentfernung wird nachfolgend einheitlich die Länge des Transportweges zwischen dem Aufkommens- und Verwendungsort verstanden. Die Kosten beziehen sich auf den tatsächlich zurückgelegten doppelten Transportweg, resultierend aus der erforderlichen Hin- und Rückfahrt. Die Rückfahrt wurde jeweils als Leerfahrt unterstellt.

Das Be-, Um- und Entladen der Transportbehältnisse bzw. -fahrzeuge ist als Teil des Transportvorgangs zu betrachten und hängt direkt von der eingesetzten Transporttechnik ab. Bei einigen Transporttechniken, wie dem Vakuumfass, Saugwagen, Silofahrzeug, Silobehälter oder Silowagon, erfolgt das Laden pneumatisch und ist im Transport enthalten. Bei allen Containersystemen wird angenommen, dass vorgeschaltete Prozesskettenglieder (Hacker, Entwässerungsmaschinen, Trockner, u.a.) die bereitgestellten Container befüllen. Das Laden der Bioabfälle aus Haushalten wird bei deren Erfassung mitbehandelt.

Somit sind für die betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle folgende Ladevorgänge relevant:

- das Laden von Schüttgütern (z.B. Hackschnitzel) mit Radlader (vgl. Tab. A 3.9 im Anhang)
- das händische Laden von Scheitholz im Wald
- das Laden von Strohballen mit landwirtschaftlichem Schlepper (vgl. Tab. A 3.2 im Anhang)

Die Kenngrößen für den Ladevorgang errechnen sich aus den Werten für das bereitgestellte Transportfahrzeug, für die Lademaschine oder -mannschaft sowie für die An- und Abfahrt der Belademannschaft. Sie sind für jede Kombination aus Transporttechnik und Rest- bzw. Abfallstoff einzeln zu berechnen. Im Vergleich zum Transport spielt das Laden i.d.R. keine große Rolle. Eine Ausnahme stellt das händische Laden von Scheitholz dar. Die nachfolgend genannten Werte zu den Transporten schließen spezifische Ladevorgänge bereits mit ein.

3.5.1 Transport mit landwirtschaftlichen Zügen

Beim landwirtschaftlichen Transport wurden Züge betrachtet, die aus einem Schlepper (70 bzw. 90 kW), kombiniert mit einem Vakuumfass (12 m³) oder zwei unterschiedlichen Anhängertypen (Nutzlast je 6 bzw. 14 Mg), bestehen (vgl. Tab. A 3.6 im Anhang). Die kleineren Anhänger finden in der Landwirtschaft breite Anwendung, die größeren werden meist für schwere Massentransporte (z.B. Getreide, Zuckerrüben) eingesetzt und gleichen technisch Lkw-Anhängern.

Die Kosten für den Transport wurden auf Basis einer Vollkostenrechnung abgeleitet, unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer der Geräte (KTBL, 2000) und der durchschnittlichen Transportgeschwindigkeit (vgl. Tab. A 3.2, Tab. A 3.6 und Tab. A 3.10 im Anhang). Hierbei wurde Gl. 3.1 als analytische Näherung zugrunde gelegt. Die Ergebnisse für die Entfernungsabhängigkeit der Transportkosten sind in Abb. 3.9 dargestellt.

$$K = k * \left(2 * \left[\frac{s_1}{v_1} + \frac{s_2}{v_2} \right] + [t_{Anf.} + t_{Abf.} + t_{Bel.} + t_{Entl.} + t_{Rang.}] \right) \quad (\text{Gl. 3.1})$$

Gl. 3.1: *Entfernungsabhängige Kosten für den Transport mit landwirtschaftlichen Zügen*

- mit: K := Gesamtkosten Fahrt (€/Fahrt)
 k := Stundenkosten Fahrzeug inkl. Fahrer (€/h) (vgl. Tab. A 3.2 im Anhang)
 s_{ges} := gesamte Transportentfernung, s_{ges} = s₁ + s₂
 v_i := Wegstrecken abhängige Durchschnittsgeschwindigkeit (vgl. Tab. A 3.10 im Anhang)
 s_i := mit v_i zurückgelegte Transportentfernung
 für s_{ges} ≤ 5 km: s₁ = s_{ges} und s₂ = 0 km
 für s_{ges} > 5 km: s₁ = 5 km und s₂ = s_{ges} - 5 km
 t_{Anf.}, t_{Abf.}, t_{Bel.}, t_{Entl.}, t_{Rang.} := Zeit für An-, Abfahrt, Be-, Entladen und Rangieren (vgl. Tab. A 3.10 im Anhang)

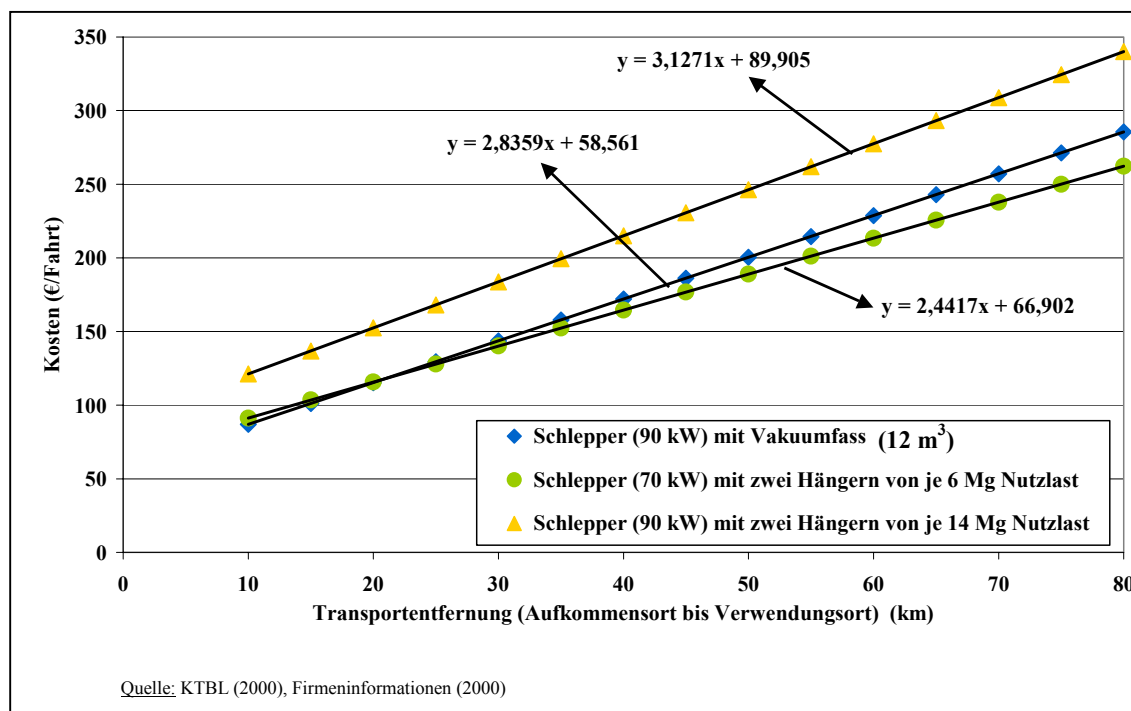


Abb. 3.9: Entfernungabhängige Transportkosten landwirtschaftlicher Züge

Bei der Auslastung der landwirtschaftlichen Anhänger (2 Bh/d an 250 d/a) wurde von günstigen Verhältnissen ausgegangen, die auf einem landwirtschaftlichen Betrieb nur dann erreicht werden, wenn er externe Transportaufgaben als Dienstleistung übernehmen kann, wie z.B. die Anlieferung von Hackschnitzeln an Heizwerke. Die in Abb. 3.9 dargestellten Näherungsfunktionen können zur Berechnung der entfernungsabhängigen Transportkosten (Kosten pro Fahrt) herangezogen werden.

Die Kosten für Be- und Entladen sind beim Vakuumfass in Abb. 3.9 berücksichtigt. Für den Transport mit Anhängern ist dagegen nur die Wartezeit während des Beladevorgangs eingerechnet, nicht jedoch die Kosten für das Beladen. Diese spezifischen Kosten können aber der Tab. A 3.2 (z.B. für Strohballen) bzw. der Tab. A 3.9 (z.B. für Hackschnitzel) entnommen werden. Im Kapitel 3.6 „Bereitstellung insgesamt“ sind neben den entfernungsabhängigen Transportkosten jeweils auch die Be- und Entladekosten berücksichtigt.

3.5.2 Transport mit Lkw

Die Preise für den Transport mit Lkw haben am Markt ein sehr niedriges Niveau erreicht, das bei Einbeziehung aller Kosten und Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften (Mindestlöhne, Sozialversicherungen, maximale Nutzlasten, Lenkzeiten) nur schwer nachvollziehbar ist. Ursache hierfür ist die mit Inkrafttreten des Tarifaufhebungsgesetzes zum 1. Januar 1994 erfolgte Aufhebung der festen Güterverkehrstarife zur Angleichung der Ordnungsvorschriften im Europäischen Binnenmarkt. In Folge des nun möglichen freien Preisbildungsprozesses am Markt werden die in den Kostenorientierten Unverbindlichen Richtsatz-Tabellen (KURT) (BDG, 1999) veröffentlichten Preise für Transportdienstleistungen weit unterschritten. In der Praxis lohnen sich deswegen für den Unternehmer Transporte häufig nur noch, wenn Rückfrachten realisiert werden können.

Vor diesem Hintergrund wurden bei Transportunternehmen Richtpreisangebote für konkrete Transportdienstleistungen über 100 bis 800 km eingeholt und mit Transportpreisen ergänzt, die von Kommunen eines Landkreises aus dem süddeutschen Raum für den Transport von flüssigem und entwässertem Klärschlamm über eine Strecke von 5 bis 60 km entrichtet wurden. Diese Preise wurden auf vergleichbare Transportaufgaben übertragen, mit Daten nach KURT und mit den Ergebnissen einer Vollkostenrechnung (vgl. Tab. A 3.11) verglichen (vgl. Abb. 3.10). Diese Vollkostenrechnung ergab für den Sattelaufleger einen Stundenpreis von 71,7 €/Bh bei einer Auslastung von 2.400 Bh/a. Ausgehend von diesem Wert, den in Tab. A 3.12 getroffenen Annahmen und der Gleichung 3.2 wurden die entfernungsabhängigen Transportkosten berechnet.

$$K = k * \left(2 * \left[\frac{s_1}{v_1} + \frac{s_2}{v_2} + \frac{s_3}{v_3} \right] + \left[t_{Anf.} + t_{Abf.} + t_{Bel.} + t_{Entl.} + t_{Rang.} \right] \right) \quad (\text{Gl. 3.2})$$

Gl. 3.2: *Entfernungsabhängige Kosten für den Lkw-Transport mit Sattelzug*

mit: K := Gesamtkosten Fahrt (€/Fahrt)
 k := Stundenkosten Fahrzeug inkl. Fahrer (€/h) (vgl. Tab. A 3.11 im Anhang)
 v_i := Wegstrecken abhängige Durchschnittsgeschwindigkeit (vgl. Tab. A 3.12 im Anhang)
 s_{ges} := gesamte Transportentfernung, $s_{ges} = s_1 + s_2 + s_3$
 s_i := mit v_i zurückgelegte Wegstrecke
für $s_{ges} \leq 5$ km: $s_1 = s_{ges}$ und $s_2, s_3 = 0$ km
für $5 \text{ km} < s_{ges} \leq 50$ km: $s_1 = 5$ km, $s_2 = s_{ges} - 5$ km und $s_3 = 0$ km
für $s_{ges} > 50$ km: $s_1 = 5$ km, $s_2 = 45$ km und $s_3 = s_{ges} - 50$ km
 $t_{Anf.}, t_{Abf.}, t_{Bel.}, t_{Entl.}, t_{Rang.}$:= Zeit für An-, Abfahrt, Be-, Entladen und Rangieren (vgl. Tab. A 3.12 im Anhang)

Der Vergleich der KURT-Daten mit den Daten aus der Vollkostenrechnung zeigt, dass über alle betrachteten Entfernungen hinweg (0 bis 800 km) eine gute Übereinstimmung der Transportkosten besteht (vgl. Abb. 3.10). Tendenziell liegen die Werte nach der Vollkostenrechnung bei der Kurzstrecke bis ca. 70 km und bei der Langstrecke ab 400 km über den Angaben nach KURT, im Bereich von 70 bis 400 km dagegen leicht darunter. Der Grund hierfür könnte darin liegen, dass ab einer Strecke von 400 km in der Praxis höhere Durchschnittsgeschwindigkeiten erzielt werden können als angenommen.

Bei den Richtpreisangeboten zeigt sich, dass diese auf der Kurzstrecke bis ca. 70 km sogar über den Werten nach KURT bzw. der Vollkostenrechnung liegen, während sie ab ca. 100 km deutlich unter den KURT-Werten liegen. Begründen lassen sich die hohen Richtpreise auf der Kurzstrecke möglicherweise damit, dass es sich hierbei um kleinere jährlich transportierte Gesamtmengen handelt. Bei den Langstreckentransporten (≥ 100 km) wurde hingegen eine jährliche Transportmenge von 4.000 Mg TM (640 Sattelaufleger pro Jahr bei 25 % TS) zugrunde gelegt. Außerdem beruhen die Kurzstreckenpreise auf langfristigen Verträgen zwischen Kommunen und Transportunternehmen. Die Preise spiegeln folglich nicht die aktuelle Marktlage wider.

Für alle nachfolgenden Berechnungen werden die zu den Transporten mit Lkw recherchierten Preise zugrunde gelegt, da sie am besten der aktuellen Marktsituation entsprechen.

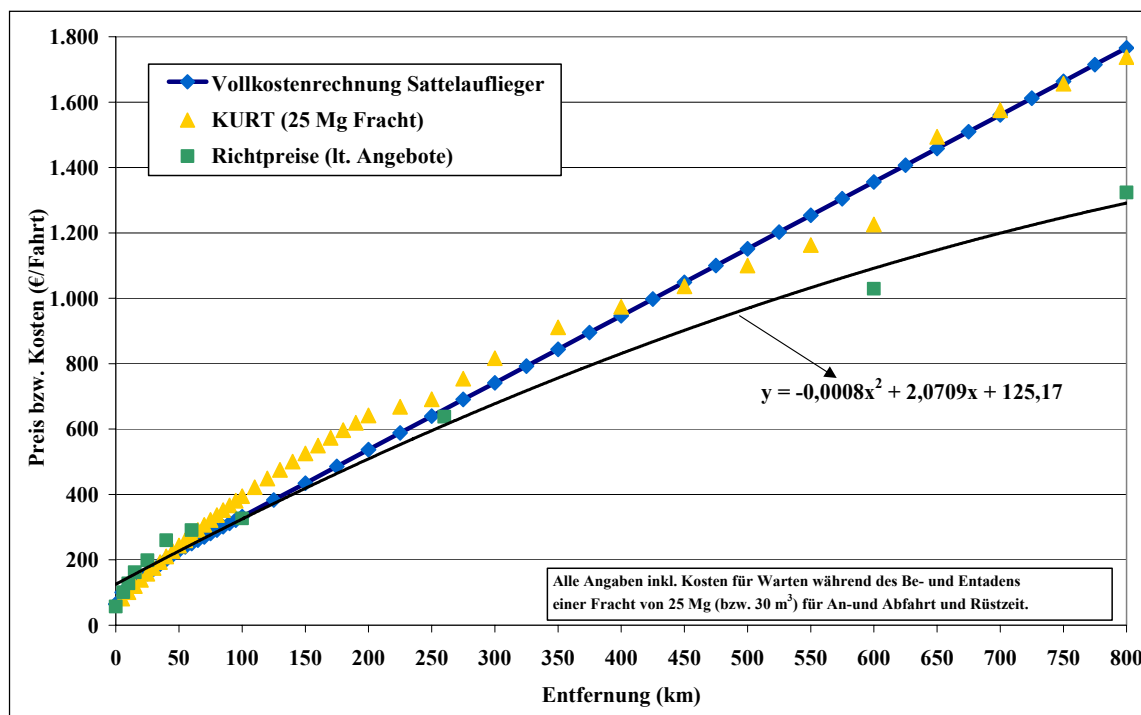


Abb. 3.10: Entfernungsabhängige Transportkosten für Lkw-Transporte

3.5.3 Transport auf der Schiene

Der schienengebundene Transport kann in der Regel nicht ohne Vor- und Nachlauf auf der Straße (Lkw-Transport) durchgeführt werden. Der Rückzug der Schiene aus der Fläche durch die Ausdünnung des Schienennetzes sowie die Schließung zahlreicher Güterverkehrsstellen innerhalb der letzten Jahrzehnte haben die Stellung des Schienentransports zusätzlich deutlich geschwächt.

Vor diesem Hintergrund wurden von privatwirtschaftlichen Unternehmen Straße-Schiene kompatible Containersysteme entwickelt, mit deren Hilfe der Umschlag von Gütern vom Lkw auf den Wagon innerhalb weniger Minuten möglich ist. Bedingung hierfür ist ausschließlich eine befestigte, ebene Zufahrt zum Schienenstrang. Als wichtigste Containersysteme für den Transport biogener Reststoffe sind zu nennen:

- das Awilog-System (7-9 Mulden/Wagon, max. 3 Mulden/Lkw mit Hänger, 8,5 m³ Muldenvolumen), das sich besonders gut für schwere (Schütt-)Güter eignet, wie z.B. entwässerter Klärschlamm
- das Abroll-Container-Transport-System (ACTS) (drei Container/Wagon, zwei Container/Lkw mit Hänger, 15 m³ Containervolumen) für leichte(re) (Schütt-)Güter, wie z.B. stückiges Holz, Hackschnitzel, Holzpellets
- gasdichte Containersysteme verschiedener Anbieter für das Einsammeln kommunaler Siedlungsabfälle (Bioabfälle) auf der Straße und den Transport auf der Schiene zur Entsorgungsanlage

Zur Veranschaulichung der entfernungsabhängigen Transportkosten des schienengebundenen Güterverkehrs und der ökonomischen Bedeutung des Vor- und Nachlaufs auf der Straße sind in Abb. 3.11 die Kosten für die Schienentraktion, den Vor- und Nachlauf auf der Straße und die sich daraus ergebenden entfernungsabhängigen Ge-

samtkosten pro Wagon dargestellt. Die Annahmen für den Vor- und Nachlauf auf der Straße finden sich in Tab. A 3.13 im Anhang. Der für alle Entfernungen gleiche Vor- und Nachlauf auf der Straße schlägt sich jeweils mit konstanten Kosten nieder.

Die abgeschätzten Kosten des schienengebundenen Güterverkehrs für die kurzen Strecken bis 100 km entstammen einem Logistikkonzept aus der Praxis, bei dem ein Müllheizkraftwerk (MHKW) zu 80 % per Schienentransport beliefert wird. Bei diesem Kraftwerk wurden bereits bei der Konzeption und dem Bau ein weitestgehend schienengebundenes Logistikkonzept und die hierfür erforderliche Infrastruktur berücksichtigt. Die Werte für 250, 600 und 800 km sind recherchierte Richtpreise für Klärschlammtransporte mit Awilog-Mulden.

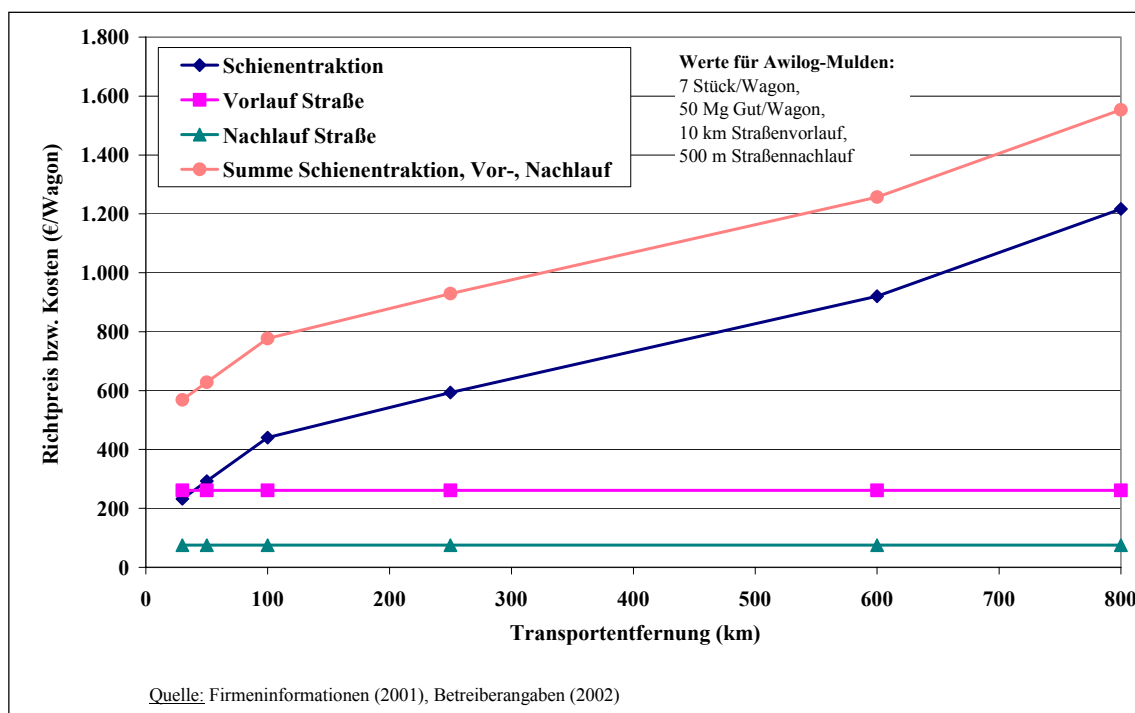


Abb. 3.11: Transportkosten des Güterverkehrs auf der Schiene im Einzelwagonverkehr

Abb. 3.11 zeigt, dass die Kosten für Vor- und Nachlauf bei kurzen Entfernungen (30 bis 50 km) die Kosten der Schienentraction übersteigen, dann jedoch mit zunehmender Transportentfernung an Bedeutung verlieren. Diese Kosten für Vor- und Nachlauf auf der Straße sind der maßgebliche Grund, weshalb in Deutschland beim Schienentransport erst ab einer Transportentfernung von ca. 150 km ein mit dem Straßentransport vergleichbarer Preis darstellbar ist. Dies verdeutlicht, welche günstige Preise sich für Transporte auf der Schiene einstellen lassen, wenn der Güterverkehr direkt von Gleisanschluss zu Gleisanschluss erfolgt und auf den Vor- und Nachlauf verzichtet werden kann. Die Frage der Wirtschaftlichkeit des Schienenverkehrs lässt sich damit zu einem großen Teil auf die Frage der bereitgestellten Verkehrsinfrastruktur reduzieren. Schienengebundene Logistikkonzepte, z.B. zur Belieferung von Heizkraftwerken mit Altholz, scheitern somit oft am fehlenden Gleisanschluss und an der Notwendigkeit, die hierfür nötigen Infrastrukturinvestitionen zu tätigen.

Zum bisher beschriebenen klassischen Warenfrachtverkehr wird zukünftig der Kombinierte Verkehr als erfolgversprechende Ergänzung und teilweise Alternative angesehen.

Hierbei kann die Stärke der Schiene auf der Langstrecke mit der Flexibilität des Lkw auf der Kurzstrecke kombiniert werden.

3.5.4 Exemplarischer Vergleich der Transportarten

Bisher wurden die Kenngrößen – im Wesentlichen die Kosten pro Fahrt – in Abhängigkeit von der Transportentfernung dargestellt. Zum Zwecke der Vergleichbarkeit der Transportarten für biogene Reststoffe und Abfälle ist es erforderlich, die Transportkenngrößen auf die mit einer bestimmten Technik transportierbare Trockenmasse (Mg TM) des Transportguts zu beziehen. Hierbei sind folgende drei Einflussgrößen zu berücksichtigen:

- die Eigenschaften des biogenen Reststoffs, insbesondere die Schüttdichte (Mg/m^3) und der Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt in %)
- die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich der maximalen Transportmaße und -gewichte der Transportfahrzeuge (vgl. Tab. 3.17)
- die eingesetzte Technik, die das Transportvolumen und die maximal realisierbare Transportmasse bedingt

Bei der Verknüpfung dieser Daten zur Berechnung der transportrelevanten Kenngrößen wurde unterstellt, dass bei jedem Transport entweder die Massen- oder die Volumengrenze erreicht wird.

Nachfolgend ist am Beispiel des Transports von Waldrestholz (HS), Stroh (Quaderballen) und Klärschlamm veranschaulicht (vgl. Abb. 3.12), wie sich die Transportkosten in Abhängigkeit vom biogenen Rest- und Abfallstoff, dessen TS-Gehalt und insbesondere der Transportentfernung verändern. Hierbei wird – mit Ausnahme der Kurzstrecke von 10 km Transportentfernung – ein Transport mit Lkw unterstellt. Die Transportkosten schließen jeweils das Be- und Entladen mit ein.

Beim Vergleich der Transportkosten der von ihrem Mengenpotenzial her besonders interessanten Reststoffe Stroh und Waldrestholz sind deutliche Nachteile beim Stroh erkennbar. Dies trifft sogar dann noch zu, wenn man das relativ trockene Stroh (86 % TS) mit erntefrischem (50 % TS) Waldrestholz vergleicht. Die Ursache hierfür liegt in der deutlich geringeren Transportdichte von Stroh gegenüber Hackschnitzeln aus Waldrestholz. Darüber hinaus sind die Kosten für das Be- und Entladen von Stroh (inkl. der hierfür nötigen Rüstzeiten) rd. doppelt so hoch; mit zunehmender Transportentfernung schlägt dieser Effekt weniger stark auf die spezifischen Transportkosten durch.

Auf der Kurzstrecke von 10 km Transportentfernung – jeweils landwirtschaftlicher Transport – kostet der Strohtransport rd. 27 €/Mg TM, dagegen Waldrestholz (HS) erntefrisch (50 % TS) bzw. gelagert (65 % TS) nur rd. 14 €/Mg TM. Beim Transport über 30 km Transportentfernung – dies ist eine für die Brennstoffversorgung von Heizwerken oder gar Heizkraftwerken typische Transportentfernung – liegen die Transportkosten für Stroh bei rd. 29 €/Mg TM, die entsprechenden Kosten für Waldrestholz erntefrisch bzw. gelagert liegen bei rd. 20 bzw. bei 15 €. Bei einer Transportentfernung von 100 bzw. 250 km erhöhen sich bei Stroh die Transportkosten auf rd. 38 bzw. 65 €/Mg TM. Waldrestholz (65 % TS) kann über solche Entfernungen zu 23 bzw. 47 €/Mg TM transportiert werden. Der Vergleich von gelagertem mit auf 90 % TS getrocknetem Waldrestholz verdeutlicht andererseits, dass durch die zusätzliche thermische Trocknung nicht zwangsläufig merkliche Vorteile bei den Transportkosten erschlossen wer-

den können. Dies ist bedingt durch bestehende Restriktionen beim verfügbaren Transportvolumen des Transports.

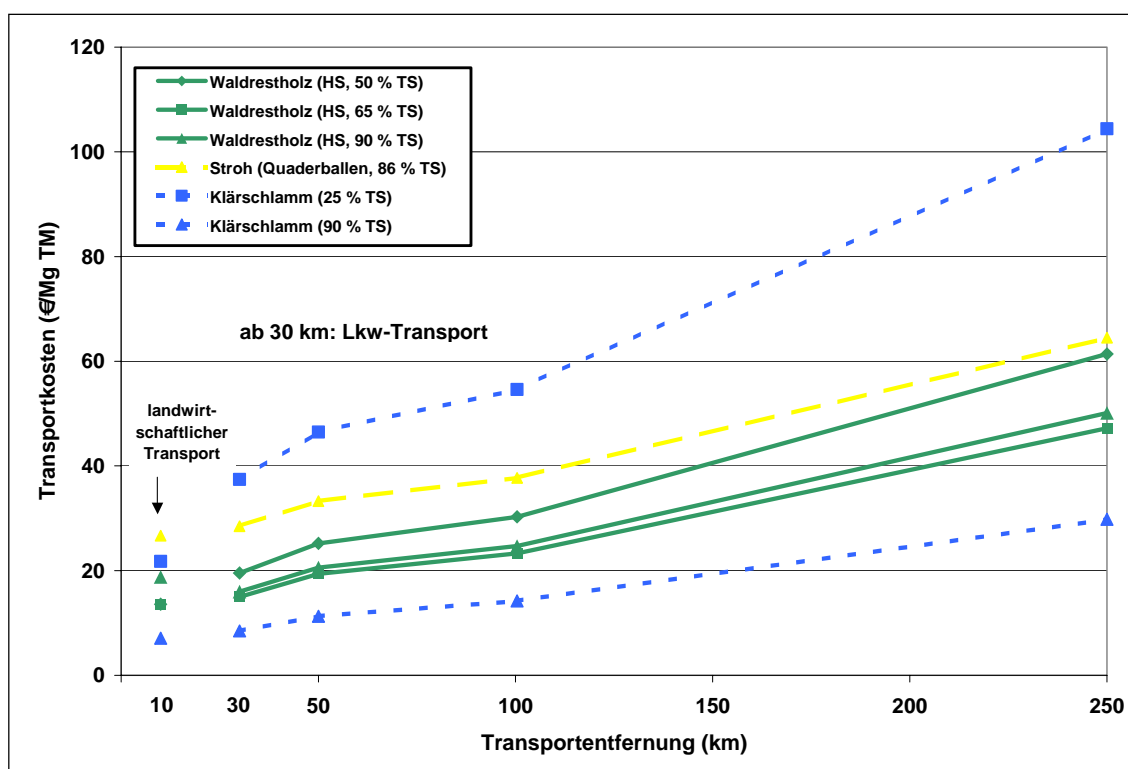


Abb. 3.12: Transportkosten von Waldrestholz (HS), Stroh und Klärschlamm in Abhängigkeit vom TS-Gehalt und der Transportentfernung

Beim Lkw-Transport von Klärschlamm ist veranschaulicht, wie durch eine zusätzliche thermische Trocknung des mechanisch entwässerten Klärschlamms von 25 % TS auf 90 % TS eine deutliche Reduzierung der Transportkosten erzielt werden kann. Beispielsweise beträgt diese Ersparnis bei einer Transportentfernung von 50 km rd. 35 €/Mg TM bzw. bei 250 km bereits rd. 75 €/Mg TM (vgl. Abb. 3.12). Dieser Kostenvorteil gleicht aber nicht die Trocknungskosten aus, die für große Klärschlamm-trocknungsanlagen von 18.000 Mg TM Jahresdurchsatz bei rd. 100 €/Mg TM liegen (vgl. Kap. 3.3.4, Klärschlamm, Trocknung).

Beim Vergleich der Transportarten ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass ab 2003 für Lkw-Transporte eine kilometerabhängige Schwerverkehrsabgabe (Lkw-Maut) nach dem Vorbild der Schweiz auf Autobahnen gültig ist. Die Auswirkungen dieser Lkw-Maut (0,17 €/km für einen 40-Tonner-Lkw, ABMG (2002)), bzw. der Schweizer Lkw-Maut (0,7 €/km für einen 40-Tonner-Lkw) auf die Wettbewerbssituation zwischen Straßen- und Schienentransporten zeigt Abb. 3.13 (vgl. Tab. A 3.14 im Anhang) am Beispiel des Transports von entwässertem Klärschlamm (25 % TS, 1 Mg FM/m³). Hierbei wurde unterstellt, dass 30 km der Transportentfernung (insgesamt 60 km) auf der Landstraße zurückgelegt werden und damit keiner Maut unterliegen.

Wie die Ergebnisse zeigen, kann eine Lkw-Maut bei schweren Gütern (≥ 1 Mg/m³) bereits ab 50 km Transportentfernung die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene verbessern. Unter heutigen Rahmenbedingungen (2002) wird diese Wettbewerbsfähigkeit erst ab ca. 100 km erreicht. Dieser Effekt schwächt sich bei leichteren Gütern (Hackschnitzeln)

jedoch ab. Eine Lkw-Maut in der Größenordnung der Schweizer Maut würde auch bei leichten Gütern, bei Entfernungen kleiner als 100 km, für eine deutliche Lenkungswirkung sorgen. Zur Verstärkung dieser Lenkungswirkung müsste eine dem Straßenverkehr vergleichbare Infrastruktur (Gütergleise, Bahnanschlüsse, Schienenanschluss bei der Ausweisung neuer Industriegebiete) bereit gestellt werden.

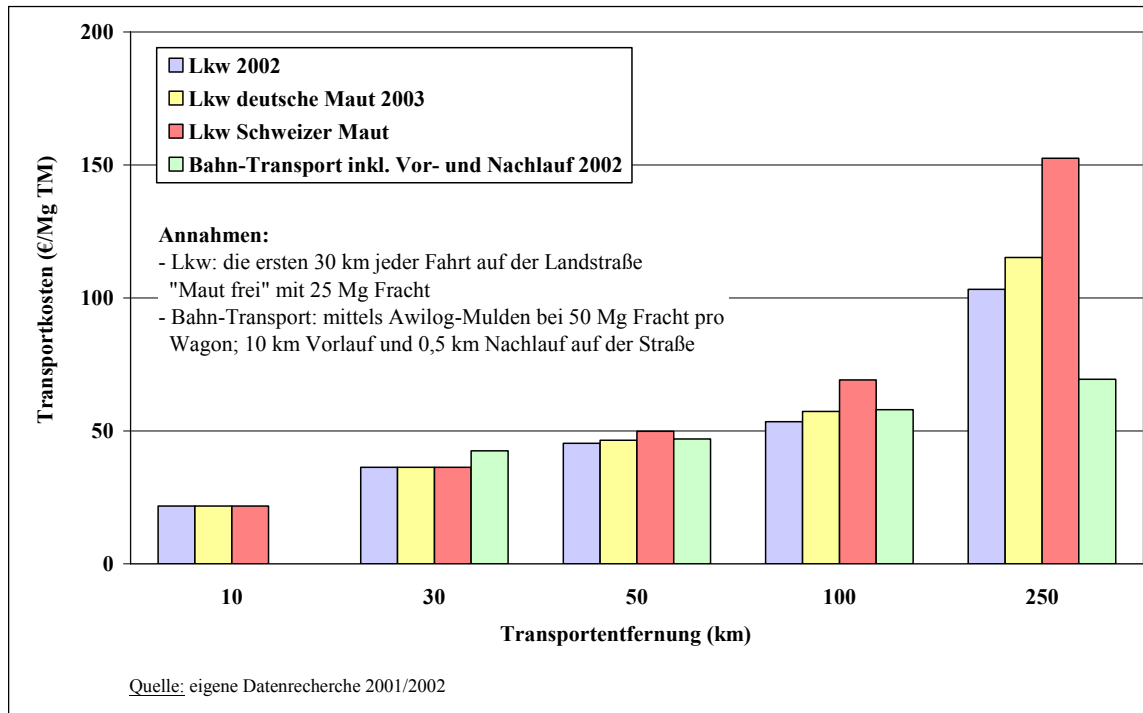


Abb. 3.13: Auswirkungen einer Lkw-Maut auf die Transportkosten von entwässertem Klärschlamm

Neben den Kosten ist es insbesondere die höhere Energieeffizienz, die den Schienentransport mit Blick auf die dadurch mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen interessant macht. Hierzu wurden Berechnungen nach TREMOD (1995) für konkrete Praxisbeispiele (Altholz 90 % TS, 0,25 Mg FM/m³) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 3.14 dargestellt. Die CO₂-Emissionen können hier als Indikator für den Energieverbrauch angesehen werden.

Die Berechnungen zeigen, dass ab 600 km der Lkw-Transport die doppelten Treibhausgasemissionen verursacht im Vergleich zum Schienentransport. So lassen sich bei einem Heizkraftwerk (60 MW_{in}, 4.000 Bh, 65.000 Mg Altholz/a) bei vollständiger Belieferung über die Schiene und einer durchschnittlichen Entfernung von 150 km rund 550 Mg CO₂-Äq./a einsparen.

Die Zusammenstellung der transportbedingten Kosten, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen findet sich im Kap. 3.6 (Bereitstellung insgesamt).

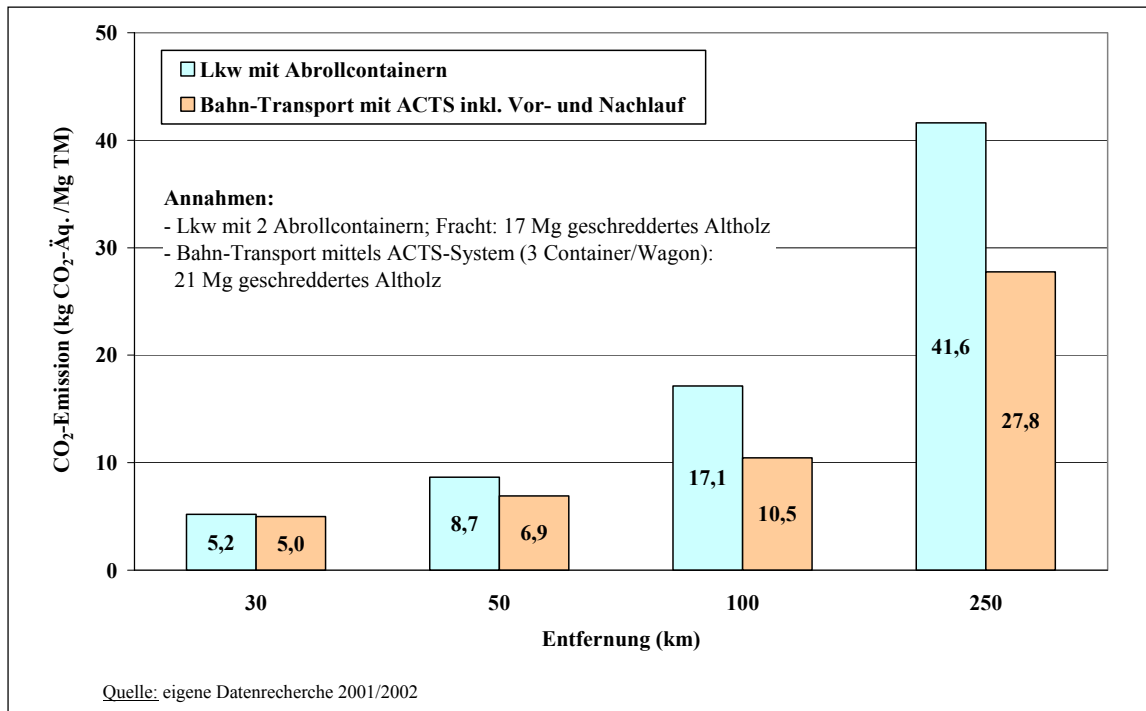


Abb. 3.14: CO₂-Emissionen beim Lkw- und Schienentransport von Altholz

3.6 Bereitstellung insgesamt

Wie bereits erwähnt, setzt sich die Prozesskette der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle als Energieträger aus den in Kap. 3.2 bis 3.5 analysierten Prozesskettengliedern Erfassung, Konditionierung, Lagerung und Transport zusammen. Zur Darstellung der Kenngrößen der in Tab. 3.3 definierten Prozessketten ist es nun erforderlich, die Daten der einzelnen Prozesskettenglieder zusammenzuführen. Dies wird nachfolgend durchgeführt, differenziert nach den drei Aspekten Kosten, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen.

3.6.1 Kosten

Erwartungsgemäß zeigen diejenigen biogenen Reststoffe und Abfälle die höchsten Bereitstellungskosten (vgl. Tab. 3.18),

- die einen sehr geringen TS-Gehalt aufweisen und eine mehrstufige Prozesskette der Konditionierung durchlaufen müssen (z.B. Klärschlamm),
- die mit geringen TS-Gehalten über lange Strecken transportiert werden (z.B. flüssiger Klärschlamm im Vergleich zu entwässertem Klärschlamm),
- die in kleinen Chargen vorliegen und mit hohem Personalaufwand erfasst werden müssen (z.B. Bioabfälle oder Scheitholz).

Tab. 3.18: Bereitstellungskosten der betrachteten biogenen Reststoffe und Abfälle

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	TS-Gehalt (% FM)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	Bereitstellungskosten (€/Mg TM)					
					Insgesamt	dv. Erfassung	dv. Konditionierung	dv. Lagerung	dv. Transport	dv. Wertbeimessung ^{b)}
Gülle	10	Schlepper	9 %	1,0	85				85	
	30	Schlepper			140				140	
Stroh Quaderballen	10	Schlepper	86 %	0,13	70	43			17	10
	30	Schlepper			80	43			27	10
	30	Lkw			87	43			34	10
	100	Lkw			100	43			47	10
	250	Lkw			138	43			85	10
	100	Bahn			103	43			50	10
	250	Bahn			114	43			61	10
Scheitholz (12-24 Monate gelagert)	10	Schlepper	83 %	0,45	148	52		20	56	20
Waldrestholz										
Hackschnitzel (erntefrisch)	10	Schlepper	50 %	0,4	68	45			13	10
	30	Schlepper			78	45			23	10
	30	Lkw			75	45			20	10
	100	Lkw			85	45			30	10
	100	Bahn			105	45			50	10
Hackschnitzel (3-6 Monate gelagert)	10	Schlepper	65 %	0,3	87	45		19	13	10
	30	Schlepper			97	45		19	23	10
	30	Lkw			94	45		19	20	10
	100	Lkw			104	45		19	30	10
	100	Bahn			124	45		19	50	10

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	TS-Gehalt (% FM)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	Bereitstellungskosten (€/Mg TM)					
					Insgesamt	dv. Erfassung	dv. Konditionierung	dv. Lagerung	dv. Transport	dv. Wertbeimessung ^{b)}
Hackschnitzel (thermisch getrocknet von 65 % auf 90 % TS) ^{c)}	30	Lkw	90 %	0,2	122	45	28	19	20	10
	100	Lkw			132	45	28	19	30	10
	250	LkW			163	45	28	19	61	10
	100	Bahn			152	45	28	19	50	10
	250	Bahn			161	45	28	19	59	10
Industrierestholz										
Hackschnitzel	10	Lkw	75 %	0,3	42		15		7	20
	30	Lkw			48		15		13	20
	100	Lkw			55		15		20	20
	100	Bahn ACTS			79		15		44	20
	100	Bahn Gleisanschluss			62		15		27	20
Pellets	30	Lkw	92 %	0,55	96		48		8	40
	100	Lkw			102		48		14	40
	100	Bahn Gleisanschluss			100		48		12	40
Altholz ^{d)} geschreddert	30	Lkw	85 %	0,25	49	20	15		14	
	100	Lkw			56	20	15		21	
	250	Lkw			77	20	15		42	
	100	Bahn Gleisanschluss			64	20	15		29	
	250	Bahn Gleisanschluss			72	20	15		37	
Bioabfall aus Biotonne	10	Lkw ^{e)}	30 %	0,75	357	311				46
	20	Lkw ^{e)}			257	184				73
Küchenabfälle	10	Lkw	21 %	1,0	75					75
	30	Lkw			157					157
Klärschlamm (ausgefällt)										
flüssig	30	Lkw	3 %	1,0	553		82			471
	100	Lkw			844		82			762
entwässert	100	Lkw	25 %	1,0	186		131	1		54
	250	Lkw			235		131	1		103
	100	Bahn			190		131	1		58
	250	Bahn			201		131	1		69
getrocknet, ohne Zwischen-transport	250	Lkw	90 %	0,7	294		264			30
	800	Lkw			323		264			59
	250	Bahn			288		264			24
	800	Bahn			304		264			40

a) Bei Bahntransport jeweils inkl. Vor- und Nachlauf, wenn nicht anders angegeben

b) Aufgrund alternativer innerbetrieblicher Verwertungsmöglichkeiten, bzw. des Wertes für die Erhaltung der Bodenfruchtbarkeit (Düngerwert, Humuswert), wird den Rest- und Abfallstoffen ein Substitutionswert zugemessen (Wertbeimessung).

c) Zerspaner, Trocknung und energetische Verwertung befinden sich an einem Ort.

d) Bei Altholz wird angenommen, dass 65 % des Altholzes als Abbruchholz über 10 km zu einer zentralen Sammelstelle transportiert und 35 % kommunal als Sperrmüll erfasst werden. An der Sammelstelle wird es zerkleinert und über die angegebene Entfernung zur energetischen Verwertungsanlage befördert.

e) Lkw entspricht hier einem kommunalen Sammelfahrzeug.

Tendenziell zeigt Industrierestholz die niedrigsten Bereitstellungskosten aufgrund des hohen TS-Gehalts, den nicht zu berücksichtigenden Erfassungskosten (diese werden der Bereitstellung des Holzes als industriellen Rohstoff zugeschrieben) und der einfachen Prozesskette.

Ähnlich gelagert ist die Situation beim Altholz, bei dem sich der bestehende Entsorgungsdruck positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Altholzverwertung auswirkt. Der Altholzbesitzer muss die gesamten Entsorgungskosten inkl. der Kosten für die Bereitstellung des Altholzes als Brennstoff tragen. Bei zunehmender Nachfrage nach Altholz, insbesondere ausgelöst durch das EEG, ist davon auszugehen, dass der Altholzbesitzer dieses zukünftig kostenfrei bzw. mit einer geringen Zuzahlung am Markt entsorgen kann, abhängig von der Altholzkategorie (vgl. Kap. 2.2.5, Altholz).

Bei den Reststoffen Stroh und Waldrestholz, die das höchste Aufkommenspotenzial für eine energetische Verwertung aufweisen, zeigt sich, dass die Erfassungskosten bei beiden vergleichbar sind. Wird Waldrestholz gelagert, so trägt dies wesentlich zur Kostensteigerung bei. Beim Transport weist Stroh (Quaderballen) aufgrund der niedrigen Dichte höhere Kosten auf. Im Zusammenhang mit der Strohkonditionierung ist zu beachten, dass vor der energetischen Verwertung von Stroh (z.B. Co-Verbrennung in der Wirbelschicht, Vergasung) eine Zerkleinerung erforderlich ist; dieser zusätzliche Aufwand wird jedoch der energetischen Verwertungseinheit zugeschrieben und ist deshalb in den Bereitstellungskosten nicht enthalten.

Beim Vergleich der Prozessketten zu Klärschlamm ist festzuhalten, dass die durch die mechanische Entwässerung beim nachfolgenden Transport erzielte Kostenersparnis deutlich höher ausfällt als die zusätzlichen Kosten für die Entwässerung des Schlamms (vgl. Tab. 3.18). Ein weitergehender Wasserentzug durch thermische Trocknung verdoppelt die Aufbereitungskosten, auch bei Anlagen mit optimaler Wärmeeffizienz. Für eine Kommune kann der Betrieb einer Trocknungsanlage jedoch dann wirtschaftlich sein, wenn sie den entwässerten Klärschlamm (25 % TS) für einen um 15 €/Mg FM höheren Preis entsorgen muss als den getrockneten (90 % TS) und sich die Transportkosten aufgrund des höheren TS-Gehalts des Klärschlamm entsprechend reduzieren lassen. Dies ist für weite Transportentfernungen (≥ 250 km) relevant.

Beim Vergleich der Transportarten liefert der Schlepper mit zwei Anhängern bis zu einer Entfernung von etwa 30 km, bei guter Abstimmung der Transporttechnik auf das Transportgut (z.B. keine überdimensionierten Schlepper beim Strohtransport), die günstigsten Ergebnisse. Der Transport mit der Bahn kann bei schweren Gütern (z.B. entwässertes Klärschlamm) trotz der heutigen schwierigen Marktsituation und unter Einbeziehung des Vor- und Nachlaufs auf der Straße ab einer Transportentfernung von 100 km mit dem Lkw konkurrieren. Bei leichten Gütern (z.B. Stroh, Hackschnitzel) verschiebt sich der Kostenvorteil jedoch zugunsten des Lkw, da die Wagons dann volumenlimitiert befüllt werden und nicht mehr in gleicher Weise ihre relativ zum Lkw höhere Traglast ausnutzen können.

Wie eigene Abschätzungen gezeigt haben (vgl. Kap. 3.5, Transport), kann eine Lkw-Maut wesentlich dazu beitragen, eine Wirtschaftlichkeit der Schiene bereits bei Transportentfernungen ab 50 km einzustellen. Dies ist für Heizkraftwerke von großer Bedeutung, da zu deren Versorgung Brennstoff oft aus einem Umkreis von mehr als 50 km angeliefert werden muss. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass eine entsprechende Infrastruktur vorhanden ist bzw. beim Bau der thermischen Anlagen berücksichtigt wird. Für die Kommunen bietet dies den Vorteil, dass der Schwerverkehr im Siedlungsgebiet

vermieden und die vorhandene Straßeninfrastruktur durch die Anlieferung größerer Brennstoffmengen nicht zusätzlich belastet wird. Die Anwohner der Anlagen zur energetischen Nutzung bleiben außerdem aufgrund der gebündelten Schienentransporte von beträchtlichen Lärm- und Abgasemissionen verschont.

Abschließend ist in Abb. 3.15 zu den Bereitstellungskosten für alle betrachteten Rest- und Abfallstoffe in einem Überblick veranschaulicht, wie sich diese frei Anlage je nach Art und Aufbereitung des Reststoffs bzw. Abfalls unterscheiden. Dabei wird nach den Prozessschritten Erfassung (z.B. Ernte, Einsammeln), Konditionierung (z.B. Entwässern, Trocknen, Häckseln, Pelletieren), Transport (einheitlich mit Lkw, 30 km Transportentfernung) und Sonstiges unterschieden. Hinter Sonstiges verbergen sich u.a. Kosten für Lagerung und Kostenansätze für Humusersatz- und Düngerwert.

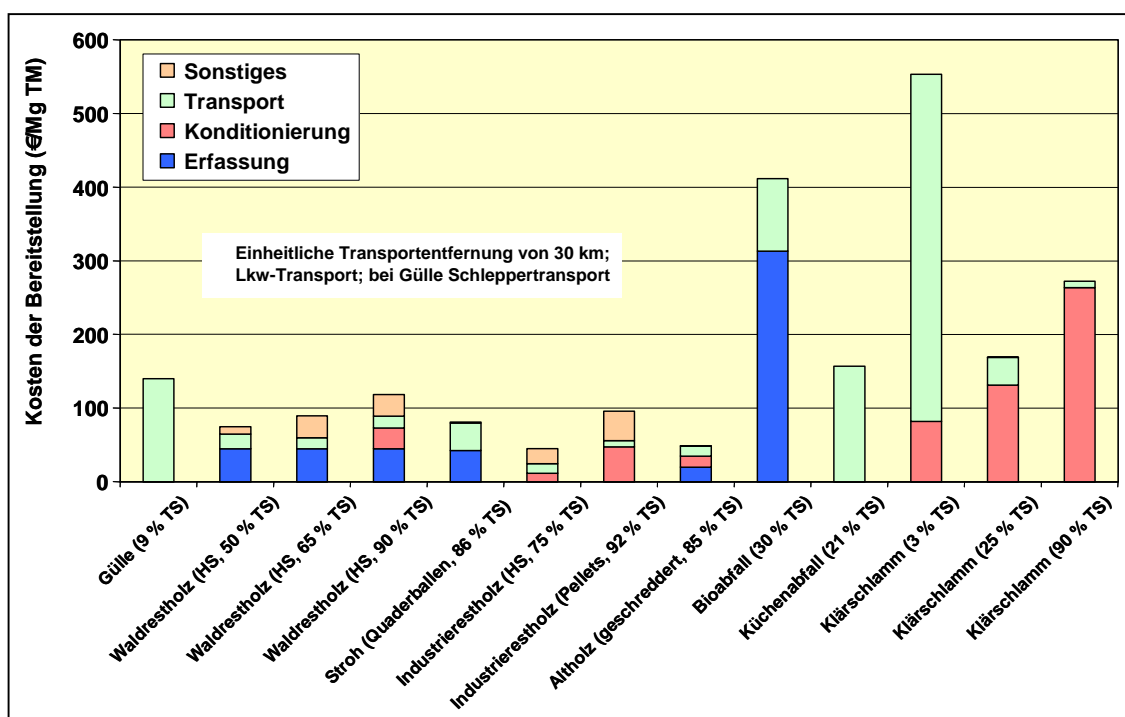


Abb. 3.15: Kosten der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass sich ein niedriger TS-Gehalt (= hoher Wassergehalt) der biogenen Rest- und Abfallstoffe negativ auf die Bereitstellungskosten auswirkt, da i.d.R. hohe Transportkosten anfallen (s. Gülle, Bioabfall, Küchenabfall, Klärschlamm) oder eine technisch aufwendige Konditionierung (z.B. Trocknung) erforderlich ist. Mit hohen Kosten ist auch die Erfassung (Ernte) von Reststoffen im Bestand (z.B. Waldrestholz) verbunden. Demgegenüber schneidet beispielsweise Industrierestholz (trocken, vorzerkleinert, bereits sortenrein erfasst) mit Bereitstellungskosten von unter 50 € pro Mg Trockenmasse (TM) sehr günstig ab.

Werden die Reststoffe mit dem größten Mengenpotenzial für eine thermische Verwertung – Stroh und Waldrestholz – betrachtet, so zeigt sich, dass die Erfassungskosten bei beiden in etwa gleich groß sind. Beim Transport weist Stroh aufgrund der niedrigeren Dichte, trotz Verdichtung in Quaderballen, eher höhere Werte auf. Beim Waldrestholz (HS) können Lagerkosten (s. Sonstiges) oder ein zusätzlicher Aufwand für die thermische Trocknung (s. Aufbereitung) wesentlich zur Kostensteigerung beitragen. So liegen

hier die Bereitstellungskosten für Waldrestholz je nach TS-Gehalt – d.h. nach Lagerung bzw. thermischer Trocknung – zwischen 75 und 120 €/Mg TM. Stroh kann bei gleichen Transportentfernungen zu rd. 85 €/Mg TM frei Anlage geliefert werden. Diese Angaben resultieren aus Vollkostenrechnungen; in der Praxis kann es aufgrund spezifischer Rahmenbedingungen zu deutlich davon abweichenden Bereitstellungspreisen seitens des Anbieters kommen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn es sich hierbei um biogene Abfälle (z.B. Bioabfall, Altholz, Klärschlamm) handelt, die entsorgt werden müssen.

3.6.2 Beschäftigungseffekte

Für den Fall einer vermehrten und ggf. flächendeckenden Erfassung und energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle sind spürbare Beschäftigungseffekte (vgl. Tab. 3.19) erkennbar, die insbesondere im ländlichen Raum anfallen dürften.

Gründe hierfür sind:

- Der Großteil der relevanten Rest- und Abfallstoffe ist der Land- und Forstwirtschaft sowie auch kleinen Kommunen zuzurechnen.
- Die landwirtschaftlichen Betriebe sind bereits mit Maschinen ausgerüstet, die für die Bereitstellung der Rest- und Abfallstoffe benötigt werden, wie z.B. Schlepper, Anhänger, Strohpressen, Motorsägen.
- Die Landwirte besitzen das Know-how, diese Maschinen zu bedienen und zu warten.
- Häufig sind die Arbeitskräfte und Maschinen des landwirtschaftlichen Betriebs aufgrund ihres saisonalen Einsatzes nicht ausgelastet. Dies kann durch die Bereitstellung biogener Rest- und Abfallstoffe verbessert werden.

Tab. 3.19: Beschäftigungseffekte bei der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)									
			Insgesamt		dv. Erfassung		dv. Konditionierung		dv. Lagerung		dv. Transport	
			dv. direkt	dv. indirekt	dv. direkt	dv. indirekt	dv. direkt	dv. indirekt	dv. direkt	dv. indirekt	dv. direkt	dv. indirekt
Gülle	10	Schlepper	3,1	2,5							3,1	2,5
	30	Schlepper	5,2	4,1							5,2	4,1
Stroh Quaderballen	10	Schlepper	2,5	1,9	1,1	0,7					1,4	1,2
	30	Schlepper	2,9	2,2	1,1	0,7					1,8	1,5
	30	Lkw	4,6	3,1	1,1	0,7					3,5	2,4
	100	Lkw	5,0	3,4	1,1	0,7					3,9	2,7
	250	Lkw	5,9	3,9	1,1	0,7					4,8	3,2
	100	Bahn	2,3	1,6	1,1	0,7					1,2	0,9
250	Bahn	2,3	1,6	1,1	0,7					1,2	0,9	
Scheitholz (12-24 Monate gelagert)	10	Schlepper	5,8	5,2	3,5	3,4			0,5	0,1	1,8	1,7
Waldrestholz												
Hackschnitzel (erntefrisch)	10	Schlepper	2,3	1,9	1,5	1,2					0,8	0,7
	30	Schlepper	2,7	2,2	1,5	1,2					1,2	1,0
	30	Lkw	2,0	1,5	1,5	1,2					0,5	0,3
	100	Lkw	2,3	1,7	1,5	1,2					0,8	0,5
	100	Bahn	2,5	1,8	1,5	1,2					1,0	0,6

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)									
			Insgesamt		dv. Erfassung		dv. Konditionierung		dv. Lagerung		dv. Transport	
			dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt	dv. direkt		
Hackschnitzel (3-6 Monate gelagert)	10	Schlepper	2,6	2,0	1,5	1,2			0,3	0,1	0,8	0,7
	30	Schlepper	3,0	2,3	1,5	1,2			0,3	0,1	1,2	1,0
	30	Lkw	2,3	1,6	1,5	1,2			0,3	0,1	0,5	0,3
	100	Lkw	2,6	1,8	1,5	1,2			0,3	0,1	0,8	0,5
	100	Bahn	2,8	1,9	1,5	1,2			0,3	0,1	1,0	0,6
Hackschnitzel (thermisch getrocknet von 65 % auf 90 % TS) ^{e)}	30	Lkw	2,8	1,7	1,5	1,2	0,5	0,1	0,3	0,1	0,5	0,3
	100	Lkw	3,1	1,9	1,5	1,2	0,5	0,1	0,3	0,1	0,8	0,5
	250	Lkw	3,9	2,4	1,5	1,2	0,5	0,1	0,3	0,1	1,6	1,0
	100	Bahn	3,3	2,0	1,5	1,2	0,5	0,1	0,3	0,1	1,0	0,6
	250	Bahn	3,3	2,0	1,5	1,2	0,5	0,1	0,3	0,1	1,0	0,6
Industrierestholz												
Hackschnitzel	10	Lkw	0,4	0,2			0,2	0,1			0,2	0,1
	30	Lkw	0,5	0,3			0,2	0,1			0,3	0,2
	100	Lkw	0,8	0,4			0,2	0,1			0,6	0,3
	100	Bahn: ACTS	1,0	0,6			0,2	0,1			0,8	0,5
	100	Bahn: Gl.-an.	0,9	0,6			0,2	0,1			0,7	0,5
Pellets	30	Lkw	1,5	1,1			1,3	1,0			0,2	0,1
	100	Lkw	1,6	1,2			1,3	1,0			0,3	0,2
	100	Bahn: Gl.-an.	1,7	1,2			1,3	1,0			0,4	0,2
Altholz ^{d)} (geschreddert)	30	Lkw	1,3	0,9	0,7	0,6	0,3	0,1			0,3	0,2
	100	Lkw	1,6	1,1	0,7	0,6	0,3	0,1			0,6	0,4
	250	Lkw	2,1	1,4	0,7	0,6	0,3	0,1			1,1	0,7
	100	Bahn: Gl.-an.	1,6	1,1	0,7	0,6	0,3	0,1			0,6	0,4
	250	Bahn: Gl.-an.	1,6	1,1	0,7	0,6	0,3	0,1			0,6	0,4
Bioabfall aus Biotonne	10	Lkw ^{e)}	14,9	13,9	14,9	13,9						
	20	Lkw ^{e)}	10,0	9,1	10,0	9,1						
Küchenabfälle	10	Lkw ^{e)}	1,9	1,2							1,9	1,2
	30	Lkw ^{e)}	2,8	1,7							2,8	1,7
Klärschlamm (ausgefäult)												
flüssig	30	Lkw	10,9	5,8			2,4	0,6			8,5	5,2
	100	Lkw	18,8	10,7			2,4	0,6			16,4	10,1
entwässert	100	Lkw	4,7	1,7			3,2	0,8			1,5	0,9
	250	Lkw	5,9	2,5			3,2	0,8			2,7	1,7
	100	Bahn	5,3	2,1			3,2	0,8			2,1	1,3
	250	Bahn	5,3	2,1			3,2	0,8			2,1	1,3
getrocknet, ohne Zwischen-transport	250	Lkw	5,8	1,5			5,1	1,1			0,7	0,4
	800	Lkw	7,0	2,2			5,1	1,1			1,9	1,1
	250	Bahn	5,6	1,4			5,1	1,1			0,5	0,3
	800	Bahn	5,6	1,4			5,1	1,1			0,5	0,3

Gl.-an. = Gleisanschluss

Anmerkungen: siehe Tab. 3.18

Merkliche Beschäftigungseffekte sind vor diesem Hintergrund, wie bei den Kostenbetrachtungen dargelegt, vor allem bei der Erfassung und dem Transport von Stroh und Waldrestholz zu erwarten (siehe Tab. 3.19). Wie die Berechnungen in Kap. 4 (energeti-

sche Nutzung) zu den Beschäftigungseffekten zeigen, liegen die durch die Bereitstellung der Brennstoffe hervorgerufenen Effekte in der Regel deutlich über den durch die energetische Verwertung bedingten Beschäftigungseffekten.

Mit Blick auf die Beschäftigungswirkung im ländlichen Raum spricht dieses Ergebnis dafür, dass die Betreiber der energetischen Verwertungsanlagen (z.B. Heizkraftwerke) die lokal ansässigen Landwirte und Waldbesitzer vertraglich in die Bereitstellung des Brennstoffs einbinden und diese folglich Erfassungs-, Transport- und Lagerdienstleistungen erbringen.

3.6.3 CO₂-Emissionen

Bei der energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe ist von zentraler Bedeutung, welcher Energieverbrauch bzw. welche korrespondierenden CO₂-Emissionen mit der Bereitstellung verbunden sind und welche Netto-Substitution an fossilen Energieträgern sich folglich realisieren lässt.

Tab. 3.20: CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	TS-Gehalt (% FM)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)				
					Insgesamt	dv. Erfassung	dv. Konditionierung	dv. Lagerung	dv. Transport
Gülle	10	Schlepper	9 %	1,0	69				69
	30	Schlepper			114				114
Stroh Quaderballen	10	Schlepper	86 %	0,13	47	22			25
	30	Schlepper			54	22			32
	30	Lkw			59	22			37
	100	Lkw			77	22			55
	250	Lkw			114	22			92
	100	Bahn			46	22			24
	250	Bahn			63	22			41
Scheitholz (12-24 Monate gelagert)	10	Schlepper	83 %	0,45	24	10		2	12
Waldrestholz									
Hackschnitzel (erntefrisch)	10	Schlepper	50 %	0,4	38	28			10
	30	Schlepper			45	28			17
	30	Lkw			37	28			9
	100	Lkw			57	28			29
	100	Bahn			46	28			18
Hackschnitzel (3-6 Monate gelagert)	10	Schlepper	65%	0,3	40	28		2	10
	30	Schlepper			47	28		2	17
	30	Lkw			39	28		2	9
	100	Lkw			59	28		2	29
	100	Bahn			48	28		2	18
Hackschnitzel (thermisch getrocknet von 65 % auf 90 % TS) ^{c)}	30	Lkw	90 %	0,2	184	28	145	2	9
	100	Lkw			204	28	145	2	29
	250	Lkw			246	28	145	2	71
	100	Bahn			193	28	145	2	18
	250	Bahn			222	28	145	2	47

Rest- und Abfallstoff	Entfernung (km)	Transportart ^{a)}	TS-Gehalt (% FM)	Schüttdichte (Mg FM/m ³)	CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)				
					Insgesamt	dv. Erfassung	dv. Konditionierung	dv. Lagerung	dv. Transport
Industrierestholz									
Hackschnitzel	10	Lkw	75 %	0,3	13		11		2
	30	Lkw			17		11		6
	100	Lkw			30		11		19
	100	Bahn ACTS			23		11		12
	100	Bahn Gleisanschluss			26		11		15
Pellets	30	Lkw	92 %	0,55	54		50		4
	100	Lkw			64		50		14
	100	Bahn Gleisanschluss			58		50		8
Altholz^{d)} geschreddert	30	Lkw	85 %	0,25	30	5	20		5
	100	Lkw			42	5	20		17
	250	Lkw			67	5	20		42
	100	Bahn Gleisanschluss			39	5	20		14
	250	Bahn Gleisanschluss			56	5	20		31
Bioabfall aus Biotonne	10	Lkw ^{e)}	30 %	0,75	79	79			
	20	Lkw ^{e)}			97	97			
Küchenabfälle	10	Lkw ^{e)}	9 %	1,0	16				16
	30	Lkw ^{e)}			49				49
Klärschlamm (ausgefäult)									
flüssig	30	Lkw	3 %	1,0	-528		-676		148
	100	Lkw			-190		-676		486
entwässert	100	Lkw	25 %	1,0	-598		-653		55
	250	Lkw			-522		-653		131
	100	Bahn			-627		-653		26
	250	Bahn			-588		-653		65
getrocknet, ohne Zwischen- transport	250	Lkw	90 %	0,7	-24		-60		36
	800	Lkw			47		-60		107
	250	Bahn			-34		-60		26
	800	Bahn			-2		-60		58

Anmerkungen: siehe Tab. 3.18

In Tab. 3.20 ist zusammengestellt, welche CO₂-Emissionen mit der Bereitstellung biogener Rest- und Abfallstoffe verbunden sind. Beispielsweise liegen diese Emissionen für einen holzreichen biogenen Brennstoff ($H_u = 4,5 \text{ MWh/Mg TM}$), verglichen mit Steinkohle (rd. 400 kg CO₂-Äquivalente pro MWh), zwischen 1 und 14 % der maximal substituierbaren fossilen CO₂-Emissionen. Mit Blick auf die effiziente Nutzung der Bioenergieträger sind diese mit der Bereitstellung verbundenen CO₂-Emissionen keinesfalls generell zu vernachlässigen.

Die Ergebnisse zeigen, dass in Abhängigkeit von der realisierten Bereitstellungskette für die biogenen Rest- und Abfallstoffe die damit korrespondierenden CO₂-Emissionen erheblich beeinflusst werden. Besonders negativ wirken sich erwartungsgemäß die thermische Trocknung (z.B. von Klärschlamm oder von Holzspänen für die Vergasung), lange Transportstrecken, insbesondere wenn sie mit dem Lkw zurückgelegt werden, und

der Transport von Gütern mit geringen TS-Gehalten (z.B. Gülle oder flüssiger Klärschlamm) aus. Die bei Klärschlamm ausgewiesenen negativen CO₂-Emissionen ergeben sich dadurch, dass das beim Konditionierungsschritt der anaeroben Stabilisierung anfallende Klärgas zur Verstromung eingesetzt wird und damit Strom aus Steinkohle substituiert werden kann. Dadurch ist es z.B. möglich, dass sich für die Bereitstellung von Klärschlamm inkl. thermischer Trocknung und bei Lkw-Transport bis ca. 500 km eine positive CO₂-Bilanz aufstellen lässt.

Berechnungen nach TREMOD (1995) zeigen für die betrachteten Transportvarianten erwartungsgemäß eine deutlich höhere Energieeffizienz der Bahn gegenüber dem Lkw-Transport, was sich bei schweren Gütern (z.B. entwässerter Klärschlamm) besonders positiv auswirkt. Bei diesen Transporten verursacht die Bahn bereits ab einer Entfernung von 100 km nur halb so viele Treibhausgasemissionen wie der Lkw.

Es muss an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden, dass weitere Umweltaspekte, wie z.B. Flächenverbrauch, Ruß- oder Lärmemissionen, in dieser Studie nicht betrachtet werden konnten. In Anlehnung an Literaturangaben kann davon ausgegangen werden, dass unter zusätzlicher Berücksichtigung dieser Aspekte schienenbasierte Transportkonzepte zu bevorzugen wären.

3.7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund der Ergebnisse in Kap. 3 lassen sich folgende Schlussfolgerungen zur Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe zusammenfassen:

Die Bereitstellung aller diskutierten Rest- und Abfallstoffe lässt sich mit der verfügbaren Technik problemlos realisieren und wird am Markt teilweise seit Jahrzehnten großtechnisch durchgeführt.

Bei der Bereitstellung von Reststoffen der Land- und Forstwirtschaft können Landwirte aufgrund des vorhandenen Know-how, der Ausstattung und freier Kapazitäten im Jahresverlauf eine zentrale Rolle spielen.

Schienebasierte Logistikkonzepte zur Belieferung großer Biomasseanlagen können zu einer erheblichen Akzeptanzsteigerung, z.B. bei Biomasseheizkraftwerken im kommunalen Bereich (Genehmigungsverfahren), beitragen. Ausschlaggebend hierfür sind die verringerten Straßentransporte und die dadurch bedingten geringeren Lärm- und Rußpartikelemissionen im Siedlungsgebiet. Außerdem verbessern derartige Konzepte die CO₂-Bilanz der Bereitstellungskette merklich.

Negativ auf die Kosten der Bereitstellung wirken sich geringe TS-Gehalte aus, die i.d.R. eine aufwendige Prozesskette und hohe Transportkosten bedingen. Ähnlich nachteilig sind kleine Chargen (insbesondere Bioabfälle), die personalintensiv eingesammelt werden müssen, oder die Erfassung im Bestand (z.B. Waldrestholz). Hinsichtlich der Kosten schneidet folglich Industrierestholz (trocken, vorzerkleinert, bereits sortenrein erfasst) am günstigsten ab. Klärschlamm (nass, mehrstufige Prozesskette) oder Bioabfall (personalintensive Erfassung, feucht, mehrstufige Prozesskette) sind dagegen am ungünstigsten.

Auf der Kurzstrecke (bis max. 30 km) weist der landwirtschaftliche Transport mit Schlepper die niedrigsten Kosten auf.

Bei schweren Gütern (z.B. entwässerter Klärschlamm) lässt sich trotz der heutigen, für den Straßentransport günstigen Rahmenbedingungen bereits ab 100 km Transportentfernung die Wirtschaftlichkeit der Schiene nachweisen. Eine Lkw-Maut wird dies noch verstärken. Bei leichten Gütern (z.B. Stroh) ist dieser Effekt deutlich abgeschwächt. Durch eine weitere Erhöhung der Lkw-Maut, etwa nach dem Schweizer Vorbild, würde sich eine zusätzliche Verschiebung der Kostenpräferenzen zugunsten der Schiene ergeben.

Die Bereitstellung der biogenen Reststoffe und Abfälle bedingt einen nicht unerheblichen Beschäftigungseffekt. Die Vergleiche zeigen (vgl. Kap. 4), dass die bereitstellungsbedingten Beschäftigungseffekte bei Anlagen über 10 MW größer als die verwendungsbedingten sind. Da der Großteil der Rest- und Abfallstoffe aus der Land- und Forstwirtschaft stammt bzw. in kleinen Kommunen anfällt, eröffnen sich insbesondere für den ländlichen Raum Chancen für zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten bzw. für die Erhaltung von Arbeitsplätzen.

Die durch die Bereitstellung bedingten CO₂-Emissionen betragen bei holzreichen bzw. trockenen Abfall- und Reststoffen bis zu 14 % der theoretisch substituierbaren CO₂-Emissionen bei deren energetischen Nutzung. Deshalb ist der für die Bereitstellung aufgewandte Energieeinsatz oft nicht mehr vernachlässigbar.

Für die betrachteten Prozessketten der Bereitstellung lässt sich im Saldo – gemessen an der nachfolgenden Substitution fossiler Energieträger – immer eine positive Energiebilanz aufstellen. Selbst bei dem unter energetischen Gesichtspunkten ungünstigen Brennstoff Klärschlamm werden bei langen Transportentfernungen von ca. 250 km max. 50 % des Energiegehalts des Klärschlammes für die Bereitstellung verbraucht.

Bahntransporte weisen inkl. eines Vor- und Nachlaufes auf der Straße energetisch und hinsichtlich der korrespondierenden CO₂-Emissionen deutlich niedrigere Werte als Lkw-Transporte auf. Bei Klärschlammtransporten mit Lkw wird bei einer Transportentfernung von 100 km bereits doppelt so viel Energie verbraucht wie beim Transport mit der Bahn.

4 Verfahren der energetischen Nutzung

4.1 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen, die bestimmend für die Realisierung der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen sind, lassen sich vereinfacht in „politische und energiewirtschaftliche“ (Kap. 4.1.1) und „rechtliche“ (Kap. 4.1.2) Rahmenbedingungen unterteilen. Bei den „politischen Rahmenbedingungen“ wird auf einige zentrale politische Zielsetzungen hinsichtlich der energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle eingegangen. Bei der Skizzierung von energiewirtschaftlichen Randbedingungen werden insbesondere einige Einflussgrößen aber auch Fördermaßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien im bestehenden energiewirtschaftlichen Umfeld angesprochen.

Unter dem Kapitel „Rechtliche Rahmenbedingungen“ wird ein Überblick zu den wesentlichen Rechtsbestimmungen auf EU-Ebene und nationaler Ebene gegeben, die für die energetische Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle von Relevanz sind. Einem Anspruch auf Vollständigkeit und Tagesaktualität kann bei der Darstellung der angeführten Sachverhalte nicht entsprochen werden.

4.1.1 Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Politische Rahmenbedingungen

Was sind die wesentlichen Rahmenbedingungen und Entwicklungen, die darüber bestimmen, inwieweit biogene Reststoffe und Abfälle energetisch verwertet werden? Hierzu lassen sich auf nationaler und EU-Ebene vor allem vier Entwicklungslinien aufzeigen:

- (1) die energetische Nutzung von Biomasse, einschließlich biogener Reststoffe und Abfälle, soll einen Beitrag zur Deckung des Primärenergiebedarfs leisten;
- (2) die Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen soll zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen;
- (3) die Deponierung von biologisch abbaubaren Reststoffen und Abfällen soll unterbleiben bzw. massiv reduziert werden;
- (4) es werden alternative energetische Verwertungsverfahren für bisher stofflich genutzte biogene Abfälle (s. Kompost, Klärschlamm, Altholz) gesucht.

Hinsichtlich der Entwicklungslinien (1) und (2) haben vor allem die Anforderungen des Kyoto-Protokolls (1997) an die internationale Staatengemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen dazu beigetragen, dass sich die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energieträger (EE) deutlich verbesserten. So hat die EU-Kommission (1997a) in ihrem Weißbuch zu erneuerbaren Energien das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energieträger zur Deckung des Primärenergiebedarfs bis 2010 auf 12 % zu verdoppeln. In Deutschland liegt dieser Anteil derzeit bei rd. 3 %. Nach Abschätzungen der EU-Kommission muss die Realisierung dieser Zuwächse zu über 80 % über die energetische Nutzung von Biomasse, einschließlich biogener Reststoffe und Abfälle, erfolgen.

Vor diesem Hintergrund hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) in Deutschland die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern deutlich verbessert. Von der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ (2002) wird, mit Blick auf die mittel- und längerfristigen Zielsetzungen der Politik, eine Weiterentwicklung dieses Gesetzes gefordert. In Tab. 4.1 sind einige der von der Politik in dieser Richtung formulierten Zielsetzungen aufgelistet.

Tab. 4.1: Erneuerbare Energieträger – mittel- und längerfristige Zielsetzungen der Politik

Zielsetzungen	Quelle
Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttoinlandsenergieverbrauch soll bis 2010 auf 12 % verdoppelt werden.	EU-Kommission 1997a, S. 11
„Der wichtigste Beitrag zum EE-Zuwachs wäre von der Biomasse zu erwarten, deren derzeitige Menge verdreifacht würde“.	EU-Kommission 1997a, S. 13
„Anhand der Berichte der Mitgliedsstaaten bewertet die Kommission, inwieweit die nationalen Richtziele mit dem globalen Richtziel von 12 % des Bruttoinlandsenergieverbrauchs bis zum Jahr 2010 und insbesondere mit dem Richtziel von 22,1 % für den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am gesamten Stromverbrauch der Gemeinschaft bis zum Jahr 2010 vereinbar sind“.	Europäisches Parlament und Rat 2001, S. 35
Die Bundesregierung hatte sich 1995 in Berlin verpflichtet, bis 2005 den CO ₂ -Ausstoß um 25 % zu reduzieren, verglichen mit 1990. Im Rahmen der EU-Lastenteilung zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls muss Deutschland bis 2008/2012 die Emission der Kyoto-Gase (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, H-FKW, FKW, SF ₆) um insgesamt 21 % gegenüber 1990 mindern.	BMU 2000a, S.15
Das Ziel der Bundesregierung besteht in der Verdopplung der erneuerbaren Energien auf 10 % bei der Stromerzeugung und auf 4 % Anteil an der gesamten Primärenergiebilanz (Substitutionsmethode) bis zum Jahre 2010. Danach ist eine weitere drastische Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien zu bewirken.	BMU 2000a, S. 79
Ziele einer nachhaltig-zukunftsfähigen Energieversorgung mit dem Zeithorizont 2020: Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um den Faktor 4 bis zum Jahr 2020 und die Ausweitung des Einsatzes erneuerbarer Primärenergien um den Faktor 3,5 bis zum Jahr 2020	Enquête-Kommission 2002, S. 18

Für Entwicklungslinie (3) sind insbesondere die Vorgaben der Technischen Anleitung Siedlungsabfall (TASi, 1993) und die Zielsetzungen der Europäischen Deponie-Richtlinie (Council of EC, 1999) maßgeblich. Ob diese Ziele in ihrer ursprünglichen Ausprägung tatsächlich realisiert werden, darf bezweifelt werden. Ein Beleg hierfür sind die Diskussionen und Anstrengungen der letzten Jahre mit dem Ziel, den in der TASi fixierten Grenzwert von 5 % Glühverlust für zu deponierende Abfälle deutlich abzuschwächen oder gar ganz aufzugeben.

Die in (4) aufgezeigte Entwicklungslinie folgt aus der Erkenntnis, dass z.B. der Absatz der in steigendem Maße produzierten Kompostmengen – und somit die stoffliche Nutzung von biogenen Abfällen – zunehmend an ökonomische, insbesondere aber ökologische Grenzen stößt. Ähnlich bedenklich ist die festgestellte, zunehmende Überdüngung der Hausgärten zu beurteilen, die eine Eigenkompostierung teilweise sehr fragwürdig erscheinen lässt. Die Ausbringung von Klärschlamm auf landwirtschaftliche Flächen ist unter Vorsorgeaspekten in gleicher Weise kritisch zu hinterfragen. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU, 2002, 2000) hat diese Bedenken in deutlicher Weise in seinem Umweltgutachten formuliert und entsprechende Forderungen aufge-

stellt. Neben Klärschlamm hat der SRU in seinem neuen Gutachten auch die stoffliche Verwertung von Verpackungsabfällen und Altholz hinterfragt und in der Tendenz für eine stärkere energetische Verwertung plädiert. Dies wurde mit Vorsorgegesichtspunkten (s.a. Klärschlamm) bzw. mit volkswirtschaftlichen Aspekten begründet.

Ausgehend von den vier angeführten Entwicklungslinien bzw. Zielsetzungen deutet sich an, dass mittel- und längerfristig die energetische Verwertung von biogenen Reststoffen und Abfällen an Bedeutung gewinnen wird.

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Bestimmend für die energiewirtschaftliche Situation sind die maßgeblichen Energiepreise, einschließlich der Besteuerung der Energieträger. Unter den derzeit gültigen Rahmenbedingungen des Energiemarktes sind die erneuerbaren Energieträger in der Regel noch nicht wettbewerbsfähig. Die Politik hat hierauf reagiert und auf dem Gesetzes- bzw. Verordnungsweg die ökonomischen Rahmenbedingungen verbessert.

In Deutschland sind hierfür insbesondere folgende Gesetze bzw. Fördermaßnahmen zu nennen:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000)
- Marktanzreizprogramm (BAFA, 2001; KfW, 2002, 2001a)
- Investitionsförderungen auf Länderebene

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) ersetzte im Jahr 2000 das Stromeinspeisungsgesetz (1994, 1990), womit eine Ausweitung insbesondere aber eine Erhöhung der Vergütungssätze bei der Stromeinspeisung einherging (vgl. Tab. 4.2).

Tab. 4.2: Gegenüberstellung der Vergütungssätze für die Stromeinspeisung nach dem Stromeinspeisungsgesetz (1990/1994) und dem EEG (2000)

	Anlagengröße (MW _{el})	Vergütung (€-Ct/kWh _{el})	
		2000 (alte Regelung) ¹⁾	2000 (neue Regelung) ²⁾
Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas ^{a)}, Klärgas	bis 0,5	7,32	7,67
	von 0,5 bis 5	5,95	6,65
Biomasse ^{b) 3)}	bis 0,5	7,32	10,23
	von 0,5 bis 5	7,32	9,21
	von 5 bis 20	-	8,70

^{a)} Grubengas wurde erst gemäß dem EEG förderungsfähig.

^{b)} Biomasse: Die Mindestvergütungen werden, beginnend ab dem 1. Januar 2002, jährlich jeweils für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils ein Prozent gesenkt, gerundet auf eine Stelle hinter dem Komma.

Quelle: ¹⁾ Stromeinspeisungsgesetz (1994, 1990); ²⁾ EEG (2000); ³⁾ BiomasseV (2001)

Für eine energetische Nutzung sind insbesondere diejenigen biogenen Reststoffe und Abfälle ökonomisch interessant, die nach der BiomasseV (2001) als Biomasse anerkannt sind (vgl. Kap. 2.1). Diese erlangen bei der Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz eine Vergütung – gestaffelt nach Größe der Stromerzeugungsanlage – von 10,23 €-Ct/kWh_{el} (<0,5 MW_{el}), 9,21 €-Ct/kWh_{el} (0,5-5 MW_{el}) bzw. 8,70 €-Ct/kWh_{el} (5-20 MW_{el}). Die Mindestvergütung für Strom aus Biomasse wird ab dem 1. Januar 2002

jährlich für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils ein Prozent gesenkt.

Verglichen mit der Stromeinspeisevergütung nach dem Stromeinspeisungsgesetz (1990/1994) haben sich die Rahmenbedingungen insbesondere auch deshalb deutlich verbessert, weil eine Entkopplung der Preisbildung für den eingespeisten Strom vom Endverbraucherpreis umgesetzt wurde.

Zwei Jahre nach Einführung des EEG liegt seit Mitte 2002 der vom Gesetz vorgeschriebene Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vor – Erfahrungsbericht zum EEG (BMWi, 2002b). Laut diesem Erfahrungsbericht wurden 2001 rd. 17,8 TWh_{el} an „EEG-Strom“ ins Netz eingespeist, dies entspricht rd. 7,5 % des Nettostromverbrauchs in Deutschland. Die Biomasse (fest, flüssig und gasförmig) trug rd. 1,4 TWh_{el} zur Stromeinspeisung bei. Die durch die Einspeisevergütung bedingten Mehrkosten für den Endverbraucher werden für 2001 mit 0,25 €-Ct/kWh_{el} angegeben. Für 2002 wurde eine weitere Erhöhung der eingespeisten EEG-Strommenge auf rd. 21 TWh_{el} erwartet.

Neben den günstigen Rahmenbedingungen nach dem EEG sind es die Förderbedingungen des „Marktanreizprogramms zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien“ (BMWi, 2002a; Staiß, 2001), die wesentlich zum Zubau bei den Biomasse- und Biogasanlagen beigetragen haben. Das „Programm zur Förderung erneuerbarer Energien“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) stellt die Darlehensvariante des Marktanreizprogramms des Bundes dar (KfW, 2001a). Neben der Gewährung einer Zinsverbilligung und von tilgungsfreien Anlaufjahren ist der zusätzliche Teilschulderlass von Interesse. Ergänzend zur KfW übernimmt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) die Förderung von Biomasseanlagen zur Strom- und Wärmeherzeugung auf der Basis von Zuschüssen (BAFA, 2001).

Wie bereits erwähnt und aus Tab. 4.3 ersichtlich ist, wurde das Förderprogramm der KfW bzw. BAFA vor allem für den Zubau von Biogas- und Biomasseanlagen genutzt. Es dürfte insbesondere die rege Nachfrage beim Bau von Biomasse- und Biogasanlagen gewesen sein, die dazu geführt hat, dass im Juli 2001 der bisher mögliche Teilschulderlass zunächst ersatzlos gestrichen wurde. Die neue Regelung vom April 2002 (KfW, 2002) sieht einen Teilschulderlass wieder vor, jedoch in deutlich reduzierter Höhe (vgl. Kap. 4.3): Biogasanlagen mit einer Leistung bis zu 70 kW_{el} erhalten einmalig 15.000 €. Wer feste Biomasse in automatisch beschickten Anlagen (≤ 100 kW) verfeuert, erhält 55 €/kW und mindestens 1.500 €, wenn die Anlage einen Kesselwirkungsgrad von mindestens 90 % hat. Für Anlagen > 100 kW gibt es ebenfalls einen KfW-Teilschulderlass in Höhe von 55 €/kW; maximal werden 250.000 € pro Anlage bezahlt (BMWi, 2002a).

Darüber hinaus gibt es auf der Ebene der Bundesländer verschiedene Programme zur Förderung der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe. Diese Programme laufen i.d.R. unter der Zielsetzung der Förderung von regenerativen Energieträgern und sollen hier nicht näher beschrieben werden.

Tab. 4.3: KfW bzw. BAFA geförderte Anlagen nach dem Förderprogramm erneuerbare Energien (Zeitraum: 9/1999-8/2001)

	Zusagen		Nennleistung (MW)
	Anzahl	(Mio. €)	
Biogas	477	108,3	
Biomasse (>100 kW)	136	19,6	
Biomasse (≤100 kW) ¹⁾	23.100		257,7

Quelle: KfW (2001b); ¹⁾ Bundesamt für Wirtschaft, Ref. 434 (Mitteilung vom 14.09.2001)

Wieweit sich auf der EU-Ebene die Förderung der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen unterscheidet und welche Schwerpunkte bei einzelnen Mitgliedsstaaten verfolgt werden, ist in Kap. 6 dargestellt. Dort wird u.a. auch darauf eingegangen, wie einzelne Förderinstrumente im Vergleich zueinander zu bewerten sind.

4.1.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel wird ein Überblick über einige wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen gegeben, die bei der energetischen Nutzung von Reststoffen und insbesondere von Abfällen von Relevanz sind. Aufgrund ihrer Vielschichtigkeit kann diese Darstellung nur eine grobe Orientierung zur Einordnung in das rechtliche Umfeld bieten. Zwangsläufig kann nicht garantiert werden, dass in allen Fällen der jeweils aktuellste Stand der gesetzlichen Vorgaben wiedergegeben wird, obgleich dies angestrebt wurde. Bei der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen stehen vor allem solche rechtliche Rahmenbedingungen im Vordergrund (s. Abb. 4.1), die sowohl dem Umweltschutz als auch der Schonung der Energiereserven dienen.

Bei den nachfolgend angeführten Rechtsregelungen sind u.a. auch übergeordnete Zielsetzungen maßgeblich, die sich aus dem Umwelt-Völkerrecht ergeben. Dies sind Rechtsverpflichtungen von Staaten gegenüber Staaten. Neben der Klima-Rahmenkonvention ist in diesem Zusammenhang das sogenannte „Basler Übereinkommen“ zu nennen, das die grenzüberschreitende Verbringung von gefährlichen Abfällen regelt (Fratzschner und Stephan, 2000).

Innerhalb der Europäischen Union werden rechtliche Regelungen durch Verordnungen und Richtlinien festgelegt. Die Verordnungen auf EU-Ebene sind gleichzusetzen mit Gesetzen auf nationalstaatlicher Ebene. Sie sind in allen Teilen verbindlich und gelten ohne weiteren nationalen Zwischenakt allgemein und unmittelbar in nationalem Recht. Im Gegensatz dazu verpflichtet eine EU-Richtlinie die Mitgliedsstaaten, bestimmte Ziele binnen einer Frist mit den von den Mitgliedsstaaten zu wählenden Formen und Mitteln in nationales Recht umzusetzen.

Im Bereich des Umweltschutzes gibt es aber zusätzlich die Sonderregelung des Art. 176 EG-Vertrag, wonach die Mitgliedsstaaten strengere Umweltschutzvorschriften beibehalten oder neu einführen können. Hierdurch wird durch das Gemeinschaftsrecht ein Mindestniveau an Umweltschutz gewährleistet, und die Mitgliedsstaaten sind diesbezüglich nicht daran gehindert, weiter eine Vorreiterrolle im Umweltschutz wahrzunehmen (Kahl u. Vosskuhle, 1998).

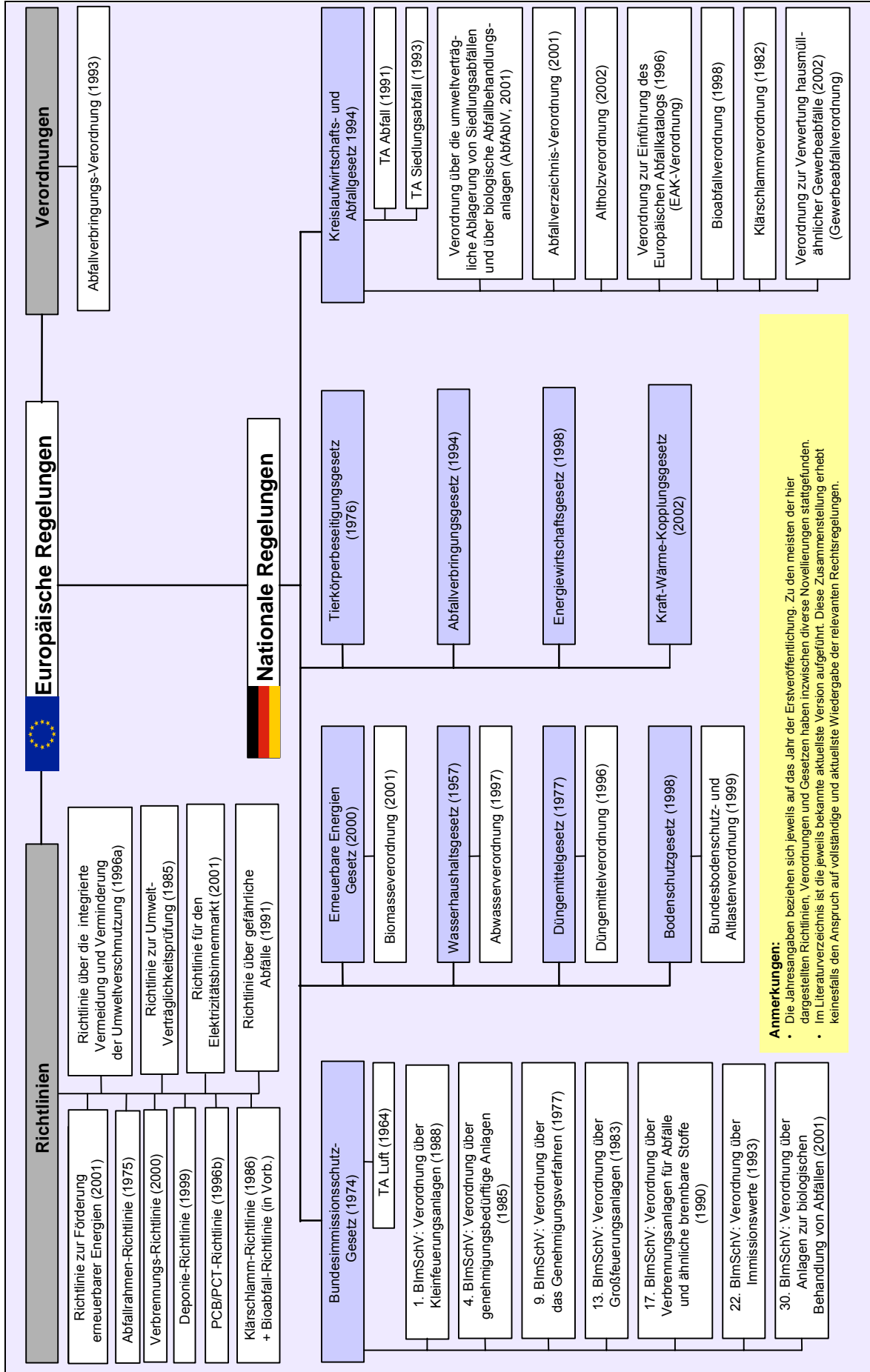


Abb. 4.1: Maßgebliche europäische und deutsche Regelungen bei der energetischen Nutzung von Reststoffen und Abfällen

Nachfolgend werden einige ausgewählte europäische Regelungen dargestellt und deren Umsetzung auf nationaler Ebene exemplarisch anhand von Regelungen der Bundesrepublik Deutschland gezeigt. So wurde das bereits erwähnte „Basler-Übereinkommen“ in der Europäischen Union durch die *EG-Abfallverbringungsverordnung* (EU-Kommission, 1993) umgesetzt und beispielsweise in Deutschland durch das *Abfallverbringungsgesetz* (AbfVerbrG, 1994) weiter konkretisiert (BMU, 2001a).

In ähnlicher Weise wurde am 27. September 2001 vom Rat der Europäischen Union eine *Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien* (Europäisches Parlament und Rat, 2001) verabschiedet, mit der die Grundlagen geschaffen wurden, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten EU-Energieverbrauch bis 2010 auf 12 % zu verdoppeln. In ihren konkreten Aussagen beschränkt sich diese Richtlinie allerdings auf den Strombereich und besagt, dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion in der gesamten EU von knapp 14 % (1997) auf 22 % (bis 2010) gesteigert werden soll.

In Deutschland wurde bereits im März 2000 das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG, 2000) verabschiedet, welches das bestehende Stromeinspeisungsgesetz ablöste und die Netzbetreiber verpflichtet, regenerativ erzeugten Strom zu übernehmen und 20 Jahre lang zu gesetzlich festgelegten Mindestpreisen zu vergüten. Für Deutschland besteht das Richtziel, die Stromproduktion durch erneuerbare Energieträger bis 2010 auf 12,5 % zu verdoppeln, verglichen mit dem Jahr 2000 (BMU, 2001b, 2001c).

Als weitere einzelstaatliche Bestimmung wurde die *Biomasse-Verordnung* (BiomasseV, 2001) erlassen. Diese regelt für den Anwendungsbereich des EEG, welche Stoffe als Biomasse gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse zulässig und welche Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind.

Zum Abfallbereich wurden auf EU-Ebene diverse Richtlinien und Verordnungen erlassen. So dient beispielsweise die *Abfallrahmenrichtlinie* (EU-Kommission, 1975) der Regelung bestimmter abfallrelevanter Rechtsbegriffe auf europäischer Ebene. Es wird dort u.a. Beginn und Ende der Abfalleigenschaft oder eine Abgrenzung von Verwertung und Beseitigung definiert. Allerdings sind diese Definitionen wesentlich unschärfer als in dem deutschen *Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz* (KrW-/AbfG, 1994), bei dem es aber ebenfalls bezüglich der unbestimmten Rechtsbegriffe zu unterschiedlichen Interpretationen kommt (BMU, 2001d). Von besonderem Interesse im Hinblick auf Fragestellungen der energetischen Nutzung von Abfallstoffen ist, dass in diesem Gesetz kein festes Rangverhältnis zwischen stofflicher und energetischer Verwertung festgelegt wurde. So besagt §4 II dieses Gesetzes (Grundsätze der Kreislaufwirtschaft), dass Abfälle „in zweiter Linie zur Gewinnung von Energie zu nutzen“ (KrW-/AbfG, 1994) sind. Gemäß §6 (stoffliche und energetische Verwertung) sollte aber grundsätzlich die besser umweltverträgliche Verwertungsart Vorrang haben.

Eine weitere für die energetische Verwertung von biogenen Rest- und Abfallstoffen maßgebliche Richtlinie ist die *Deponierichtlinie* (Rat der Europäischen Union, 1999), in der einheitliche europäische Standards für das Ablagern von Abfällen in Deponien festgelegt sind. Diese beinhaltet entsprechende quantitative Vorgaben für die Verringerung der Deponierung von biologisch abbaubaren Abfällen. Deponien, die den technischen Vorgaben dieser Richtlinie nicht entsprechen und auch nicht nachgerüstet werden können, sind spätestens innerhalb einer Frist von acht Jahren stillzulegen (BMU, 2001e). Auf nationaler Ebene wurde deshalb die *Verordnung über die umweltverträgliche Sied-*

lungsabfallentsorgung und über biologische Behandlungsanlagen (AbfAbIV, 2001) erlassen. Sie soll sicherstellen, dass künftig keine Abfälle, deren Ablagerung zu Problemen und Umweltbeeinträchtigungen führt (z.B. belastetes Sickerwasser, Emission von schädlichen Gasen), ohne ausreichende Vorbehandlung abgelagert werden. Die Ablagerung nicht ausreichend vorbehandelter Abfälle ist spätestens ab dem 01. Juni 2005 nicht mehr erlaubt. Anforderungen an Standort, Bau und Betrieb von Deponien werden in Deutschland durch die *Technische Anleitung Siedlungsabfall* (TASi, 1993) geregelt. Auch hier macht die Bundesregierung von ihrem Recht Gebrauch, ihre bisher schon geltenden strengeren nationalen Regelungen beizubehalten (BMU, 2001d).

Im Zusammenhang mit biogenen Abfällen ist auch die *Klärschlammrichtlinie* (EU-Kommission, 1986) von Bedeutung. Sie enthält Grenzwerte für Schwermetalle im Klärschlamm und im Boden. Allerdings sind diese Grenzwerte eher als Bandbreiten zu sehen, so dass die Richtlinie nicht zu einer Harmonisierung der Klärschlammverwertung in Europa führte. Derzeit bereitet die Europäische Union eine Novelle dieser Klärschlammrichtlinie vor, zu der auch eine Regelung für die Handhabung von Bioabfällen gehören wird. In der Novelle sollen beispielsweise neben der Ausweisung von Ausbringungsgebieten auch seuchenrelevante Parameter Berücksichtigung finden. Insgesamt wird dies für die landwirtschaftliche Klärschlammverwertung zu einer deutlichen Verschärfung im Sinne strengerer Grenzwerte und Kontrollen führen.

In Deutschland wurde eine *Klärschlammverordnung* (AbfKlärV, 1992) erstmals 1982 verabschiedet und 1997 an das bereits erwähnte Kreislaufwirtschaftsgesetz angepasst. Zudem erfolgte eine Kopplung an das *Düngemittelgesetz* (DMG, 1977). So ist Voraussetzung für eine landwirtschaftliche Verwertung von Klärschlämmen, dass sowohl eine düngemittelrechtliche Zulassung als auch eine abfallrechtliche Regelung der Schadlosigkeit existieren und beachtet werden. Somit werden nur noch besonders schadstoffarme Klärschlämme zur landwirtschaftlichen Verwertung zugelassen. Die besonders schadstoffhaltigen Klärschlämme müssen künftig energetisch verwertet (behandelt) werden, da ab 2005 eine Deponierung auch nicht mehr in Frage kommt (Schnurer, 2001a). Gemäß der geplanten EU-Richtlinie soll auch in Deutschland die Klärschlammverordnung mit der *Bioabfallverordnung* (BioAbfV, 1998) zusammengeführt werden, welche Vorgaben für den hygienisch einwandfreien und schadlosen Einsatz der Komposte enthält (BMU, 2001e).

Eine weitere nationale Regelung, die im Zusammenhang mit der energetischen Nutzung von Abfällen steht, ist die *Altholzverordnung* (AltholzV, 2002). Diese Verordnung definiert zunächst, welche Arten von Holz unter den Geltungsbereich dieser Verordnung fallen und differenziert diese dann, je nach Grad der Behandlung mit Holzschutzmitteln, in vier Kategorien. Der Hauptteil der Verordnung umfasst die Festlegung von Anforderungen an eine schadlose stoffliche oder energetische Verwertung von Altholz. Da die Deponierung von Altholz ab 2005 verboten ist, wird künftig die energetische Verwertung im Vordergrund stehen, wobei sich diese eng an den bereits existierenden Bestimmungen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und den hierzu erlassenen Verordnungen orientieren wird (BMU, 2001d).

Da bei der Verbrennung von Abfällen Umweltbelastungen entstehen, insbesondere in Form von Emissionen, wurde von der Europäischen Union neben der *Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung* (EU-Kommission, 1996a), die sich mit der Zulassung von schadstoffemittierenden Industrieanlagen

beschäftigt, eine *Verbrennungsrichtlinie* (EU-Kommission, 2000) erlassen. Diese Richtlinie soll für die Verbrennung von Abfällen gelten und setzt nunmehr einheitliche und zwar recht hohe Standards hinsichtlich der zulässigen Emissionen fest. Künftig gelten für die Mitverbrennung von Abfällen in Industrieanlagen ähnlich strenge Standards wie für die Monoverbrennung in Abfallverbrennungsanlagen (BMU, 2001e).

In Deutschland unterliegt die Genehmigung und der Betrieb von Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung dem Genehmigungsverfahren nach dem *Bundesimmissionsschutzgesetz* (BImSchG, 1990), das erstmals 1974 in Kraft trat. Hierbei regelt die *Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe* (17. BImSchV, 1990) sowohl die Monoverbrennung als auch die Mitverbrennung. Von der Mitverbrennung wird häufig behauptet, dass sie über die sogenannte Mischungsregel zu einem Missbrauch und damit im Vergleich zur Monoverbrennung zu erhöhten Emissionen bestimmter Schadstoffe führen würde. Um die EU-Verbrennungsrichtlinie bis Ende 2002 einzuhalten, muss die 17. BImSchV so geändert werden, dass künftig für jegliche Form der Abfallverbrennung identische Emissionsstandards gelten (Schnurer, 2001b).

Mit Blick auf die energetische Nutzung von Rest- und Abfallstoffen steht innerhalb des Umweltrechts das Bundesimmissionsschutzgesetz im Vordergrund. Durch dieses Gesetz sollen schädliche Umwelteinwirkungen nicht nur auf ein für Mensch und Umwelt gerade noch erträgliches Maß abgesenkt, sondern es soll schon ihrer Entstehung vorgebeugt werden. Aus diesem Grund normiert das Gesetz in erster Linie einen anlagenbezogenen Immissionsschutz, weshalb die Vorschriften über die Errichtung und den Betrieb von genehmigungspflichtigen Anlagen den Kern des Gesetzes darstellen (Kahl und Vosskuhle, 1998).

So ist für Anlagen, die neu errichtet oder wesentlich verändert werden, ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren notwendig, welches grundsätzlich für alle Anlagen erforderlich ist, die „in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen“ (BImSchG, §4 I). Dabei wird u.a. geprüft, ob der Anlagenbetreiber die sogenannten Grundpflichten (Schutzpflicht, Vorsorgepflicht, Reststoffvermeidungs- und -verwertungspflicht, Abwärmenutzungspflicht) erfüllt. Die Art bzw. der Ablauf des Genehmigungsverfahrens ist im Wesentlichen von der Anlagenleistung (Feuerungswärmeleistung) und der Brennstoffart abhängig (s. Tab. 4.4). Den rechtlichen Rahmen hierzu bilden eine Reihe von Verordnungen (1., 4., 9., 13., 17. und 22. BImSchV) und Verwaltungsvorschriften. Die 1. BImSchV regelt insbesondere Anforderungen an Feuerungsanlagen, die nicht genehmigungspflichtig sind. In der 4. BImSchV werden Anlagen, die genehmigungspflichtig sind, sowie die Brennstoffzuordnung beschrieben. Die 9. BImSchV listet die Regelungen zum Genehmigungsverfahren auf. In der 13. BImSchV werden die Anforderungen an die Errichtung, Beschaffenheit und den Betrieb von Großfeuerungsanlagen (>50 MW) aufgeführt. In der 17. BImSchV werden die entsprechenden Anforderungen an die Errichtung, Beschaffenheit und den Betrieb von Anlagen zur Abfallverbrennung beschrieben. In der 22. BImSchV sowie in der TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, 1986) sind Immissionswerte für bestimmte Luftschadstoffe sowie Emissionsgrenzwerte für genehmigungspflichtige Anlagen festgelegt.

Tab. 4.4: Immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren von Energieanlagen in Abhängigkeit von Anlagenart, Brennstoff und Feuerungswärmeleistung

Anlagenart	Brennstoff	Zuordnung nach Anhang der 4. BImSchV	Nicht genehmigungspflichtig nach 1. BImSchV	Vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach §19 BImSchG	Förmliches Genehmigungsverfahren nach §10 BImSchG	
Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Wasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas	Naturbelassenes Holz	1.2 a	< 1	1 bis < 50	≥ 50	
	Klärgas, Biogas	1.2 b	< 10	10 bis < 50	≥ 50	
	Methanol, Ethanol, Pflanzenmethylester	1.2 c	< 20	20 bis < 50	≥ 50	
	Gestrichenes, lackiertes oder beschichtetes Holz sowie deren Reste ohne Holzschutzmittel oder halogenorganische Verbindungen	8.2 a	< 1 (bei NWL < 50 kW Einsatz verboten)	1 bis < 50	≥ 50	
	Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten oder sonst verleimtes Holz sowie daraus anfallende Reste (ohne Holzschutzmittel und halogenorganische Verbindungen)	8.2 b	< 1 (bei NWL < 50 kW Einsatz verboten)	1 bis < 50	≥ 50	
	Holz oder Holzreste mit Beschichtungen aus halogenorganischen Verbindungen	1.3	-	0,1 bis < 1	≥ 1	
	Sonderbrennstoffe (z.B. Stroh oder ähnliche pflanzliche Stoffe)	1.3	< 0,1 (bei NWL < 15 kW Einsatz verboten)	0,1 bis < 1	≥ 1	
	Ablaugen aus der Zellstoffgewinnung	1.3	-	0,1 bis < 1	≥ 1	
	Verbrennungsmotoranlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen	Pflanzenmethylester, Klärgas, Biogas, Wasserstoff	1.4 / 1.4 a	< 1	1 bis < 50	≥ 50
	Verbrennungsmotoranlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas	Biogas, Klärgas	1.4 aa	< 1	1 bis < 10	≥ 10
	Methanol, Ethanol, Pflanzenmethylester	1.4 bb	< 1	1 bis < 20	≥ 20	
Gasturbinenanlagen zum Antrieb von Arbeitsmaschinen	Pflanzenmethylester, Klärgas, Biogas, Wasserstoff	1.5 / 1.5 a	< 1	1 bis < 50	≥ 50	
Gasturbinenanlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas	Klärgas, Biogas	1.5 aa	< 1	1 bis < 10	≥ 10	
	Methanol, Ethanol, Pflanzenmethylester	1.5 bb	< 1	1 bis < 20	≥ 20	
Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung fester, flüssiger oder gasförmiger Abfälle durch thermische Verfahren (auch Vergasung, Entgasung, Pyrolyse)	Abfälle, die bisher hier nicht aufgeführt wurden (Hausmüll, mit Holzschutzmitteln behandeltes Holz, u.a.) (⇒ Anlagen, in denen solche Abfälle eingesetzt werden, sind nach der 17. BImSchV genehmigungsbedürftig)	8.1	-	-	unabhängig von der Leistung der Anlage	
Anlagen zum Abfackeln von Deponiegas oder anderen gasförmigen Stoffen	Deponiegas, u.a.	8.1a	-	unabhängig von der Leistung der Anlage	-	
Verbrennungsmotoranlagen für den Einsatz von Deponiegas	Deponiegas	8.1 b	-	bis < 1	≥ 1	

Quelle: BImSchG (1990), 1. BImSchV (1997), 4. BImSchV (1997), 17. BImSchV (1990)

NWL = Nennwärmeleistung

Die Art des Brennstoffs kann unter Umständen zu genehmigungsrechtlichen Problemen führen, wenn beispielsweise eine Feuerungsanlage mit externem Industrierestholz oder Altholz von Recyclinghöfen betrieben wird und das Nichtvorhandensein von Holzschutzmitteln nicht deutlich nachzuweisen ist. Dieses Problem wird in der Altholzverordnung geklärt. Für die Verbrennung von kontaminierten Hölzern gelten die Anforderungen nach der 17. BImSchV.

Wie bereits erwähnt, hängen die Anforderungen zur Luftreinhaltung im Wesentlichen von der Anlagenleistung ab. Die TA Luft (1986) regelt diese Anforderungen (Brennstoffe, Feuerungstechnik, Abgasreinigung, Emissionsüberwachung) bis zu einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW. Bei noch größeren Feuerungswärmeleistungen sind die Bestimmungen der 13. BImSchV zu berücksichtigen.

Diejenigen Anlagen, die nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz als nicht genehmigungspflichtig eingestuft sind, unterliegen jedoch einer bauaufsichtlichen Genehmigung. Dabei finden die entsprechenden Vorschriften der einzelnen Bundesländer Berücksichtigung (Landesbauordnung, Feuerungsverordnung). Wird in solchen Anlagen elektrische Energie erzeugt, die nicht zur Deckung des Eigenbedarfs, sondern zur Versorgung Dritter dient, ist eine Genehmigung nach dem Energiewirtschaftsgesetz erforderlich. Diese Genehmigung erfolgt gesondert vom Verfahren des Bundesimmissionsschutzgesetzes. Zuständige Behörden sind in solchen Fällen die Energieaufsichtsbehörden der Länder (FNR, 2000).

Diese Ausführungen zu einigen maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen bei der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen sollen an dieser Stelle genügen. Soweit es mit Blick auf die Zielsetzung dieser Studie erforderlich ist, werden an geeigneter Stelle weitergehende Hinweise zu den rechtlichen Rahmenbedingungen gegeben.

4.2 Referenztechnologien mit fossilen Energieträgern

4.2.1 Ausgewählte Verfahren

Die ausgewählten Technologien zur Strom- oder/und Wärmeerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen werden zur Beurteilung der Kosten, der treibhausrelevanten Emissionen und der Beschäftigungseffekte entsprechenden Technologien gegenübergestellt, die fossile Energieträger einsetzen (= fossile Referenzen). Um deren Anzahl überschaubar zu halten, war es notwendig, vor allem solche Technologien auszuwählen, die mit möglichst vielen Bioenergieanlagen verglichen werden können (vgl. Tab. 4.5). Weitergehende Daten zu den fossilen Referenzanlagen finden sich in den entsprechenden Tabellen des Anhangs zu diesem Kapitel.

Um Vergleiche durchführen zu können, müssen die fossilen Referenzen vor allem die gleiche Endenergie (Strom, Wärme) und Abnehmerstruktur aufweisen. Im Falle der 500 kW-Heizwerke werden biogene Heizwerke gleichartigen fossilen gegenübergestellt. Bei den meisten anderen biogenen Technologien wird deren Wärmebereitstellung mit konkurrierenden Heizöl- bzw. Erdgaszentralheizungen (Größe 30 kW) verglichen. Falls mit biogenen Energieträgern Strom erzeugt wird, wird dieser mit der konventionellen Bereitstellung durch ein Steinkohlekraftwerk (ohne Wärmeauskopplung) gegen gerechnet. Das mit Erdgas betriebene Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) ermöglicht eine Stromerzeugung mit höherem Wirkungsgrad und geringeren CO₂-Emissionen als das Steinkohlekraftwerk, bei gleichzeitiger Bereitstellung von Nutzwärme.

Tab. 4.5: Auswahl der fossilen Referenztechnologien

Fossile Referenztechnologien	Größenklasse		Energie-träger	Endenergie
	Brennstoffleistung (MW)	Volllast (h/a)		
Wärme:				
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,030 ^{a)}	1.600	Heizöl (HEL)	Wärme
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,030 ^{a)}	1.600	Erdgas	Wärme
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	0,5 ^{a)}	2.200	Heizöl (HEL)	Wärme
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	0,5 ^{a)}	2.200	Erdgas	Wärme
Strom und Wärme:				
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	724	5.000	Erdgas	Strom, Wärme
Strom:				
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	1190	5.000	Steinkohle	Strom

^{a)} Nennwärmeleistung

4.2.2 Technische Kenndaten

Alle sechs als fossile Referenz ausgewählten Modellanlagen (vgl. Tab. 4.6) sind technisch ausgereift. Darüber hinaus sind die ersten vier in entsprechend großen Stückzahlen demonstriert. Es wurde Wert darauf gelegt, dass die Anlagen typisch für eine Inbetriebnahme im Jahr 1999 bis 2000 sind (vgl. Kap. 1.3, Methodik). Deren Betriebsbedingungen orientieren sich nicht am technisch Erreichbaren, sondern vielmehr am praktischen Einsatz. Insbesondere die kleinen und i.d.R. überdimensionierten Zentralheizungsanlagen der 30 kW-Klasse zeichnen sich durch relativ geringe Volllaststunden von 1600 h/a aus. Gründe hierfür sind die jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage, einhergehend mit ständig verbesserter Wärmeisolierung der Gebäude.

Die beiden 500 kW-Heizwerke versorgen im Modellansatz mit ihrem Nahwärmenetz (ca. 500 m) nur etwa 15-20 typische Ein- oder Zweifamilienhäuser und beispielhaft einen kleineren Gewerbebetrieb mit etwas höherer Volllaststundenzahl. Bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,7 für die Abnahme von Wärme aus dem Netz sind so Volllaststunden von 2200 h/a erreichbar. Nahwärmenetze zeichnen sich durch relativ hohe Wärmeverteilungsverluste aus. Oft werden diese Verluste nur mit 2-4 % der Leistung (bei maximaler Nachfrage) angegeben. Bezieht man jedoch die Wärmeverluste auf die Jahresarbeit, so überschreitet man im Sommerhalbjahr i.d.R. Werte von 20 %. In den Berechnungen wurden deshalb 12 % als Jahresmittelwert angesetzt. Analog wurde auch bei den Warmwasserkesseln verfahren. Bei einer geringen Volllaststundenzahl sind die Stillstandsverluste entsprechend hoch.

Die technischen und ökonomischen Kenndaten orientieren sich an Betriebserfahrungen mit den angeführten einzelnen Anlagen. In diesem Zusammenhang war es nötig, die von den Betreibern erhaltenen Daten teilweise anzupassen. So weist beispielsweise das für die Stromerzeugung zugrundegelegte Steinkohlekraftwerk der E.ON (Staudinger Kraftwerk Block 5 in Großkrotzenburg) im realen Betrieb höhere Betriebsstundenzahlen auf als durchschnittliche andere Steinkohlekraftwerke (Kehr und Oetjen, 1984). Für das erdgasbetriebene Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) wurde in der Literatur eine jährliche Nutzungsdauer von über 8.500 Stunden genannt (Müller, 2002). Zur besseren Vergleichbarkeit wurde das GuD auf für Steinkohlekraftwerke typische 5.000 Volllaststunden gesetzt und die spezifischen Strom- bzw. Wärmegestehungskosten bestimmt.

Die Stromerzeugung durch Gas- und Dampfkraftwerke wurde in den letzten Jahren durch sehr niedrige Gasbezugpreise (Großabnehmerpreise), bei gleichzeitig geringeren Investitionen als für Kohlekraftwerke, wirtschaftlich attraktiv. Der deutlich geringere Flächenbedarf, die größere Flexibilität bei der Standortwahl und die spezifisch geringeren CO₂-Emissionen sprechen für GuD-Anlagen. Neben dem Hauptprodukt Strom kann Wärme ausgekoppelt werden. Wegen der jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage und dem meist fehlenden optimal zugeschnittenen Fernwärmenetz lässt sich jedoch i.d.R. nur ein kleiner Teil der Wärme verkaufen.

Die zugrundegelegten technischen Kenndaten sind in Tab. 4.6 zusammengestellt. Ausführlichere Daten sind, wie bereits erwähnt, im Anhang zu diesem Kapitel zu finden.

Tab. 4.6: Technische Kenndaten zu den fossilen Referenztechnologien

Fossile Referenztechnologien	Volllaststunden		Brennstoffbedarf (MWh/a)	Jahresnutzungsgrade		Nettoproduktion	
	Wärme	Strom		Wärme	Strom	Wärme	Strom
	(h/a)	(h/a)				(MWh/a)	(MWh/a)
Wärme:							
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	1.600	-	55	88 %	-	48	-
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	1.600	-	53	90 %	-	48	-
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	2.200	-	1.380	80 % ^{a)}	-	1.100	-
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	2.200	-	1.380	80 % ^{a)}	-	1.100	-
Strom und Wärme:							
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	3.000	5.000	3.618.000	6 %	55 %	220.000	1.990.000
Strom:							
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	-	5.000	5.952.000	-	42 %	-	2.500.000

^{a)} Jahresnutzungsgrad bis zur Übergabestation beim Endkunden

Quelle: Franke und Krahl (2001), Müller (2002) und verschiedene Herstellerunterlagen

4.2.3 Wirtschaftlichkeit

Die methodischen Ansätze zur Kostenabschätzung für Anlagen mit fossilen Brennstoffen (s. Tab. 4.7) sind im Methodenteil (Kap. 1.3) beschrieben. Auch hier wurden Vollkostenansätze mit Abschreibungsdauern über die wirtschaftlich/technische Lebensdauer durchgeführt. Die Investitionen beinhalten die Errichtung "auf der grünen Wiese", d.h. sämtliche Ver- und Entsorgungseinrichtungen auf dem Grundstück sind in den Kalkulationen eingeschlossen. Ein eventueller Rückbau nach Ende der Nutzungszeit ist jedoch nicht einbezogen. Kostenansätze für nötige Anlagenertüchtigungen sind in den Instandhaltungspauschalen berücksichtigt. Die Abschätzung der Jahresgesamtkosten wurde in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (VDI-TGA, 2002) durchgeführt.

Die Preise für Heizöl und Erdgas sind mengenabhängig fixiert; bei der Steinkohle wurde Importsteinkohle unterstellt (vgl. Kap. 1.3).

Tab. 4.7: Kennwerte zur Ökonomie bei fossilen Referenztechnologien

Fossile Referenztechnologien	Investitionen		Gesamtkosten inkl. Brennstoffe		Gestehungskosten (€/MWh)
	Gesamtanlage (1000 €)	dv. Wärmenetz (1000 €)		dv. Brennstoffkosten (1000 €/a)	
Wärme:					
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	20,8	-	3,76	1,25	78
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	13,0	-	3,55	2,01	74
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	460	200	79,1	26,1	71,9
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	533	200	86,7	29,7	78,8
Strom und Wärme:					
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	150.000	a)	67.100	47.000	31,50 ^{b)}
Strom:					
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	550.000	-	111.300	29.800	44,50

a) Das Wärmenetz wurde als örtlich vorhanden unterstellt, nur die Anbindung an dieses wurde berücksichtigt.

b) Es wurde ein erzielbarer Wärmeerlös von 20 €/MWh für die absetzbare Wärmemenge angenommen und entsprechend die Stromgestehungskosten reduziert.

4.2.4 Beschäftigungseffekte

Die Vorgehensweise bei der Ableitung der Beschäftigungseffekte ist in Kap. 1.3 (Methodik) erläutert. In Tab. 4.8 sind die Beschäftigungseffekte bei den fossilen Referenztechnologien zusammengestellt.

In erster Näherung liegen die Zahlenwerte laut Spalte "AK/TWh" für die Referenztechnologien nahe beieinander, mit Ausnahme des GuD. Zur Veranschaulichung: Für die Bereitstellung einer TWh Wärme werden ca. 100 Mio. Liter Heizöl (HEL) benötigt. Begründet durch den relativ geringen Aufwand für Investition und Betrieb zeigt das GuD die kleinsten Werte bezüglich der Beschäftigung.

Die niedrigen Zahlenwerte für die direkte Beschäftigung bei den ersten vier Referenzanlagen ergeben sich aus dem weitgehend automatisierten Betrieb dieser Anlagen. Für Wartung und Überwachung (Kaminkehrer) ist der Aufwand ebenfalls gering. Somit ist zu erwarten, dass der Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen als Energieträger deutliche Mehrbeschäftigungseffekte mit sich bringt.

Tab. 4.8: Beschäftigungseffekte bei fossilen Referenztechnologien

Fossile Referenztechnologien	Brennstoff ^{a)} (AK/a)	Anlagenbetrieb		gesamt	
		gesamt (AK/a)	dv. direkt (AK/a)	(AK/a)	(AK/TWh) ^{b)}
Wärme:					
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,001	0,019	0,001	0,020	431
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	0,009	0,012	0,001	0,021	437
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	0,02	0,47	0,13	0,49	445
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	0,10	0,48	0,10	0,58	527
Strom und Wärme:					
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	209	166	24	375	188
Strom:					
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	523	750	220	1273	509

^{a)} Beschäftigung aus der Bereitstellung von Heizöl, Erdgas oder Steinkohle

^{b)} Beschäftigung, bezogen auf eine TWh Endwärme bzw. eine TWh Strom

4.2.5 CO₂-Emissionen

Die Bereitstellung und energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in Verbrennungs- und Vergasungsanlagen ist, wie auch bei den fossilen Brennstoffen, mit verschiedenen treibhausrelevanten Emissionen verbunden, die zur besseren Vergleichbarkeit als CO₂-Äquivalente dargestellt sind. Da die biogenen Energieträger "zeitnah" CO₂ mittels Photosynthese binden, das bei ihrer thermischen Nutzung wieder freigesetzt wird, werden diese CO₂-Emissionen als nicht klimarelevant eingestuft. Demgegenüber haben sich die fossilen Brennstoffe über viele hunderttausend Jahre in Lagerstätten gebildet, welche nun ausgeschöpft werden und für eine zusätzliche CO₂-Anreicherung in der Atmosphäre sorgen. Durch die Substitution fossiler Energieträger durch „Erneuerbare Energieträger“ – hier biogene Energieträger – lassen sich folglich die CO₂-Emissionen vermindern.

Die Vorgehensweise bei der Abschätzung der treibhausrelevanten Emissionen bzw. der CO₂-Äquivalente der Energieträger Heizöl, Erdgas, Steinkohle bei der Wärme- und Stromerzeugung (Strom-Mix) ist im Kap. 1.3, Methodik, zusammengestellt. In Tab. 4.9 sind die treibhausrelevanten Emissionen der vier Modellanlagen zur Wärmeerzeugung aus Heizöl und Erdgas dargestellt. Der Vergleich der Wärmeerzeugung mit den biogenen Anlagen in den Kapiteln 4.3 bis 4.6 erfolgt mit Heizöl (HEL). Für die Stromerzeugung wurde jeweils als fossile Referenz das Steinkohlekraftwerk herangezogen.

Tab. 4.9: Kennwerte zu den CO₂-Emissionen der fossilen Referenzen

Fossile Referenztechnologien	CO ₂ -Emissionen (CO ₂ -Äquivalente)	
	(Mg/a)	(Mg/MWh) ^{a)}
Wärme:		
Ölzentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	17	0,348
Erdgaszentralheizung im Mehrfamilienhaus (4 Wohneinheiten)	12	0,256
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Heizöl	420	0,382
Heizwerk mit Gebläsebrenner für Nahwärmenetz – Erdgas	320	0,291
Strom und Wärme:		
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD), 398 MW _{el}	832.000	0,418
Strom:		
Steinkohlekraftwerk, 500 MW _{el}	2.400.000	0,960

^{a)} In Mg pro MWh Endenergie, bei den Zentralheizungen und den Heizwerken ist dies bezogen auf die Endwärme, bei den Kraftwerken bezogen auf die erzeugte Strommenge.

4.3 Bereitstellung und Nutzung von Biogas

Die nachfolgende, differenzierte quantitative Analyse von Verfahren zur Biogasgewinnung und -nutzung begründet sich vor allem aus folgenden Aspekten:

- Es gibt ein großes Mengenpotenzial an strukturarmen biogenen Rest- und Abfallstoffen, das durch die Gewinnung von Biogas bzw. Klärgas für die energetische Nutzung erschlossen werden kann (vgl. Kap. 2).
- Die Verfahren der Biogasgewinnung und der energetischen Nutzung von Biogas sind Stand der Technik. Bestehende Marktpotenziale könnten somit zügig erschlossen werden.
- Durch den Einsatz von Brennstoffzellen bei der energetischen Nutzung von Biogas lassen sich voraussichtlich Vorteile beim elektrischen Wirkungsgrad realisieren, die technische Machbarkeit muss jedoch noch überprüft werden. Aufgrund der hohen Investition stehen diesem technischen Vorteil gegenwärtig jedoch noch deutliche Wettbewerbsnachteile gegenüber.
- Bei der Gewinnung und energetischen Nutzung von Biogas über Gülle bzw. über die Co-Vergärung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist die Landwirtschaft – als Betreiber dieser Anlagen – nicht nur als Lieferant der biogenen Rest- und Abfallstoffe, sondern auch an deren Umwandlung in Endenergie beteiligt. Ähnliches gilt aus landwirtschaftlicher Sicht derzeit nur noch für die energetische Nutzung von eigenem Brennholz in Kleinfeuerungsanlagen.
- Im ländlichen Raum kann sich die Landwirtschaft bei der Co-Vergärung von strukturarmen Bioabfällen – gegenüber Bioabfall-Vergärungsanlagen oder der Co-Vergärung auf Kläranlagen – logistische Vorteile erschließen. Insbesondere die Möglichkeit der Ausbringung der anfallenden Faulschlammengen auf landwirtschaftliche Flächen ist hierbei von besonderem Vorteil. Die Überwachung der Unschädlichkeit dieser Ausbringung muss aber als Voraussetzung gewährleistet sein.
- Bei den strukturarmen Bioabfällen könnten Kläranlagen zukünftig, bei gegebenen freien Faulturmkapazitäten, zunehmend zu Konkurrenten um geeignete Substrate für die Co-Vergärung werden. Aufgrund der vorhandenen Technik der Klärgasgewinnung und -verwertung und vorhandener Kapazitäten für die nötige zusätzliche Abwasserreinigung und Faulschlammbehandlung können dadurch deutliche Kostenvorteile gegenüber dem Neubau von Bioabfall-Vergärungsanlagen genutzt werden.

Es ist nicht die Intention dieses Kapitels, einen aktuellen Stand des Wissens zu den Grundlagen der Biogasgewinnung und -verwertung oder zu den unterschiedlichen Anlagenkonzepten zu geben. Die Beschreibung der unterschiedlichen Anlagentechnik und -konzepte ist in der Literatur eingehend dokumentiert (vgl. Edelmann und Engeli, 1992; Edelmann et al., 1993; Schulz, 1996; Wellinger et al., 1991; Wiemer und Kern, 1994). Dies trifft in gleicher Weise auf die Darstellung der Grundlagen der Biogasgewinnung und -verwertung zu (vgl. Gosch, 1993; Weiland, 2001, 1999). Dass es hierbei immer noch Optimierungsmöglichkeiten gibt, beispielsweise hinsichtlich Prozessstabilität oder Wirtschaftlichkeit, ist selbstredend. Im Sinne der Zielsetzung dieser Studie soll vielmehr eine aktuelle Analyse zum derzeitigen technischen Stand der Nutzung, zur Wirt-

schaftlichkeit, zu erzielbaren Beschäftigungseffekten und Beiträgen zur CO₂-Minderung gegeben werden.

4.3.1 Stand der Nutzung

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000), das zum 1. April des genannten Jahres in Kraft getreten ist, hat sich insbesondere auch für Biogas die Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom deutlich gegenüber den Bedingungen des zuvor gültigen Stromeinspeisungsgesetzes (1990/1994) verbessert.

Für Anlagen bis 500 kW_{el} wurden bis Ende 2001 nach dem EEG 102,3 €/MWh_{el} für den eingespeisten Strom bezahlt; ab Januar 2002 sind dies 101,0 €/MWh_{el}. Im Gegensatz dazu lag die Einspeisevergütung nach den Bedingungen des Stromeinspeisungsgesetzes bei 73,2 €/MWh_{el} (vgl. Kap. 4.1). Folglich hat das EEG zu einer Erhöhung von rd. 40 % geführt.

Neben dem EEG haben darüber hinaus die aktuell gültigen Förderbedingungen des „Marktanreizprogramms zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien“ (vgl. Staiß, 2001) wesentlich zum Zubau bei den Biogasanlagen beigetragen. Das KfW-„Programm zur Förderung erneuerbarer Energien“ stellt die Darlehensvariante des Marktanreizprogramms des Bundes dar, nach der auch Biogasanlagen gefördert werden. Neben der Gewährung einer Zinsverbilligung und tilgungsfreier Anlaufjahre war insbesondere der zusätzliche Teilschulderlass von Interesse. Mit Änderung der Programmrichtlinie (Stand: April 2002) wurde dieser Teilschulderlass deutlich reduziert. Nach der aktuellen Richtlinie wird bei Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 70 kW_{el} ein Schulderlass von 15.000 € pro Einzelanlage gewährt (KfW, 2002). Nach der alten Regelung war dieser Teilschulderlass degressiv gestaffelt und betrug beispielsweise für eine Biogasanlage mit 10 kW_{el} Anschlussleistung 2.403 €/kW_{el}. Bei Anlagen mit 100 kW_{el} lag dieser Satz dagegen bei 920 €/kW_{el} (Oppermann und Hentschel, 2001).

Gülle-Vergärung und Gülle-Co-Vergärung

Ende der 80er Jahre gab es in Deutschland nur rd. 90 landwirtschaftliche Biogasanlagen (vgl. Oheimb, 1993). Ende 1994 (Stand 29.12.1994) waren bereits 184 Anlagen in Betrieb (Fachverband Biogas, 1995), nicht zuletzt bedingt durch die Einspeisevergütung des produzierten Stroms nach dem Stromeinspeisungsgesetz (s.o.). Nach Abschätzungen des Fachverbandes Biogas (2000a) waren Ende 2000 in Deutschland rd. 1.000 landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb, davon ungefähr 400 in Bayern und über 130 in Baden-Württemberg. Abschätzungen des Fachverbandes Biogas (2001) gehen davon aus, dass Mitte 2001 bereits 1.200 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb waren.

Ursprünglich wurde bis Ende 2002 eine Anzahl von rd. 1.600 Biogasanlagen angepeilt. Die vom Fachverband Biogas durchgeführte Umfrage ergab dann für das Jahresende 2002 eine tatsächliche Anzahl von 1.900 Anlagen (Fachverband Biogas, 2003).

Eine Auswertung vorliegender Daten des Fachverbandes Biogas (2000b) über 404 Anlagen (Anlagen bis 1995), verglichen mit einer Stichprobe (Oechsner und KnebelSPIeß, 2000, 1999) von 97 Anlagen (errichtet ab 1995) zeigt, dass die mittlere installierte Leistung der landwirtschaftlichen Biogasanlagen bei 40-50 kW_{el} liegen dürfte (vgl. Abb. 4.2). Diese Auswertung von Oechsner und KnebelSPIeß zeigt ferner, dass rd. 50 % der

ab 1995 gebauten Biogasanlagen eine installierte Leistung von 20-40 kW_{el} aufweisen, rd. 23 % liegen zwischen 40 und 70 kW_{el}. Die Auswertung der Daten zeigt des Weiteren, dass bei rd. 47 % der ab 1995 gebauten Biogasanlagen das Fermentervolumen zwischen 300 und 500 m³ liegt. In dem angeführten Stichprobenumfang von 97 Anlagen sind nur 8 Anlagen enthalten, die ein Fermentervolumen zwischen 1000 und 2000 m³ aufweisen.

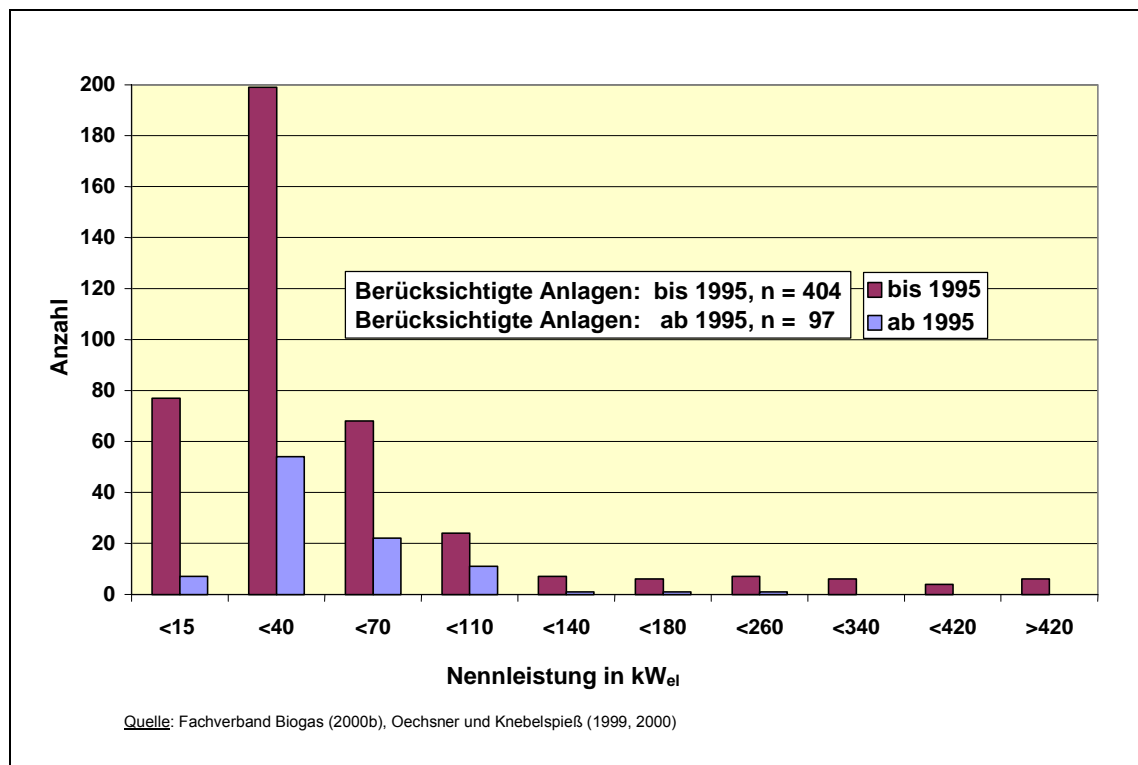


Abb. 4.2: Größenverteilung der installierten Leistung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Die eigene Auswertung der Daten der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zur Förderung von Biogasanlagen nach dem Marktanreizprogramm belegen diese Entwicklung beim Zubau der Anlagen. Hierbei deutet sich an, dass die ab September 1999 bis August 2001 bewilligten (insgesamt: 461 Anlagen) und sicherlich teilweise auch schon gebauten Anlagen zunehmend größer wurden (KfW, 2001c). Wie aus Abb. 4.3 ersichtlich ist, lag der Anteil der Anlagen ≤ 30 kW_{el} bei rd. 26 %, Anlagen zwischen 30 und 100 kW_{el} machten 45 % und Anlagen zwischen 100 und 300 kW_{el} 27 % der bewilligten Anlagen aus. Über 300 kW_{el} Nennleistung wurden nur 8 Anlagen (rd. 2 %) gefördert. Die für die späteren ökonomischen Analysen zugrunde gelegten Anlagengrößen sind entsprechend gekennzeichnet.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse muss man somit bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland – genauer: Westdeutschland – folglich eher von kleineren Einzelhofanlagen ausgehen. Im Gegensatz dazu gibt es in den Neuen Bundesländern, aufgrund der vorgegebenen Agrarstruktur, annähernd 40 große Biogasanlagen mit jeweils deutlich über 1000 m³ Fermentervolumen.

Im Zusammenhang mit dem rasanten Zubau an Biogasanlagen in Deutschland drängen sich natürlich Fragen auf, beispielsweise hinsichtlich der derzeitigen Ausnutzung des

Gülleaufkommens zur Biogasproduktion oder bezüglich des derzeitigen Beitrages von Biogas zur Stromproduktion.

Geht man von der Annahme aus, dass derzeit rd. 1.500 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb sind, mit etwa gleicher Aufteilung auf die einzelnen Größenklassen wie in Abb. 4.3 dargestellt, und unterstellt man hierbei durchschnittliche Betriebsdaten für die Biogasanlagen einschließlich BHKW, dann wird deutlich, dass derzeit erst rd. 5 % (rd. 8 Mio. Mg FM) des Gülleauffkommens (vgl. Kap. 2) zur Biogasproduktion genutzt werden. Die damit einhergehende Netto-Stromproduktion, die sicherlich nur zu Teilen in das öffentliche Netz eingespeist wird, ist mit rd. 0,7 TWh_{el} zu veranschlagen. Der angeführte relativ geringe Erschließungsgrad lässt erahnen, welche Zuwachsmöglichkeiten bei dieser Technologie noch realisiert werden können.

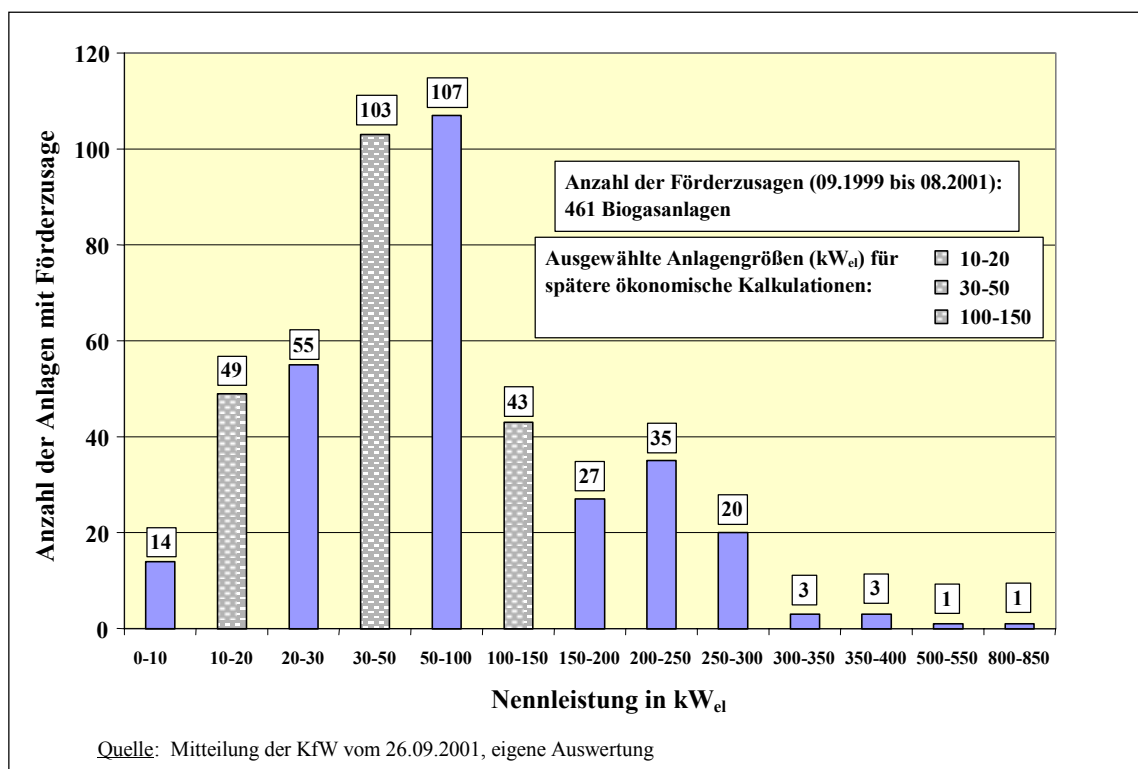


Abb. 4.3: Größenverteilung der nach dem Marktanzreizprogramm von der KfW geförderten Biogasanlagen in Deutschland (Zeitraum: 09.1999 bis 08.2001)

Bioabfallvergärungsanlagen

Nach einer eigenen im März 2002 bei den zuständigen Behörden der Bundesländer durchgeführten Umfrage sind in Deutschland etwas über 40 Bioabfall-Vergärungsanlagen in Betrieb (vgl. Tab. 4.10). Diese Anlagen weisen eine Behandlungskapazität von rd. 0,82 Mio. Mg FM auf. Der Auslastungsgrad der vorhandenen Kapazitäten konnte nur teilweise angegeben werden. Eine etwas ältere Umfrage (Kern, 2000; Wiemer und Kern, 1998) kam für 1999 zu rd. 40 Bioabfall-Vergärungsanlagen in Deutschland. Diesen Anlagen wurde damals eine Jahreskapazität von insgesamt 1,2 Mio. Mg FM zugerechnet. In diesen Angaben waren jedoch auch 8 große Biogasanlagen enthalten, die größtenteils auf Güllebasis (insgesamt rd. 0,4 Mio. Mg FM) betrieben werden. Nach Korrektur um diese Gülle-Co-Vergärungsanlagen kann folglich bereits 1999 den Bioabfallvergärungsanlagen eine Kapazität von 0,8 Mio. Mg FM an Bioabfällen zugerechnet

werden. Diese Angaben decken sich somit sehr gut mit den Ergebnissen der eigenen Umfrage. Stellt man die verfügbare Behandlungskapazität der Anlagen dem Aufkommen an Bioabfällen in Deutschland von 1999 gegenüber (vgl. Kap. 2), so könnten derzeit nur rd. 23 % des Aufkommens in den bestehenden Anlagen behandelt werden (vgl. Tab. 4.10). Folglich stünden noch große Mengen an Bioabfall auch für die Co-Vergärung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen oder in den Faultürmen von Kläranlagen zur Verfügung (s.a. Kap. 4.4).

Tab. 4.10: Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland – Ergebnis einer aktuellen Umfrage

Bundesland	Anzahl der Anlagen	Kapazität	Kapazität in % des Bioabfallaufkommens	Bioabfallaufkommen 1999	Bio- und Grünabfallaufkommen 1999
		(1000 Mg FM/a)	(%)	(1000 Mg FM)	(1000 Mg FM)
Baden-Württemberg	4	57,5	13,6 %	422	1.246
Bayern	20	145,7	26,9 %	542	1.502
Berlin				49	155
Brandenburg				10	75
Bremen				22	48
Hamburg				40	118
Hessen	2	63,0	20,8 %	303 ^{a)}	643
Mecklenburg-Vorpommern				27 ^{a)}	57
Niedersachsen	3	174,0	34,1 %	511 ^{a)}	1.085
Nordrhein-Westfalen	4	75,5	7,9 %	961	1.606
Rheinland-Pfalz	4	102,3	37,6 %	272	446
Saarland	1	21,0	175,0 %	12 ^{a)}	25
Sachsen	4	124,0	89,9 %	138	204
Sachsen-Anhalt	1	42,0	44,2 %	95	128
Schleswig-Holstein				171	245
Thüringen	1	16,2	26,6 %	61	129
Deutschland	44	821,1	22,6 %	3.636	7.712

^{a)} Wegen fehlender Aufschlüsselung wurde das Bioabfallaufkommen anteilig errechnet.

Quelle: Eigene Umfrage bei den einzelnen Landesbehörden – Stand: März 2002

4.3.2 Ausgewählte Verfahren

Bei der Auswahl der quantitativ zu beschreibenden Verfahren zur Gewinnung und Verwertung von Biogas war es das Ziel, solche Anlagen darzustellen, die repräsentativ für deren Größenverteilung in Deutschland sind. Die in Tab. 4.11 technisch beschriebenen Biogasanlagen sind das Resultat dieser Auswahl. In den nachfolgenden Kapiteln werden diese Anlagen hinsichtlich ihrer technischen und ökonomischen Kennwerte bzw. der erzielbaren Beiträge zur CO₂-Minderung und zu den möglichen Beschäftigungseffekten untersucht. Detailliertere Angaben zu diesen Anlagen finden sich in Tabellen im Anhang zu Kapitel 4.3.

Wie bereits erwähnt, soll auf die Vielzahl der technischen Anlagenkonzepte und deren Beschreibung in dieser Studie nicht weiter eingegangen werden. Wichtiger scheint es in diesem Zusammenhang zu sein, auf die Bedeutung der Co-Vergärung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen einzugehen. Hierbei könnte sich ein direkter Wettbewerb um ökonomisch interessant erscheinende Co-Substrate (z.B. Flotate, Küchenabfälle, Bioabfälle) zwischen landwirtschaftlichen Biogasanlagen, den Bioabfall-Vergärungsanlagen und Kläranlagen ergeben. Dies zwingt dazu, auch die Bioabfall-Vergärungsanlagen in der Studie mit zu berücksichtigen. Auf die Co-Vergärung von Bioabfällen in Faultürmen von Kläranlagen wird im nachfolgenden Kapitel 4.4 eingegangen.

Tab. 4.11: Technische Kenngrößen der Biogasanlagen

Biogasanlagen ^{a)} (Fermentergröße in m ³)	BHKW (kW _{el})	Jahresdurchsatz (Mg/a)			Netto-Produktion (MWh/a)		
		FM	TM	oTS	Strom	Wärme insgesamt	vergütet
Gülle-Vergärung							
200 m ³ (1-stufig, mesophil ²)	12	1.200	108	78	51	93	37
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	32	3.000	270	194	149	222	72
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	136	12.500	1.125	810	680	930	217
Gülle-Co-Vergärung^{b)}							
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	22	1.440	164	130	112	193	40
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	66	3.600	410	326	340	507	84
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	294	15.000	1.710	1.357	1.544	2.068	281
Bioabfallvergärung^{b)}							
2.400 m ³ Nassfermentation (BTA: 2-stufig, mesophil)	495	24.000	7.680	5.376	1.032	3.037	-
4.000 m ³ Trockenfermentation (Valorga: 1-stufig, thermophil ³)	1.350	25.000	8.750	7.438	6.470	9.767	9.767

^{a)} Detailliertere Angaben finden sich in den Tabellen des Anhangs.

^{b)} Bioabfälle (strukturarme, z.B. Küchenabfälle); weitere Co-Substrate (z.B. Flotate) könnten ebenfalls eingebracht werden.

Gülle-Vergärung und Gülle-Co-Vergärung

Als Datenbasis für die ausgewählten landwirtschaftlichen Biogasanlagen wurden die bereits oben angeführte Auswertung von Oechsner und Knebelspieß (2000, 1999) und die eigene Auswertung der Daten der KfW (2001c) herangezogen. Die als Basisvarianten für die Analysen ausgewählten Anlagengrößen der KfW-Daten sind grau gekennzeichnet (vgl. Abb. 4.3 und Abb. 4.4). Die in Abb. 4.4 dargestellten spezifischen Investitionen für den Bau von Biogasanlagen veranschaulichen sehr deutlich ihre Abhängigkeit von der Anlagengröße – hier angegeben anhand der Größe der installierten BHKW-

² mesophil: bei konstanten Temperaturen im Bereich von 36 bis 39 °C

³ thermophil: bei konstanten Temperaturen im Bereich von 50 bis 55 °C

Leistung. Während bei den kleinen Biogasanlagen mit 10-20 kW_{el} die spezifischen Investitionen bei über 6.000 €/kW_{el} liegen, sinken diese bei Anlagen in der Größenklasse 50-100 kW_{el} auf rd. 3.000 €/kW_{el}.

Mit der in dieser Abbildung dargestellten Regressionsfunktion wurden jeweils die spezifischen Investitionen der analysierten Gülle-Biogasanlagen abgeleitet. Die Aufteilung auf einzelne Bau- und Maschinenteile wurde anhand der Auswertung von Oechsner und Knebelspieß (2000, 1999) und der vorliegenden Praxisdaten aus Bayern durchgeführt. Die Investitions- und Betriebsdaten für die BHKW wurden für alle Anlagen einheitlich nach Angaben der aktuellen BHKW-Datensammlung von ASUE (2001) angesetzt. Zusätzlich konnte für detailliertere Fragestellungen auf Investitions- und Betriebsdaten von rd. 30 Biogasanlagen aus Bayern zurückgegriffen werden.

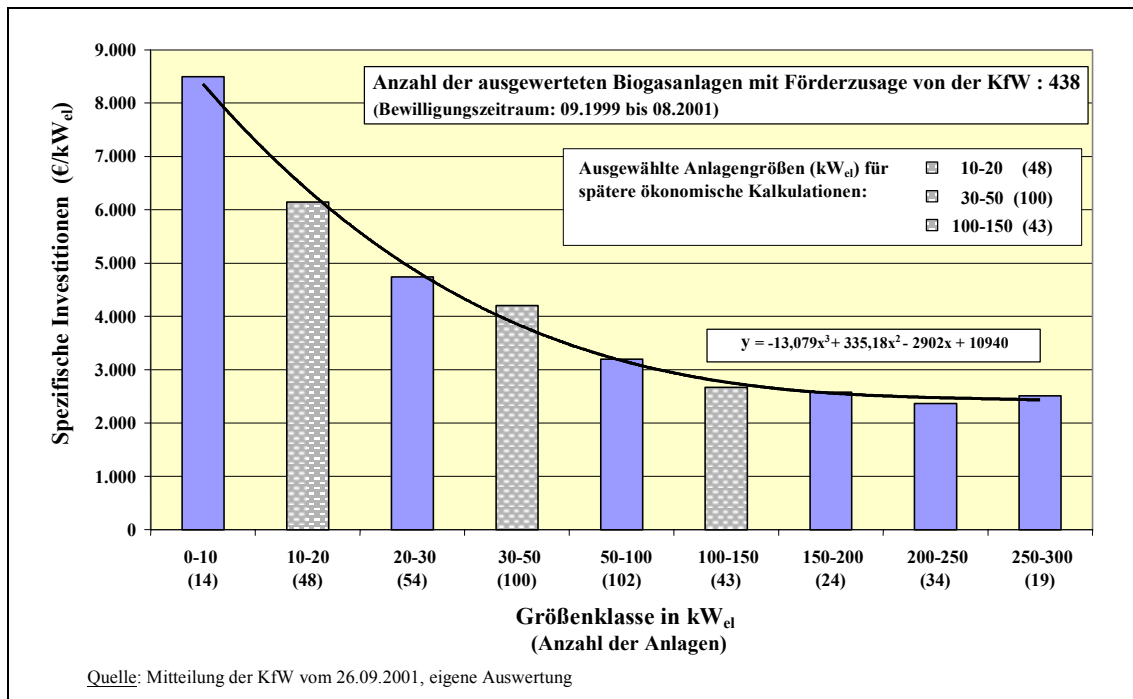


Abb. 4.4: Spezifische Investitionen der nach dem Marktanreizprogramm von der KfW geförderten Biogasanlagen

Die ausgewählten Anlagengrößen zur Güllevergärung von 200, 600 und 2.500 m³ Fermentervolumen bzw. von 12, 32 und 136 kW_{el} BHKW-Leistung geben ein sehr gutes Abbild der in Deutschland vorherrschenden Größenverteilung bei den realisierten bzw. in Bau befindlichen Biogasanlagen wieder. Bei diesen reinen Gülleanlagen entspricht dies – gemessen am eingesetzten Gülleaufkommen – einem Viehbestand von rd. 70, 170 und 700 Großvieheinheiten (GVE). Die viehhaltenden Betriebe in Deutschland, mit einer Flächenausstattung in der Größenklasse von 30-50 ha, 50-100 ha und >100 ha landwirtschaftlich genutzter Fläche (LF), weisen einen Viehbestand von rd. 40, 80 bzw. 200 GVE auf (BML, 2000). Laut Agrarbericht 2001 bewirtschaften derzeit die viehhaltenden Haupterwerbsbetriebe im Durchschnitt rd. 50 ha LF (BMVEL, 2001). Diese Angaben verdeutlichen, dass die in dieser Studie analysierten Biogasanlagen eher den mittleren und größeren bzw. ganz großen viehhaltenden Betrieben zuzuordnen sind.

Auf die detaillierte Analyse von Biogas-Gemeinschaftsanlagen – hier betreiben mehrere landwirtschaftliche Betriebe gemeinsam eine große Biogasanlage und transportieren

ihre Gülle zu dieser Anlage – wird in dieser Studie verzichtet. Die Gründe hierfür liegen in der meist fehlenden Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, wie die später angeführte überschlägige Abschätzung zeigen wird (vgl. Kap. 4.3.3, „Wirtschaftlichkeit“). Es sind in erster Linie die hohen zusätzlichen Transportkosten, die einem solchen Konzept entgegenstehen. Darüber hinaus sind für die Einhaltung hygienischer Mindestanforderungen zusätzliche Aufwendungen nötig, um das Risiko einer Verbreitung von Krankheitserregern auf die beteiligten viehhaltenden Betriebe zu verhindern.

Bei der Gülle-Vergärung und der Co-Vergärung von strukturschwachen Bioabfällen (z.B. Küchenabfällen) in Gülle-Biogasanlagen wurde vom 1-stufigen, mesophilen Anlagenbetrieb ausgegangen. Nur bei den größeren Anlagen wird im 2-stufigen Betrieb – Trennung der Hydrolysestufe von der eigentlichen Methanisierung – gefahren.

Bei der Gülle-Co-Vergärung wurde einheitlich angenommen, dass bei gleichbleibenden Fermentervolumina zur Gülle zusätzlich 20 % (von der FM) Bioabfall (Küchenabfälle) mit vergoren werden. Hierbei wurde von aufbereiteten Co-Substraten (z.B. Zerkleinerung, Abscheidung von Störstoffen) mit einem TS-Gehalt von 21 % bzw. einem oTS-Gehalt von 92 % (in % TS) ausgegangen.

Die durchschnittliche Verweilzeit des Substrates im Reaktor lag bei der Gülle-Vergärung und Co-Vergärung zwischen 45 und 65 Tagen, bei einer durchschnittlichen Raumbelastung pro Tag von 0,9 bis 1,8 kg oTS pro m³ Fermentervolumen. Weitergehende Kenngrößen zu diesen Anlagen finden sich in den Tabellen des Anhangs.

Unter der Rubrik „Netto-Produktion“ ist in Tab. 4.11 dargestellt, welche Strom- und Wärmemengen netto – nach Abzug der in der Biogasanlage benötigten Prozessenergie – zur Verfügung stehen. Es wird unterstellt, dass der Strom ins öffentliche Netz eingespeist wird. Es muss angefügt werden, dass nur ein Teil der verbleibenden Netto-Wärme innerbetrieblich verwertet wird, wodurch es zu Einsparungen von Heizöl (dies wurde jeweils unterstellt) kommt. Dieser Anteil der Wärme aus der Netto-Produktion ist in der Spalte „vergütet“ aufgeführt.

Die Auswertung zeigt (vgl. Tab. 4.11), dass die produzierte Wärme der BHKW mit einem Anteil zwischen 10 % (Großanlage, Co-Vergärung) und 25 % (Kleinanlage, Gülle-Vergärung) zur Bereitstellung von Wärme (inkl. Warmwasser) innerhalb des landwirtschaftlichen Betriebes (außerhalb der Biogasanlage) genutzt werden kann. Bezogen auf die – nach Abzug der benötigten Prozesswärme – verbleibende Nettowärme entspricht dies rd. 15 % (Großanlage) bzw. 40 % (Kleinanlage). Anhaltspunkte für die realisierte Nutzung der verbleibenden Nettowärme wurden aus der Auswertung der Betriebserfahrung von rd. 30 Biogasanlagen in Bayern hinsichtlich der Heizöl- und Brennholzersparnis abgeleitet. Zusätzlich wurde hierbei die Auswertung von Oechsner und Knebelspieß (2000, 1999) berücksichtigt.

Im Zusammenhang mit der Wärmenutzung ist auf die generelle Frage hinzuweisen, inwieweit durch bessere Wärmenutzungskonzepte eine insgesamt bessere Brennstoffnutzung erzielt werden kann. Hierbei ist neben den fehlenden Wärmeabnehmern vor allem der Gleichzeitigkeitseffekt zu berücksichtigen. Dieser ist dadurch gekennzeichnet, dass bei der möglichen Wärmeabgabe zur Raumheizung im Winter gleichzeitig ein hoher Prozesswärmebedarf zur Heizung des Fermenters besteht. In diesem Zusammenhang ist die Bioabfall-Vergärungsanlage Valorga ein Ausnahmefall, da hier ein Anschluss an ein städtisches Fernwärmenetz besteht.

Bioabfallvergärung

Aufgrund der sehr kleinen Anzahl an Bioabfall-Vergärungsanlagen in Deutschland – etwas über 40 Anlagen – kann eine Auswahl bei diesen Anlagen zur Biogasgewinnung nur exemplarisch getroffen werden und erhebt somit keinesfalls den Anspruch auf Repräsentativität. Die in den nachfolgenden Tabellen dargestellten Ergebnisse zur Bioabfallvergärung resultieren aus der Analyse zweier konkreter Anlagen, die in den Jahren 1999 bzw. 2000 in Betrieb gingen und hinsichtlich ihrer Behandlungskapazität von rd. 25.000 Mg Bioabfall pro Jahr als größere Anlagen einzustufen sind. Bei diesen Bioabfall-Vergärungsanlagen handelt es sich jeweils um ein Praxisbeispiel für eine Nassfermentation (nach BTA, 2-stufig, mesophil) und für eine Trockenfermentation (Valorga, 1-stufig, thermophil). Eine weitergehende technische Beschreibung dieser Bioabfall-Vergärungsverfahren, im Vergleich mit weiteren Verfahren, gibt der Übersichtsartikel von Tidden (1992). Wie die Ergebnisse zeigen, unterscheiden sich die beiden Bioabfallvergärungsanlagen deutlich hinsichtlich der Netto-Produktion an Strom und Wärme.

4.3.3 Wirtschaftlichkeit

In der nachfolgenden Tab. 4.12 sind die Ergebnisse der Analysen zur Wirtschaftlichkeit der Biogasgewinnung und -verwertung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen dargestellt.

Gülle-Vergärung und Gülle-Co-Vergärung

Bei der Analyse der landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird zunächst angenommen, dass sie ausschließlich mit Gülle betrieben werden. Daran schließen sich Abschätzungen zu den ökonomischen Auswirkungen der Mitvergärung von Co-Substraten (z.B. Küchenabfälle) in diesen Gülle-Anlagen an.

Nach der ökonomischen Bewertung des ins Netz eingespeisten Stroms – anhand der abgeleiteten Stromkosten in einem neu gebauten Steinkohlekraftwerk (44,5 €/MWh_{el}) – und der Wärme anhand des eingesparten Heizöls (26 €/MWh Wärme) verbleiben gegenüber der fossilen Referenz deutliche Mehrkosten (vgl. Tab. 4.12).

Beim Vergleich der Stromgestehungskosten – hierbei ist die außerhalb der Biogasanlage nutzbare Wärme („Wärmegutschrift“) bereits berücksichtigt – mit der Einspeisevergütung nach EEG von 101 €/MWh_{el} (seit 01.01.02 für Anlagen ≤500 kW_{el}) wird deutlich, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur große Gülle-Biogasanlagen wettbewerbsfähig sind.

Vor diesem Hintergrund scheint es auf den ersten Blick sinnvoll, die Gülle von kleineren landwirtschaftlichen Betrieben zu großen Biogas-Gemeinschaftsanlagen zu fahren, um dort Kosten- und Effizienzvorteile zu erschließen. Eine einfache Abschätzung anhand des Vergleichs der kleinen Gülle-Biogasanlage (200 m³ Fermenter bzw. 70 GVE) mit der großen Biogasanlage (2500 m³ Fermenter bzw. 700 GVE) – die nun als Biogas-Gemeinschaftsanlage betrieben wird – verdeutlicht, dass dieses Konzept aufgrund der zusätzlichen Transportkosten ökonomisch schlechter abschneidet. Je Mg TM Gülle können zwar die Gesamtkosten auf der großen Biogasanlage von 103 € auf rd. 53 € gesenkt und aufgrund höherer Effizienz in der Verstromung ein um rd. 13 €/Mg TM höherer Erlös und somit ein Vorteil von insgesamt 63 €/Mg erzielt werden. Dies reicht jedoch nicht aus, die zusätzlichen Transportkosten (vgl. Kap. 3.6, „Bereitstellung ins-

gesamt“) von 85 €/Mg TM zu einer beispielsweise 10 km entfernten Biogas-Gemeinschaftsanlage abzudecken.

Tab. 4.12: Kennwerte zur Ökonomie der Biogasanlagen

Biogasanlagen ^{a)} (Fermentergröße in m ³)	Investition (1.000 €)	Gesamtkosten		Gestehungskosten		Mehrkosten zur fossilen Referenz ^{e)} (€/MWh _{el})
		(1.000 €/a)	dv. Kapital- kosten (1.000 €/a)	Strom (€/MWh _{el})	Wärme ^{b)} (Vergütung) (€/MWh)	
Gülle-Vergärung						
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	73	11,1	6,9	198	26	154
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	134	21,2	12,6	130	26	86
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	380	59,1	36,3	79	26	34
Gülle-Co-Vergärung ^{d)}						
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	111	19,7	10,4	166	26	121
- inkl. Erlöse für Co-Substrat				102	26	57
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	213	40,6	20,0	113	26	68
- inkl. Erlöse für Co-Substrat				60	26	15
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	631	124	59,7	75	26	31
- inkl. Erlöse für Co-Substrat				27	26	-18
Bioabfallvergärung						
2.400 m ³ Nassfermentation (BTA: 2-stufig, mesophil)	17.900	2.790	1.760	2.707	-	2.662
- inkl. Abfallerlös ^{e)}				31	-	-14
4.000 m ³ Trockenfermentation (Valorga: 1-stufig, thermophil)	9.880	1.830	960	252	20 ^{g)}	208
- inkl. Abfallerlös ^{f)}				-57	20 ^{g)}	-101

^{a)} Teilweise gerundete Angaben. Detaillierte Angaben finden sich in den Tabellen des Anhangs zu diesem Kapitel.

^{b)} Vergütung bemessen am eingesparten Heizöl für Kleinverbraucher

^{c)} Mehrkosten gegenüber Stromgestehungskosten von 44,5 €/MWh_{el} in einem neu gebauten Steinkohlekraftwerk

^{d)} Unterstellte Erlöse für die Abnahme des Co-Substrats: 30 €/Mg FM Co-Substrat

^{e)} Abfallerlös von 115 €/Mg Bioabfall

^{f)} Abfallerlös von 80 €/Mg Bioabfall

^{g)} Vergütung bei Einspeisung ins Fernwärmenetz

Ein Restschulderlass nach dem aktuellen KfW-Programm (KfW, 2002) von 15.000 € – zahlbar bis zu einer Anlagengröße von 70 kW_{el} – würde beispielsweise bei der mittleren Anlagengröße (vgl. Tab. 4.12) die verbleibenden Stromgestehungskosten zwar von 130 auf 119 €/MWh_{el} senken, zur aktuell gültigen Stromeinspeisungsvergütung bestünde aber immer noch eine Differenz von 18 €/MWh_{el}. Hier deutet sich offensichtlicher Handlungsbedarf an, um gerade den Zubau von kleineren Biogasanlagen in den viehhaltenden Betrieben zu fördern. Je nach Anlagengröße müsste der Restschulderlass allerdings mehr als verdoppelt werden.

Durch die zusätzlich erzielbaren Erlöse über die Abnahme der Co-Substrate können aber auch heute schon kleinere Biogasanlagen – unter den Rahmenbedingungen des EEG und des Marktanreizprogramms – an die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit gelangen, wie die Ergebnisse in Tab. 4.12 belegen.

Als erzielbarer Co-Substrat-Erlös frei landwirtschaftlicher Biogasanlage wurde hierbei von 30 €/Mg FM für aufbereiteten Bioabfall (Küchenabfälle) ausgegangen. Die Abnahmeerlöse können je nach Substrat und den regionalen Gegebenheiten (Verhältnis von Angebot zu Nachfrage) zwischen 25 und 100 €/Mg FM schwanken, wie vorliegende Betriebsergebnisse aus Bayern für 1998-2000 zeigen. Für die Abnahme von Flotaten wurden beispielsweise 15 €/Mg bezahlt, für Speisereste 25-30 €/Mg FM und für Bioabfall 100 €/Mg FM. Eine Auswertung dieser Praxisbetriebe zeigte ferner, dass diese erzielbaren Erlöse die Stromeinspeisungsvergütung und die innerbetriebliche Wärmevergütung teilweise sogar übersteigen. Aktuell ist aber die Tendenz festzustellen, dass die erzielbaren Substraterlöse zurückgehen (aufgrund der zunehmenden Nachfrage) und somit die Erlöse aus der Stromeinspeisung und Wärmevergütung die Erlössituation insgesamt wieder dominieren.

Eine Aufschlüsselung der Stromgestehungskosten (netto) und die relativen Beiträge zu deren Deckung aus den Wärmeerlösen bzw. Erlösen aus der Abnahme des Co-Substrats bzw. des Bioabfalls (s. Bioabfallvergärung) sind in Abb. 4.5 dargestellt. Die Höhe der verbleibenden Stromgestehungskosten – nach Abzug der oben angeführten Erlöse – ist in dieser Abbildung zusätzlich als Absolutwert (€/MWh_{el}) mit angegeben (s.a. Tab. 4.12). Wie aus den Ergebnissen ersichtlich, werden die Stromgestehungskosten durch die Kapitalkosten dominiert, bei den Gülle-Vergärungsanlagen haben sie einen Anteil von rd. 60 %. Bei den Gülle-Co-Vergärungsanlagen liegen sie im Bereich von 50 %.

Die Personalkostenanteile liegen im Bereich von 15-22 %, eine Ausnahme ist hierbei die teure BTA-Bioabfallvergärungsanlage; hier beträgt der Personalkostenanteil nur 8 % an den Gesamtkosten.

Wie aus der Abb. 4.5 ebenfalls ersichtlich ist, tragen die realisierten Wärmeerlöse nur zwischen 5 und 11 % zur Deckung der Gesamtkosten bei, wobei der Anteil von 11 % (Valorga-Bioabfallvergärungsanlage) eher einen günstigen Ausnahmefall darstellt, da hier ein Anschluss an ein Fernwärmenetz besteht und eine vollständige Wärmenutzung unterstellt wurde. Wie bereits erwähnt, sind für die Kostendeckung vor allem die Erlöse aus der Abnahme der Co-Substrate von besonderem Interesse. Sie tragen bei der Gülle-Co-Vergärung – je nach Anlagengröße – mit rd. 40-60 % zur Kostendeckung bei.

Bei den Bioabfallvergärungsanlagen werden die Gesamtkosten zu rd. 100 % bzw. rd. 110 % durch den eingenommenen Abfallerlös abgedeckt. Dieser Betrag wird von der jeweiligen Kommune an den Betreiber der Anlage für die Behandlung und Entsorgung der Bioabfälle bezahlt. Der zusätzlich realisierte Wärmeerlös trägt zu einer weiteren Verbesserung dieser Situation bei.

Wie aus Abb. 4.5 anhand der verbleibenden Stromgestehungskosten ersichtlich ist, stellen sich die größeren Gülle-Co-Vergärungsanlagen, vor allem aber die Bioabfallvergärungsanlagen aufgrund der langfristig gesicherten Abfallerlöse, sehr günstig dar, insbesondere auch mit Blick auf die nach dem EEG gewährte Vergütung für den eingespeisten Strom.

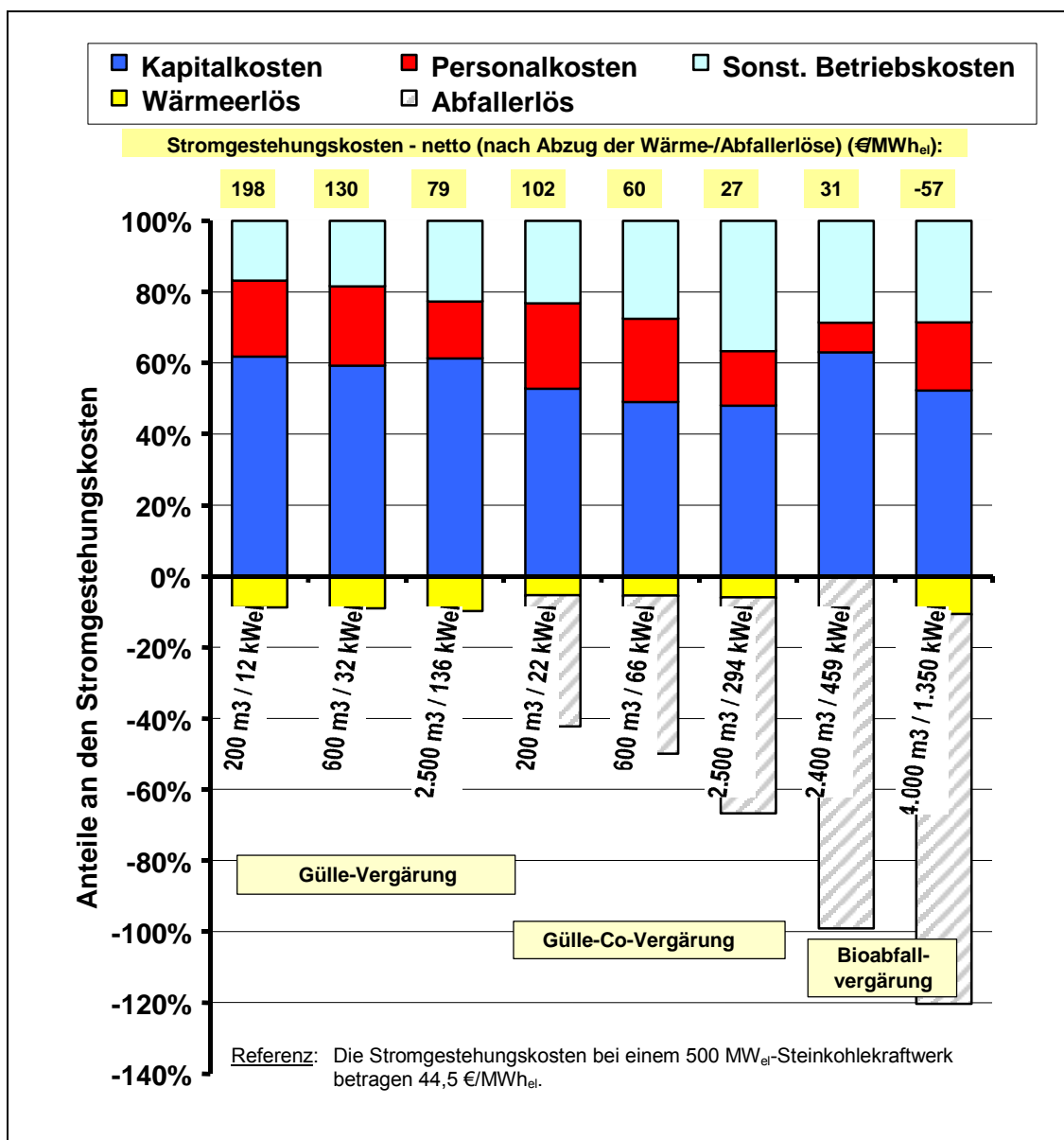


Abb. 4.5: Stromgestehungskosten aus Biogas – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung

Bioabfallvergärung

Verglichen mit den Anlagen zur Gülle-Vergärung bzw. zur Gülle-Co-Vergärung sind die Investitionen für Bioabfallvergärungsanlagen um ein Mehrfaches höher. Maßgeblich hierfür dürfte sein, dass nicht auf bereits vorhandene Infrastruktur (z.B. Wege, Lagerbehältnisse, usw.) zurückgegriffen werden kann, sondern vielmehr eine Anlage neu auf der „grünen Wiese“ errichtet werden muss. Insbesondere sind es aber die spezifischen Anforderungen, z.B. hinsichtlich Annahme und Zwischenlagerung der Bioabfälle, Abwasser- und Abluftbehandlung, Nachbehandlung des Gärsubstrates oder die Räume für die Verwaltung und Belegschaft, die zu solch hohen Investitionen führen. Dass sich dabei die Investitionen bei Anlagen mit nahezu gleicher Kapazität um den Faktor zwei unterscheiden können, ist ein Beleg für diese lokalen Spezifika (vgl. Tab. 4.12).

Da die Kapitalkosten in starkem Maße die Gesamtkosten bestimmen (vgl. Abb. 4.5), führt dies dazu, dass die Stromgestehungskosten bei den dargestellten Bioabfallvergärungsanlagen zunächst in keiner Weise einem Vergleich mit der Gülle-Vergärung bzw. Gülle-Co-Vergärung standhalten. Aufgrund der bereits genannten Spezifika sind diese Anlagen auch nicht zur Stromerzeugung ausgerichtet, vielmehr steht die übergeordnete Funktion der Abfallbehandlung und -entsorgung im Vordergrund. Die dargestellten Bioabfallvergärungsanlagen werden sowohl in kommunaler als auch in privater Regie betrieben und stellen folglich dem Abfallentsorger die gesamten Behandlungskosten in Rechnung.

Für die Übernahme dieser Funktion wird z.B. bei der BTA-Anlage von der örtlichen Kommune – abgesichert durch entsprechend langfristige Verträge – eine Entschädigung („Abfallerlös“) von 115 € pro Mg angelieferten Bioabfalls bezahlt. Bei der Valorga-Anlage erhält der Betreiber 80 €/Mg. Wie die eigenen Analysen zeigen, kann hierdurch nahezu volle Kostendeckung bzw. sogar eine Kostenüberdeckung erreicht werden. Die Ergebnisse aus Tab. 4.12 zeigen, dass nach Berücksichtigung der Abfallerlöse die Stromgestehungskosten bei 31 €/MWh_{el} bzw. bei -57 €/MWh_{el} liegen. Wird für diesen Strom noch eine Vergütung angesetzt, die den Stromgestehungskosten in einem neuen Steinkohlekraftwerk entsprechen (44,5 €/MWh_{el}), dann ist zu hinterfragen, ob und wie weit für diese Anlagen das EEG entsprechend angepasst werden müsste.

Der über die Stromeinspeisung erzielbare Erlös ist bei der BTA-Anlage aufgrund der geringen Netto-Stromproduktion nur von untergeordneter Bedeutung und trägt rd. 4 % zur Kostendeckung bei; bei der Valorga-Anlage sind dies rd. 30 %. Diese Anlage stellt sich hinsichtlich der erzielbaren Kostenüberdeckung deutlich als die günstigste Variante dar.

Als Fazit aus den durchgeführten Analysen deutet sich an, dass vermutlich viele kleinere Biogasanlagen einer kritischen Überprüfung durch eine Vollkostenrechnung nicht standhalten könnten. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn in diesen Anlagen keine Erlöse über den Einsatz von Co-Substraten erwirtschaftet werden können. Im Zusammenhang mit der anstehenden Novellierung des EEG bzw. durch eine entsprechende Differenzierung beim Marktanzreizprogramm könnte diesen unterschiedlichen Wettbewerbsverhältnissen, in Abhängigkeit von der Anlagengröße und den eingesetzten Substraten, besser Rechnung getragen werden.

4.3.4 Beschäftigungseffekte

In Tab. 4.13 ist dargestellt, welche Beschäftigungseffekte – Anzahl der Arbeitskräfte (AK) pro Jahr – mit der Bereitstellung und Nutzung des „Bioenergieträgers“ Biogas verbunden sind. Wie in Kapitel 1.3 (Methodik) erläutert, verbergen sich hierbei unter der Rubrik „direkt“ jene Beschäftigungseffekte, die mit dem Betrieb der Anlagen zusammenhängen.

Dem Beschäftigungseffekt bei der Bioenergie ist in der Spalte „Fossile Referenz“ gegenübergestellt, in welchem Umfang über den substituierten Kohlestrom bzw. über das eingesparte Heizöl Arbeitskräfte freigesetzt werden. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde die verbleibende Mehrbeschäftigung – nach Abzug der substituierten Beschäftigung bei den fossilen Referenzen – zusätzlich auf die aus der Bioenergie (Biogas) produzierte Netto-Strommenge (TWh_{el}) bezogen.

Tab. 4.13: Beschäftigungseffekte bei Biogasanlagen

Biogasanlagen ^{a)} (Fermentergröße in m ³)	Bioenergie		Fossile Referenz	Mehrbeschäftigung Bioenergie abzgl. foss. Referenz	
	gesamt (AK/a)	dv. direkt (AK/a)	gesamt (AK/a)	(AK/a)	(AK/TWh _{el})
Gülle-Vergärung					
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	0,17	0,08	0,03	0,14	2.730
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	0,33	0,17	0,08	0,25	1.680
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	0,78	0,33	0,35	0,43	630
Gülle-Co-Vergärung					
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	0,35	0,21	0,06	0,29	2.640
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	0,75	0,45	0,18	0,57	1.690
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	2,1	1,2	0,8	1,3	870
Bioabfallvergärung					
2.400 m ³ Nassfermentation (BTA: 2-stufig, mesophil)	28	7	0,5	27,5	26.500
4.000 m ³ Trockenfermentation (Valorga: 1-stufig, thermophil)	23	10	3,5	19,5	3.080

^{a)} Teilweise gerundete Angaben. Detailliertere Angaben finden sich in den Tabellen des Anhangs zu diesem Kapitel.

Als Vergleichsgröße zur Einordnung mag hierbei dienen, dass mit dem Referenz-Steinkohlekraftwerk (einschließlich Kohlebereitstellung) ein Beschäftigungseffekt von rd. 500 AK/TWh_{el} verbunden ist.

Bei der erzielten Mehrbeschäftigung sind ähnliche anlagengrößenabhängige Effekte erkennbar wie bei den Mehrkosten (vgl. Tab. 4.12). Mit steigender Anlagengröße nehmen nicht nur die Mehrkosten gegenüber der fossilen Referenz sondern auch die Mehrbeschäftigung ab. Bei der BTA-Bioabfallvergärungsanlage ergibt sich aufgrund der – im Vergleich zur Valorga-Anlage – um rd. den Faktor 6 geringeren Netto-Stromproduktion (vgl. Tab. 4.11) im Umkehrschluss die dargestellte hohe Mehrbeschäftigung pro TWh_{el} (vgl. Tab. 4.13).

Bei den landwirtschaftlichen Biogasanlagen rühren die Beschäftigungseffekte ausschließlich aus dem Bau und Betrieb der Anlage her. Zusätzliche Beschäftigungseffekte können erzielt werden, wenn die Aufarbeitung der als Co-Substrat verwendeten biogenen Abfälle auf dem landwirtschaftlichen Betrieb selbst durchgeführt wird. Die mit der Erstellung dieser Anlagen verbundene Beschäftigung (indirekt) trägt – je nach Anlagengröße – mit rd. 40 bis 60 % zu diesen Beschäftigungseffekten bei.

4.3.5 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Wie bereits näher ausgeführt (vgl. Kap. 1.3) wurde der Beitrag zur CO₂-Minderung daran gemessen, in welchem Umfang elektrischer Strom aus einem Steinkohlekraftwerk und Heizöl (HEL) in einer Heizungsanlage substituiert werden können. Zur besseren Vergleichbarkeit ist in Tab. 4.14 neben der absoluten Höhe der erzielten CO₂-Minderung zusätzlich die spezifische CO₂-Minderung (Mg CO₂-Äq./MWh_{el}) angegeben. Hierbei wurde die Minderung auf die Netto-Produktion an Strom (vgl. Tab. 4.11) bezogen. Verglichen auf dieser Basis, liegt die erzielbare spezifische CO₂-Minderung, je nach Technologie, zwischen rd. 0,8 und 1,5 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}. Bestimmend für diese Spanne ist das Ausmaß, wieweit fossil bereitgestellte Wärme substituiert werden kann. Der Wert von 1,5 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} wird in der Valorga-Bioabfallvergärungsanlage nur deshalb erzielt, weil hier ein Anschluss an ein Fernwärmenetz besteht und davon ausgegangen wird, dass die gesamte Wärmemenge aus dem Biogas-BHKW genutzt werden kann. Die BTA-Bioabfallvergärungsanlage ist mit einem Wert von 0,8 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} das Gegenbeispiel, da hier keine substitutionsrelevante Wärmenutzung realisiert wird bzw. möglich ist.

Tab. 4.14: Kennwerte zu CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Biogasanlagen ^{a)} (Fermentergröße in m ³)	CO ₂ -Minderung (CO ₂ -Äquivalente)		CO ₂ -Minderungs- kosten (€/Mg CO ₂ -Äquivalente)
	Gesamt (Mg/a)	Spezifisch (Mg/MWh _{el})	
Gülle-Vergärung			
200 m ³ (1-stufig, mesophil)	62	1,21	127
600 m ³ (1-stufig, mesophil)	168	1,13	76
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil)	730	1,08	32
Gülle-Co-Vergärung			
200 m ³ (1-stufig, mesophil) - inkl. Erlöse für Co-Substrat	120	1,07	114 54
600 m ³ (1-stufig, mesophil) - inkl. Erlöse für Co-Substrat	350	1,03	66 15
2.500 m ³ (2-stufig, mesophil) - inkl. Erlöse für Co-Substrat	1.550	1,01	31 -18
Bioabfallvergärung			
2.400 m ³ Nassfermentation (BTA: 2-stufig, mesophil) - inkl. Abfallerlös	870	0,84	3.160 -16
4.000 m ³ Trockenfermentation (Valorga: 1-stufig, thermophil) - inkl. Abfallerlös	9.520	1,47	141 -69

^{a)} Teilweise gerundete Angaben. Detailliertere Angaben finden sich in den Tabellen des Anhangs zu diesem Kapitel.

Würde bei den Betrachtungen zur CO₂-Minderung zusätzlich noch berücksichtigt, dass bei der bisherigen Lagerung von Gülle bereits Methan in die Umwelt entweicht, was durch die Biogasgewinnung vermieden oder zumindest vermindert würde, dann müsste der Beitrag zur CO₂-Minderung deutlich höher angesetzt werden, als dies die Tab. 4.14 wiedergibt. Wird beispielsweise von der Annahme ausgegangen, dass 5 % des im Fermenter erzielten Biogasertrages ansonsten emittiert würde, dann könnte dieser Anteil im Sinne einer vermiedenen CH₄-Emission der Biogasnutzung als „Gutschrift“ zugerechnet werden. Aufgrund der um den Faktor 21 höheren Treibhauswirksamkeit (GWP₁₀₀) des CH₄, verglichen mit CO₂, wäre dieser Effekt besonders ausgeprägt. Aus einer vereinfachten Abschätzung hierzu kann folgendes Fazit gezogen werden: Würde von dieser 5 %-Annahme bei der CH₄-Emission ausgegangen, dann könnte durch deren Vermeidung die durch die Substitution fossiler Energieträger realisierte CO₂-Minderung nochmals – je nach Anlagengröße – um rd. 25-30 % erhöht werden. Umgekehrt würden die CO₂-Minderungskosten entsprechend gesenkt.

Stellt man die erzielte CO₂-Minderung den Mehrkosten zur fossilen Referenz gegenüber (vgl. Tab. 4.12), dann kann auf Basis der CO₂-Minderungskosten dargestellt werden, wie teuer die jeweilige Technologie bei der Verfolgung einer CO₂-Minderungsstrategie ist. Mit der reinen Gülle-Vergärung lassen sich CO₂-Minderungskosten zwischen rd. 30 € (Großanlage) und 130 € (Kleinanlage) pro Mg CO₂-Äq. realisieren. Werden zusätzlich Co-Substrate eingesetzt und die hierdurch erzielbaren Erlöse mit einbezogen, reduzieren sich diese Kosten auf rd. -20 € (Großanlage) bzw. rd. 55 € (Kleinanlage) pro Mg CO₂-Äq. Bei den Bioabfallvergärungsanlagen ist diese Situation unter Berücksichtigung der eingenommenen Abfallerlöse noch günstiger.

Abschätzungen im Zusammenhang mit CO₂-Minderungsszenarien zeigen (vgl. BMWi, 2001; Enquete-Kommission, 1990; Fahl et al., 1995), dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar 40 % CO₂-Minderungskosten zwischen 50-100 €/Mg CO₂-Äq. noch zu akzeptieren sind (vgl. Kap. 5.4). Vor diesem Hintergrund stellen sich die CO₂-Minderungskosten bei der Biogasgewinnung (vgl. Tab. 4.14) als sehr günstig dar. Gerade unter dem Blickwinkel der möglicherweise zusätzlich vermiedenen Methan-Emissionen wäre eine weitere Förderung und ein verstärkter Zubau in diesem Anlagenbereich nur zu begrüßen. Diese CO₂-Minderungsmöglichkeiten lassen sich bei einer besseren Wärmenutzung noch deutlich erhöhen. Neben den fehlenden infrastrukturellen sind es hier oft die ökonomischen Rahmenbedingungen (z.B. erzielbare Wärmeerlöse), die einer solchen Entwicklung entgegenstehen.

4.3.6 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit deuten an, dass vermutlich viele der kleinen Biogasanlagen in Deutschland, die nahezu ausschließlich auf Güllebasis betrieben werden, einer kritischen Überprüfung durch eine Vollkostenrechnung nicht standhalten könnten.

Die Co-Vergärung von nichtlandwirtschaftlichen biogenen Rest- und Abfallstoffen bietet hier die Möglichkeit, die Wettbewerbsfähigkeit deutlich zu verbessern. Wie aktuelle negative Beispiele belegen, müsste jedoch der Einsatz der Co-Substrate einer regelmäßigen Überwachung unterzogen werden, um Missbrauch vorzubeugen.

Auf die Analyse des Einsatzes von Brennstoffzellen zur Biogasverwertung wurde verzichtet. Nicht zuletzt wegen der hohen spezifischen Investitionen für die Brennstoffzelle und die hierfür nötige aufwendige Gasreinigung dürfte diese Technologie erst mittelfris-

tig auf großen Biogasanlagen Eingang finden. In ähnlicher Weise dürfte dies auch für die Bereitstellung von ins Erdgasnetz einspeisefähigem Biogas zutreffen. Da in beiden Anwendungsfeldern aktuelle Untersuchungen laufen, ist davon auszugehen, dass hierzu in 1-2 Jahren belastbarere Ergebnisse vorliegen, als derzeit abzuschätzen sind.

Unter dem Blickwinkel der Minderung von treibhausrelevanten Emissionen werden durch die Biogasgewinnung und -nutzung sehr effiziente und kostengünstige Möglichkeiten geboten. Neben der alleinigen Substitution fossiler Energieträger geht mit der Biogasnutzung zusätzlich auch eine Minderung der bisher von der Land- und Abfallwirtschaft verursachten Methanemissionen einher. Unter diesem Blickwinkel betrachtet, scheint eine Förderung dieser Technologien besonders gerechtfertigt.

Eine verbesserte Wärmenutzung – nicht zuletzt aufgrund entsprechender ökonomischer Anreize – könnte auch bei dieser Technologie den Beitrag zur CO₂-Minderung deutlich erhöhen. Insbesondere dürften es aber infrastrukturelle Hemmnisse sein, die einer solchen Entwicklung entgegenstehen und abgebaut werden müssten.

Das technische Potenzial der Biogasnutzung ist derzeit zu rd. 5 % erschlossen. Aufgrund der interessanten Perspektiven – auch hinsichtlich der damit einhergehenden Beschäftigungsmöglichkeiten im ländlichen Raum – sollte die Erschließung dieses Potenzials weiter vorangetrieben werden.

4.4 Bereitstellung und Nutzung von Klärgas

4.4.1 Stand der Nutzung

Klärgas wird auf kommunalen Kläranlagen als eine Art Nebenprodukt des Klärprozesses von Abwässern aus Haushalten und der Industrie gewonnen. Zur Klärgaserzeugung wird auf kommunalen Kläranlagen fast ausschließlich die einstufige, mesophile Klärschlammfäulung (Fermentation) in Faultürmen eingesetzt, die auch anaerobe Stabilisierung genannt wird. Deren primäre Ziele liegen darin:

- den Klärschlamm mikrobiell zu stabilisieren (Abbau, Geruchsminderung),
- den Klärprozess (Belebung, Nitrifikation, Denitrifikation) durch den großen Schlamm-puffer im Faulturm bei Belastungsschwankungen der Kläranlage zu stabilisieren, die z.B. durch chargenweise Einleitung von Industrieabwässern oder starken Niederschlag auftreten können,
- den Klärprozess von der Schlammbehandlung (Entwässerung, u.a.) zu entkoppeln.

Das im Faulturm entstehende Klärgas wurde bisher vor allem zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur des Fermenters, zur Heizung der Betriebsgebäude und zur Energieversorgung ggf. vorhandener Trockner des Klärschlammes verwendet. Vor dem Hintergrund der Klimadiskussion und politischer Rahmenbedingungen rückte in den letzten Jahren das Potenzial des biogenen Energieträgers „Klärgas“ zur Stromerzeugung und damit zur energetischen sowie ökonomischen Optimierung der Kläranlagen zunehmend in den Vordergrund.

Die mesophile Klärschlammfäulung inkl. der nachfolgenden Strom- und Wärmeproduktion ist eine in Deutschland seit Jahrzehnten bewährte Technik. Sie ist im Vergleich zu konkurrierenden Verfahren (getrennt-aerobe, aerob-simultane Stabilisierung, u.a.) durch höhere Investitionen (für Faultürme) bei niedrigeren Betriebskosten charakterisiert und findet deshalb in Deutschland bei nahezu allen Kläranlagen mit einer Ausbaugröße ab 20.000 Einwohnerwerten (EW)⁴ Anwendung. Unterhalb einer Ausbaugröße von 10.000 EW wird sie in der Regel nicht eingesetzt. Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass die Anaerobtechnologie besondere Verbreitung in Deutschland gefunden hat; z.B. in Frankreich spielt sie dagegen kaum eine Rolle. Unter energetischen und ökonomischen Gesichtspunkten weist sie im Vergleich zu den konkurrierenden Verfahren zwei entscheidende Vorteile auf. Die im Klärschlamm enthaltene Biomasse wird frühzeitig aus dem Klärprozess ausgeschleust und steht damit zur Klärgasgewinnung zur Verfügung. Die ausgeschleuste Biomasse muss nicht mit erheblichem Stromeinsatz innerhalb des Klärprozesses aerob zu Kohlendioxid oxidiert (stabilisiert) werden (LfU, 1998; MURL, 1999a,b).

Die Zahl der in Deutschland betriebenen anaeroben Stabilisierungsanlagen auf kommunalen Kläranlagen (größer 5.000 EW) lässt sich auf ca. 1.750 abschätzen (Statistisches Bundesamt, 1998). Jüngere amtliche Daten zur Stabilisierungsart auf Kläranlagen liegen aufgrund einer Änderung des Statistikgesetzes nicht vor. Für 1995 wurde der anaerob

⁴ EW = Einwohnerwert, entspricht der Schmutzwasserfracht je Einwohneräquivalent

behandelte Anteil am Klärschlammaufkommen (insgesamt 2,94 Mio. Mg TM) statistisch nicht erfasst.

Die ATV-Umfrage unter 1.334 Kläranlagenbetreibern im Jahre 1996 (Esch, 1999; Esch und Krüger, 1999; vgl. Abb. 4.6) ergab einen Anteil der anaerob stabilisierten Klärschlamm-trockenmasse von 83 %. Tendenziell weisen die größeren Anlagen eine anaerobe Stabilisierung auf, während auf den kleineren Anlagen eher die aeroben Verfahren Anwendung finden. Es ist deswegen davon auszugehen, dass ca. 80 % des in Deutschland anfallenden Klärschlamm bereits anaerob stabilisiert werden.

Das Energiepotenzial des Klärgases lässt sich, ausgehend von 2,5 Mio. Mg TM Klärschlamm (1998), über die Eigenschaften des Roh- (70 % oTS)⁵ und des Faulschlamm (50 % oTS) bestimmen. Bei einer Quote der anaeroben Stabilisierung von 80 % werden in Deutschland bereits 6,3 TWh/a in Form von Klärgas produziert. Das entspricht 0,16 % des deutschen Primärenergieverbrauchs (PEV). Dieses Energiepotenzial ließe sich bei 100 %iger Anaerobquote auf maximal 7,9 TWh/a Primärenergie bzw. ca. 2,5 TWh_{el} (inkl. Eigenbedarf) steigern (UBA, 2002). Bei vollständiger Verstromung des derzeitigen Gasaufkommens würden 2,1 TWh_{el} Strom (0,4 % des Stromverbrauchs in Deutschland) aus Klärgas produziert.

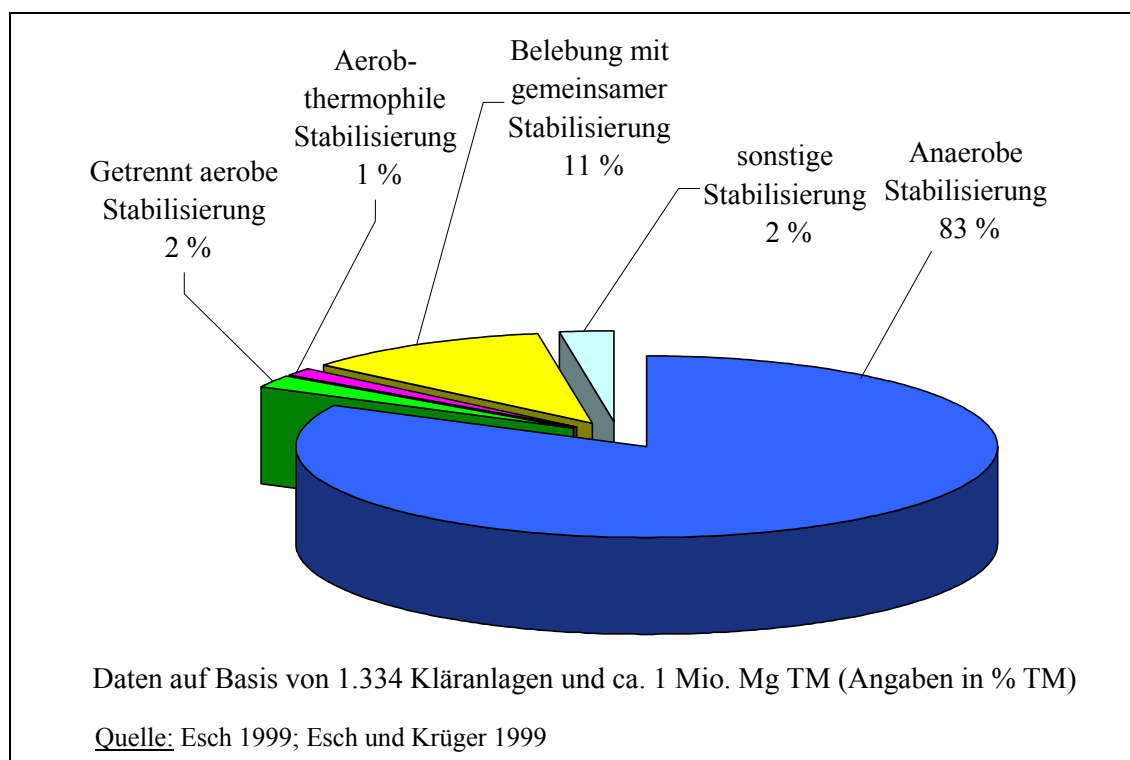


Abb. 4.6: Verteilung der Stabilisierungsverfahren auf kommunalen Kläranlagen

Folgende Betrachtungen verdeutlichen, weshalb zukünftig nur mit einem moderaten Anstieg der Klärgasproduktion zu rechnen ist: Die ökonomisch noch vertretbaren Anschlussgrade an das öffentliche Kanalnetz (Kanalbau) sind erreicht, der erforderliche

⁵ oTS = organische Trockensubstanz; oTM = organische Trockenmasse ist ebenfalls gebräuchlich und wird insbesondere in der Abwassertechnik angewandt.

Neubau von Kläranlagen in den Neuen Bundesländern ist abgeschlossen. Ein Anteil von 20 % nicht anaerob stabilisierten Schlammes stammt vornehmlich von kleinen Kläranlagen oder von Kläranlagen mit Monoverbrennung, auf denen in der Regel nicht anaerob stabilisiert wird. Die Klärschlammmenge ist darüber hinaus zwischen 1995 und 1998 in Deutschland auf rd. 2,5 Mio. Mg TM zurückgegangen (vgl. Kap. 2.2.9). Auf der anderen Seite führt das Bestreben, die Kläranlagen mit weitergehenden Abwasserreinigungstechniken (Denitrifikation, Phosphorelimination) auszustatten, zu einer Reduktion der Kläranlagenanzahl und damit zu einem „Konzentrationsprozess“, der zukünftig zu einer erhöhten Quote des anaerob-stabilisierten Klärschlammes (Statistisches Bundesamt, 2001, 1998; MURL, 2001) und damit zu einer leicht erhöhten Klärgasproduktion führen könnte.

Eine beträchtliche Erhöhung der Klärgasproduktion ließe sich durch die konsequente Co-Vergärung von unbelasteten Abfällen der Lebensmittelindustrie (Trester, Schlempe, Fette, Molke, Fruchtsaft, u.a.) und kommunalen Bioabfällen realisieren. Hierfür wurden in den 90er Jahren die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen gelegt. Gründe für die zunehmende Bedeutung der Co-Vergärung sind der Entsorgungsdruck für biogene Reststoffe und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie (Rosenwinkel et al., 1998), die hohen Kosten für die Entsorgung der getrennt gesammelten kommunalen Bioabfälle in Kompostierungsanlagen und/oder Bioabfallvergärungsanlagen und nicht zuletzt die Ähnlichkeit zwischen Bioabfällen und Klärschlamm hinsichtlich TS- und oTS-Gehalt (Schmelz und Bidlingmaier, 2000). Die Co-Vergärung von Abfällen aus der Lebensmittelindustrie wird schon heute auf einer Vielzahl von Anlagen großtechnisch praktiziert, die Co-Vergärung von Bioabfällen dagegen erst auf einigen wenigen (Baden-Baden, Radeberg) (Dichtl et al., 1997; Rosenwinkel et al., 1998; Schmelz, 2001; Schmelz und Bidlingmaier, 2000). Durch die Co-Vergärung unbelasteter biogener Rest- und Abfallstoffe in kommunalen Faultürmen ließe sich außerdem deren häufig niedrige Auslastung verbessern (vgl. Tab. 4.15).

Tab. 4.15: Faulraumbelastung auf kommunalen Kläranlagen

Kenngrößen	Bemessungsempfehlung	Literaturrecherche ⁴⁾	eigene Daten, 2001 (n = 20 Anlagen)
Raumbelastung (kg oTS/(m ³ *d))	2,0 - 5,0 ¹⁾	1,0 - 2,0	0,3 - 3,5 (1,2 ^{a)})
mittlere Verweilzeit (d)	15 - 20 ¹⁾	28 - 39	9 - 65 (30,1 ^{a)})
Faulraumvolumen je Einwohnerwert (l/EW)	28 - 30 (1996) ²⁾ 35 - 40 (1979) ³⁾	-	25 - 82 (47,6 ^{a)})

^{a)} Es sind jeweils die Medianwerte angegeben.

Quelle: ¹⁾ Böhnke et al., 1993; ²⁾ ATV, 1996; ³⁾ Imhoff, 1979 in Dichtl et al., 1997;

⁴⁾ Schmelz und Bidlingmaier, 2000

Vor dem Hintergrund der langen Nutzungsdauer (30 bis 50 Jahre) von Faultürmen mussten sich Kommunen bei der Dimensionierung der Faultürme auf langfristige Prognosen der Einwohner- und Industrieentwicklung stützen, die in der Regel deutlich über der tatsächlichen Entwicklung lagen. Die spezifische Kostendegression mit zunehmendem Faulraumvolumen und der Know-how-Zuwachs in der Anaerobtechnik sind weitere Gründe für die aktuelle schlechte Auslastung zahlreicher Faultürme auf kommunalen Kläranlagen.

Voraussetzung für eine Behandlung von Bioabfällen auf kommunalen Kläranlagen ist eine zusätzliche Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz und Kreislaufwirt-

schaftsgesetz, da Kläranlagen zum Zwecke der Reinigung von Abwässern nach Abwasserrecht genehmigt sind und nicht als Anlagen zur Behandlung oder Beseitigung von Bioabfällen.

4.4.2 Ausgewählte Verfahren

Die anaerobe, mesophile, einstufige Stabilisierung ist in Deutschland das bedeutendste Stabilisierungsverfahren auf Kläranlagen. Dessen Nebenprodukt „Klärgas“ steht zur Strom- und Wärmeproduktion in KWK-Anlagen zur Verfügung. Bei der Klärschlammfermentation auf Kläranlagen wurden vier unterschiedliche Ausbaugrößen (10.000 EW, 70.000 EW, 200.000 EW, 1 Mio. EW) analysiert. Die Daten zur Technik und dem Betrieb dieser Anlagen stammen aus Praxisanlagen. Die Investitionen für die Faultürme wurden nach ATV (1996, S. 185ff.), die für die BHKW nach der Datensammlung von ASUE (2001) und Firmeninformationen berechnet, sowie die Investitionen für die technische Peripherie der Gasspeicherung und -behandlung nach Betreiberinformationen. Die Ergebnisse der Kläranlagen werden mit der großtechnischen Co-Vergärung von Bioabfall auf der Kläranlage Baden-Baden verglichen (vgl. Tab. 4.16).

Tab. 4.16: Technische Kenngrößen der Anlagen zur Klärgasgewinnung

Anaerobe Klärschlammstabilisierung	Fermenter (m ³)	BHKW (kW _{el})	Jahresdurchsatz (Mg/a)			Netto-Produktion (MWh/a)		
			FM	TS	oTS	Strom	Wärme	
							insgesamt	vergütet
10.000 EW (1-stufig, mesophil)	1.200	24	8.021	281	197	78	0	0
70.000 EW (1-stufig, mesophil)	3.000	115	33.000	1.320	924	639	434	44
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	7.200	830	108.732	4.241	2.960	2.711	2.978	700
1 Mio. EW (1-stufig, mesophil)	43.200	2.000	450.000	18.000	12.600	14.225	15.587	704
Co-Vergärung von Bioabfall und Klärschlamm nach Verfahren BTA-MAT (Baden-Baden)								
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	6.000	441	94.160	2.961	2.105	2.049	272	250
bei einem max. möglichen Bioabfalldurchsatz	6.000	441	94.160	4.475	3.001	4.098	3.675	250

Vergärung von Klärschlamm

Die im Rohschlamm enthaltene Biomasse wird in den Faultürmen unter anaeroben Bedingungen von mehreren Bakteriangattungen, die teilweise in enger Symbiose miteinander leben, in einem mehrstufigen Prozess (Hydrolyse, Versauerung, Acetogenese, Methanbildung) zu Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) abgebaut.

Der Faulturm muss während des Prozesses regelmäßig durchmischt und bei konstanten Temperaturen im Bereich von 36 bis 39 °C (mesophiler Prozess) gehalten werden, wofür erhebliche Wärmemengen erforderlich sind. Auf den meisten Kläranlagen mit anaerober Stabilisierung sind deswegen Energiekonzepte realisiert, bei denen das im Faulturm produzierte Klärgas in Blockheizkraftwerken (BHKW) mit elektrischen Wirkungsgraden von 28-36 % und Wärmewirkungsgraden von ca. 50 % zu Strom und Wärme gewandelt wird. Eine schematische Darstellung der Einbettung der Klärgasnutzung durch BHKW in das Energiekonzept auf Kläranlagen gibt Abb. 4.7.

Gasturbinen oder Brennstoffzellen werden derzeit aus ökonomischen Gründen nicht zur kombinierten Produktion von Strom und Wärme eingesetzt. Die vom BHKW bereitgestellte Wärme dient dem Beheizen der Faultürme, der Warmwasserversorgung und der Beheizung der Betriebsgebäude im Winter. Es gelingt jedoch erst bei mittelgroßen Kläranlagen (ab ca. 50.000 EW), die erforderliche Wärme vollständig durch Klärgasnutzung ganzjährig bereitzustellen (vgl. Abb. 4.8). Deswegen müssen in der Regel öl- oder gasbetriebene Ersatzkessel vorgesehen werden, um bei Wärmespitzenbedarf oder bei Ausfall des BHKW die Wärmebereitstellung zu gewährleisten. Bei größeren Anlagen können mit der überschüssigen Wärme zusätzlich Trockner (vgl. Kap. 3) oder externe Wärmeverbraucher (z.B. Treibhäuser, Wohngebiete) versorgt werden.

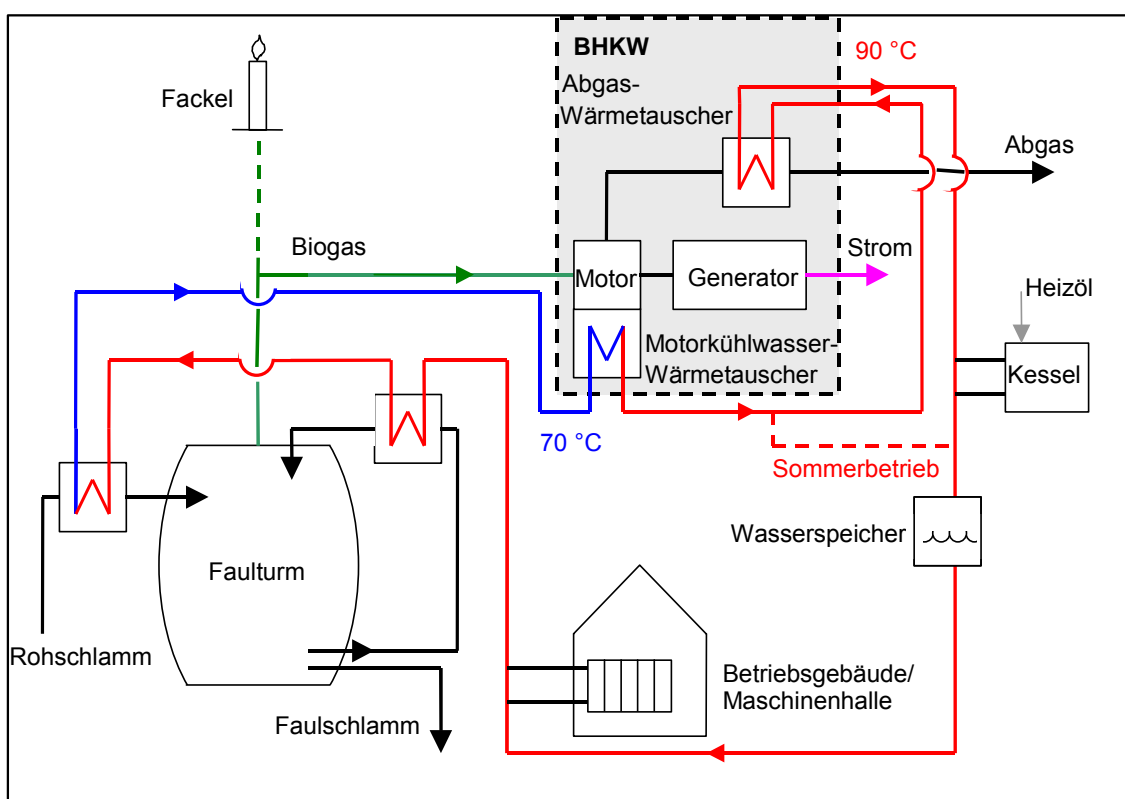


Abb. 4.7: Schema zum Energiekonzept auf Kläranlagen

Die aus dem Klärgas gewonnene Strommenge dient in der Regel zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Gesamtkläranlage. Bei den betrachteten Kläranlagen werden hierbei Stromdeckungsgrade zwischen 30 % (10.000 EW) und 90 % (1 Mio. EW) erreicht. Jedoch zeigen eigene Umfrageergebnisse unter ca. 60 Kläranlagen keinen Zusammenhang zwischen Anlagengröße und Stromdeckungsgrad. Dieser hängt vielmehr vom Klärprozess, der Prozessführung, dem Energiemanagement und vor allem von der Faulraumbelastung auf der jeweiligen Anlage ab. Anlagen mit hoher Faulraumbelastung erreichen einen Stromdeckungsgrad von bis zu 160 % und speisen nur den Überschussstrom, vergütet nach EEG (2000), ins Netz ein.

Zur Analyse der Klärgasgewinnung und -nutzung nach den Aspekten Wirtschaftlichkeit, Beschäftigungseffekte und CO₂-Emissionen wurde ein methodischer Bilanzraum um die Faultürme inkl. Betriebstechnik (Zu- und Abförderung, Umwälzen, Rühren, Gaseinpressen, Mess- und Regeltechnik), Gasspeicherung und -verwertung (BHKW) gezogen (vgl. Abb. 4.7 und Abb. 4.8).

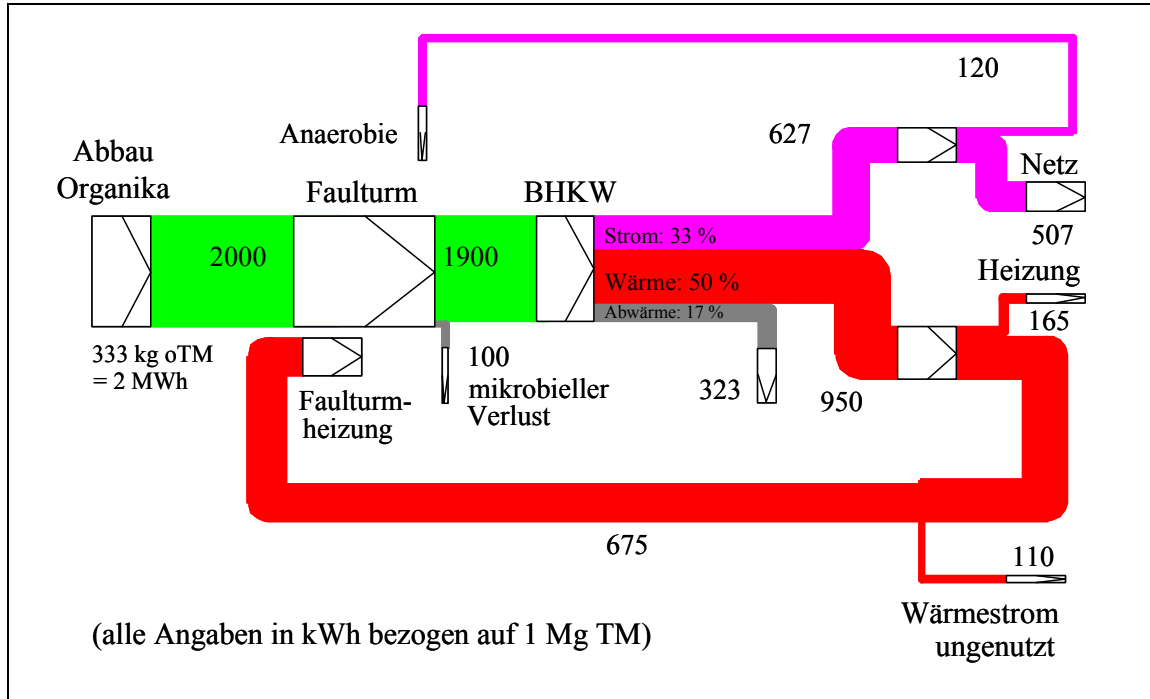


Abb. 4.8: Strom- und Wärmebilanz für eine anaerobe Stabilisierung auf Kläranlagen (200.000 EW)

Co-Vergärung von Bioabfällen und Klärschlamm

Kommunale Bioabfälle müssen vor der Vergärung im Faulturm aufbereitet werden. Hierzu gehören u.a. das Ausschleusen von Verunreinigungen und Inertstoffen und das Auflösen des Substrats. Auf der Kläranlage Baden-Baden wird die in den Bioabfällen (inkl. Küchenabfälle) enthaltene organische Masse nur zu ca. 22 % (Zentrat) dem Faulraum zugeführt (vgl. Abb. 4.9).

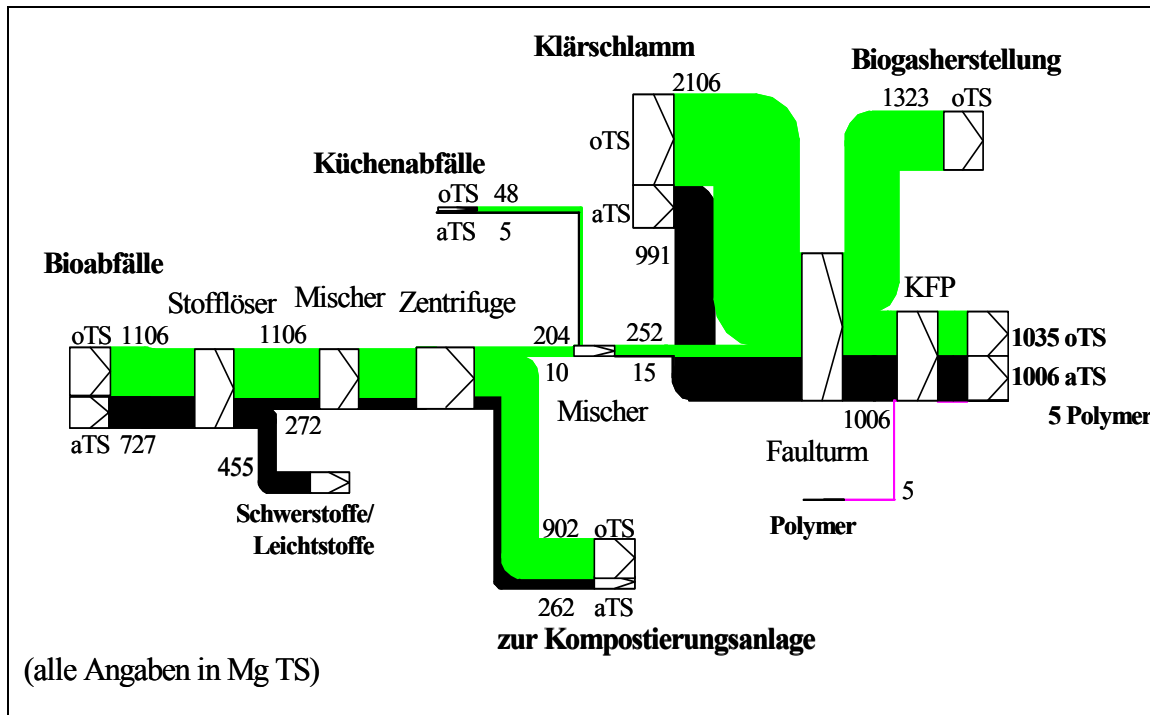


Abb. 4.9: Aufbereitung und Co-Vergärung von Bioabfällen auf der Kläranlage Baden-Baden

Das entwässerte Substrat wird direkt kompostiert, da das Klärschlamm-Bioabfall-Gemisch nach der Co-Vergärung zu deutlich höheren Preisen entsorgt werden müsste. Wie die durchgeführte Stoffstromanalyse zeigt, wird die Biomasse im Zentrat bei dem realisierten Konzept fast vollständig zu Klärgas (Biogas) abgebaut.

Nach den ermittelten Kennwerten (Raumbelastung, Verweilzeit) von Schmelz und Bidlingmaier (2000) (vgl. Tab. 4.15) könnte die gesamte Biomasse in den Faultürmen vergoren und folglich die Gasausbeute (vgl. Tab. 4.16) und Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Unberücksichtigt blieben bei diesen Betrachtungen eventuelle negative Auswirkungen, beispielsweise auf die Prozessstabilität der Faulung und der Kläranlage oder auf die Lebensdauer der Betriebstechnik aufgrund eines erhöhten Verschleißes.

4.4.3 Wirtschaftlichkeit

Trotz des gezogenen engen methodischen Bilanzraums um die Faulturmanlagen und Gasnutzung (BHKW) auf Kläranlagen liegen bei allen Anlagen die Stromgestehungskosten über den im EEG festgelegten Vergütungssätzen für Klärgas (76,7 €/MWh_{el} bis 500 kW_{el} bzw. 66,5 €/MWh_{el} ab 500 kW_{el}), wie Tab. 4.17 zeigt. Wesentlicher Grund hierfür sind die hohen Investitionen für die Faultürme. Ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten für die Faultürme (7 % Zins, Abschreibungszeiträume von 15 bzw. 50 a) lässt sich bei den größeren Anlagen Strom zu Gestehungskosten unter den EEG-Sätzen erzeugen. Die Zurechnung dieser Kapitalkosten zum Klärprozess und nicht zur Vergärungsanlage lässt sich dadurch rechtfertigen, dass die Stabilisierung des Klärschlammes ein elementarer Prozessschritt zur Behandlung des Klärschlammes ist, der sonst durch andere Verfahren gewährleistet werden müsste.

Tab. 4.17: Kennwerte zur Ökonomie der Klärgasgewinnung

Anaerobe Klärschlammstabilisierung	Investition ^{a)} (1.000 €)	Gesamtkosten		Gestehungskosten		Mehrkosten zur fossilen Referenz (€/MWh _{el})
		(1.000 €/a)	dv. Kapitalkosten (1.000 €/a)	Strom (€/MWh _{el})	Wärme (Vergütung) (€/MWh)	
10.000 EW (1-stufig, mesophil)	817	92	70	1.177		1.132
ohne Investition f. d. Faulturm ^{b)}	252	42	20	539		494
70.000 EW (1-stufig, mesophil)	1.897	214	165	334	21	289
ohne Investition f. d. Faulturm ^{b)}	439	86	37	134	21	89
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	4.251	510	383	183	21	138
ohne Investition f. d. Faulturm ^{b)}	1.120	235	108	81	21	36
1 Mio. EW (1-stufig, mesophil)	14.948	1.786	1.330	125	21	80
ohne Investition f. d. Faulturm ^{b)}	1.624	616	160	42	21	-3
Co-Vergärung von Bioabfall und Klärschlamm nach Verfahren BTA-MAT (Baden-Baden)						
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	4.329	567	406	228	21	183
ohne Investition f. d. Faulturm ^{b)}	924	243	87	99	21	54
bei einem max. möglichen Bioabfalldurchsatz ^{c)}	924	243	87	49	21	4

^{a)} Die Investition beinhaltet den Bauanteil für den Faulturm, die Betriebstechnik für den Faulturm inkl. Gasspeicherung und das BHKW. Nähere Ausführungen finden sich in den Tabellen des Anhangs zu Kap. 4.4.

^{b)} ohne bauliche Anlage Faulturm und ohne Anlagentechnik am Faulturm

^{c)} Für den Bioabfall ist kein Erlös angesetzt.

Obwohl die Kläranlage Baden-Baden bei den spezifischen Biogaserträgen (kWh/Mg oTS) unter allen betrachteten Kläranlagen den Spitzenwert liefert, werden aufgrund der niedrigen Faulraumbelastung, im Vergleich zur gleichgroßen Klärschlammfaulungsanlage, die Mehrkosten für die Aufbereitung des Bioabfalls nicht kompensiert. Dies führt zu höheren Stromgestehungskosten (mit und ohne Faulturminvestition). Im Vergleich zu den reinen Bioabfallvergärungsanlagen (vgl. Kap. 4.3) zeigen sich jedoch deutlich günstigere Werte, sofern bei den Bioabfallvergärungsanlagen die eingenommenen Abfallerlöse noch nicht berücksichtigt sind. Würde dem Faulraum allerdings die in den angelieferten Bioabfällen zur Verfügung stehende Biomasse (oTS) vollständig zugeführt, was nach den Kennwerten von Schmelz und Bidlingmaier (2000) möglich wäre, dann ließe sich die Netto-Stromproduktion nahezu verdoppeln und damit die Stromgestehungskosten halbieren. Gleiches gilt für die anderen Kläranlagen, deren Faulraumbelastung (vgl. Tab. A 4.6 im Anhang) durch die Co-Vergärung der anfallenden Bioabfälle pro Einwohner verdoppelt werden könnte, ohne dass die Bemessungsempfehlung für die Faulraumbelastung von 2-5 kg oTS/(m³*d) überschritten würde (vgl. Tab. 4.15).

4.4.4 Beschäftigungseffekte

Die mit der Klärgasgewinnung und -nutzung verbundenen Beschäftigungseffekte liegen, bezogen auf die Stromproduktion, deutlich über den Werten der fossilen Referenz. Dieser Beschäftigungseffekt nimmt erwartungsgemäß mit zunehmender Anlagengröße ab (vgl. Tab. 4.18). Die Co-Vergärung zeigt aufgrund des höheren personellen Aufwands bei der Bioabfallaufbereitung und der höheren Investitionen größere Beschäftigungseffekte als die alleinige Klärschlammfaulung bei gleicher Anlagengröße.

Tab. 4.18: Beschäftigungseffekte bei der Klärgasgewinnung

Anaerobe Klärschlammstabilisierung	Bioenergie		Fossile Referenz	Mehrbeschäftigung Bioenergie abzgl. fossile Referenz	
	gesamt ^{a)}	dv. direkt	gesamt		
	(AK/a)	(AK/a)	(AK/a)	(AK/a)	(AK/TWh _{el})
10.000 EW (1-stufig, mesophil)	0,85	0,2	0,04	0,81	10.400
70.000 EW (1-stufig, mesophil)	1,9	0,4	0,3	1,6	2.500
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	4,8	1,3	1,5	3,3	1.220
1 Mio. EW (1-stufig, mesophil)	17,3	5,0	8,1	9,2	650
Co-Vergärung von Bioabfall und Klärschlamm nach Verfahren BTA-MAT (Baden-Baden)					
200.000 EW (1-stufig, mesophil)	5,8	2,0	1,0	4,7	2.300
bei max. mögl. Bioabfalldurchsatz	5,8	2,0	2,1	3,7	890

^{a)} einschließlich der investitionsbedingten Beschäftigungseffekte für den Faulturm

4.4.5 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Zur Berechnung der CO₂-Minderung wurde die produzierte Netto-Strommenge mit den korrespondierenden Emissionen eines Steinkohlekraftwerks (0,96 Mg CO₂-Äquivalent pro MWh_{el}) und die nicht für den Anaerobprozess eingesetzte Wärmemenge mit der Wärmebereitstellung durch eine Heizölföuerung (0,35 Mg CO₂-Äq./MWh_w) verrechnet (vgl. Kap. 4.2, Referenztechnologien).

Tab. 4.19: Kennwerte zu CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Anaerobe Klärschlammstabilisierung	CO ₂ -Minderung ^{a)} (CO ₂ -Äquivalente)		CO ₂ -Minderungskosten ^{a)} (€/Mg CO ₂ -Äq.)
	gesamt (Mg/a)	spezifisch (Mg/MWh _{el})	
10.000 EW (1-stufig, mesophil) ohne Investition für den Faulturm ^{b)}	46	0,60	1.901 831
70.000 EW (1-stufig, mesophil) ohne Investition für den Faulturm ^{b)}	461	0,72	401 123
200.000 EW (1-stufig, mesophil) ohne Investition für den Faulturm ^{b)}	2.184	0,81	172 46
1.000.000 EW (1-stufig, mesophil) ohne Investition für den Faulturm ^{b)}	10.499	0,74	109 -3
Co-Vergärung von Bioabfall und Klärschlamm nach Verfahren BTA-MAT (Baden-Baden)			
200.000 EW (1-stufig, mesophil) ohne Investition für den Faulturm ^{b)}	2.060	1,00	175 46
bei max. mögl. Bioabfalldurchsatz	4.030	0,98	-3

^{a)} im Vergleich zu Strom aus einem Steinkohlekraftwerk und Wärme aus einer Heizölföuerung

^{b)} Nur die Kapitalkosten des Faulturms werden nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse liegen bei den betrachteten Anlagen zur Klärgasgewinnung (vgl. Tab. 4.19) zwischen 0,60 und 0,81 Mg/MWh_{el}, in Abhängigkeit des Wärmedeckungs- und -nutzungsgrades. Dieser Wert ließe sich bei vollständiger Nutzung der Überschusswärme auf max. 1,0 Mg/MWh_{el} steigern.

Bei hoher Faulraumbelastung, daraus folgender hoher Klärgasproduktion und bei Nichtberücksichtigung der Kapitalkosten der Faultürme ergeben sich für die CO₂-Minderung im Vergleich zur fossilen Referenz keine zusätzliche Kosten.

4.4.6 Zusammenfassung

Die Vergärung (anaerobe Stabilisierung) von Klärschlamm auf kommunalen Kläranlagen ist eine bewährte und weit verbreitete Technik. Das dabei entstehende Klärgas spielt bei der Wärme- und Stromversorgung der Kläranlagen bereits seit Jahrzehnten eine bedeutende Rolle. Ca. 80 % des beseitigten deutschen Klärschlammes (1998: 2,5 Mio. Mg TM) werden anaerob stabilisiert. Bei vollständiger Verstromung des dabei entstehenden Klärgases, abzgl. eines 10 %igen Eigenbedarfs für den Anaerobprozess, werden bereits heute ca. 2,0 TWh Strom (0,4 % des Stromverbrauchs in Deutschland)

aus Klärgas produziert. Deutliche Steigerungen der Stromproduktion aus Klärgas lassen sich nur durch die Co-Vergärung von unbelasteten biogenen Abfällen (Reststoffe der Lebensmittelindustrie, aufbereitete kommunale Abfälle) realisieren.

Nachfolgend sind einige wesentliche Argumente für die Co-Vergärung von biogenen Reststoffen und Abfällen auf Kläranlagen zusammengefasst – sofern strenge Anforderungen an die Schadstoffbelastung der Co-Fermentate eingehalten werden:

- Die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen für die Co-Vergärung wurden in den 90er Jahren gelegt, und die Verfahren sind großtechnisch erfolgreich erprobt.
- Die kommunalen Kläranlagen zeigen erhebliche freie Faulraumkapazitäten, die vor dem Hintergrund der hohen Kapitalkosten besser ausgelastet werden sollten, insbesondere wenn sich dadurch für die Kommunen der zusätzliche Betrieb von reinen Bioabfallvergärungsanlagen vermeiden lässt.
- Die Co-Vergärung zeigt im Vergleich zur reinen Klärschlamm- und Bioabfallvergärung deutlich günstigere Werte, hinsichtlich der energetischen und ökonomischen Kenngrößen.

Mögliche negative Effekte, u.a. auf die Prozessstabilität der Faulung und der Kläranlage sowie auf die Lebensdauer der Betriebstechnik aufgrund eines erhöhten Verschleißes, sind unberücksichtigt geblieben. Ebenso müssten die möglicherweise erhöhten Entsorgungskosten für ein Klärschlamm-Bioabfall-Gemisch bei der Kostenanalyse berücksichtigt werden.

Bei der reinen Klärschlammvergärung wirkt sich eine hohe Faulraumbelastung positiv auf die energetischen und ökonomischen Kennwerte aus. Dies zeigt sich insbesondere bei einzelnen neuen Kläranlagen in den Neuen Bundesländern, die erhebliche Überschussstrommengen ins Netz einspeisen können.

Bei Anlagen ab 70.000 EW (ohne und mit Co-Vergärung) ist es zur Optimierung der CO₂-Minderung ratsam, neben den Wärmeverbrauchern auf der Anlage (Betriebsgebäude) zusätzliche externe Wärmeabnehmer (z.B. Nahwärmenetz, Treibhäuser oder Trocknungsanlage) in das Wärmenetz zu integrieren, um die erhebliche Überschusswärme nutzen zu können. Dies wird um so dringlicher, je höher die Faulraumbelastung eingestellt wird und in Folge davon die Klärgaserzeugung ansteigt.

4.5 Verbrennung

4.5.1 Stand der Nutzung

Die ausgewählten Verfahren zur Verbrennung von biogenen, insbesondere holzartigen Rest- und Abfallstoffen zur Wärmeerzeugung sind technisch weitgehend ausgereift und erprobt. Sie sind charakterisiert durch eine hohe Heterogenität im Hinblick auf Brennstoffe und Verfahren, sind am Markt bereits verfügbar und kommen entsprechend häufig zum Einsatz. Jedoch liegen keine statistisch abgesicherten Daten über die Anzahl der in Deutschland betriebenen Feuerungsanlagen vor, so dass der Anlagenbestand nur abgeschätzt werden kann.

So wird der Anlagenbestand an Holzgefeuerten Kleinstfeuerungsanlagen unter 15 kW thermischer Leistung in Deutschland auf rund 7 Millionen Stück geschätzt (FNR, 2000). Unter diese Kleinstfeuerungsanlagen fallen zu je etwa einem Drittel Heizkamine/offene Kamine, Kaminöfen und Kachelöfen. Der Absatz dieser Holzgefeuerten Kleinstfeuerungsanlagen lag im Jahr 2000 bei etwa 274.000 Einheiten (Staiß, 2001). Im Bereich der Kleinstanlagen, die thermische Leistungen zwischen 15 kW und 1 MW bei Holzartigen bzw. 15 kW und 100 kW bei halmartigen Bioenergieträgern aufweisen⁶, dürfte der Anlagenbestand zwischen zwei- und vierhunderttausend Anlagen liegen (FNR, 2000). In diesem Leistungsbereich sind Kleinstfeuerungen und kleinere Biomasseheizwerke mit Nahwärmenetzen typische Vertreter. Bei den Großanlagen, die durch thermische Leistungen über 1 MW bei Holzbrennstoffen bzw. über 100 kW bei Halmgütern charakterisiert sind, kann der Anlagenbestand auf 900 bis 1.200 Anlagen abgeschätzt werden. Typische Vertreter in dieser Leistungsklasse sind Biomasseheizkraftwerke mit Rost- oder Wirbelschichtfeuerungen und Biomassekraftwerke zur alleinigen Stromerzeugung.

Ein Teil dieser Anlagen wird neben der Wärmeerzeugung auch zur Stromerzeugung eingesetzt. Im Gegensatz zur Wärmerzeugung sind die meisten technischen Konzepte zur Stromerzeugung mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung aus fester Biomasse derzeit jedoch noch nicht marktreif verfügbar. Als ausgereifte Technologie kann in diesem Bereich nur der Dampfkraftprozess bezeichnet werden, in dem aus der Feuerungswärme Hochdruckdampf erzeugt wird, der dann in einer Turbine entspannt wird. Sowohl Biomassegefeuerte Stirlingmotor-Anlagen, die bis in den Bereich einer elektrischen Leistung von 300-400 kW_{el} eingesetzt werden können, als auch der ORC-Prozess⁷ für einen elektrischen Leistungsbereich von 300 kW_{el} bis 2 MW_{el} befinden sich derzeit noch im fortgeschrittenen Entwicklungs-, bzw. Demonstrationsstadium. Bei diesen Prozessen besteht sicherlich noch das Potenzial zu einer weiteren Verbesserung der energetischen Wirkungsgrade.

Die Verbrennung von fester Biomasse findet im Wesentlichen ihren Platz in der Wärmeversorgung. Da statistisch abgesicherte Daten für die Wärmeerzeugung aus Biomasse in Deutschland weitgehend fehlen, muss man sich in diesem Bereich auf grobe Ab-

⁶ Diese Einteilung der Kleinstanlagen orientiert sich am BImSchG.

⁷ Der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) basiert auf dem Rankine-Prozess; dabei wird ein Arbeitsmedium organischen Ursprungs (z.B. Toluol) eingesetzt.

schätzungen stützen. So wurde im Jahr 2000 mit rund 41,6 TWh Wärme der überwiegende Anteil an den mit erneuerbaren Energien insgesamt erzeugten rund 44 TWh Wärme durch biogene Festbrennstoffe gedeckt (Staiß, 2001). Die erneuerbaren Energien tragen mit einem Anteil von etwa 3,3 % an der Brennstoffversorgung zur Deckung des Wärmebedarfs in Deutschland bei.

Im Bereich der Stromerzeugung aus fester Biomasse zeigt sich bisher nur eine langsame Zunahme der Erzeugungskapazitäten. Die erfasste, in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aus Biomasse – hierunter fallen sowohl die gasförmigen und festen als auch die flüssigen biogenen Brennstoffe – deckte im Jahr 2000 mit 1,6 TWh_{el} rund 0,3 % des gesamten Stromverbrauchs ab (Staiß, 2001). Im Jahr zuvor wurden mit rund 1,2 TWh_{el} nur etwa 0,2 % des gesamten Strombedarfs abgedeckt. Der eingespeiste Strom aus Festbrennstoffen kletterte von 210 GWh_{el} im Jahre 1998 auf rund 246 GWh_{el} im Jahre 1999 (Wagner, 2000) und erreichte somit einen Anteil von ca. 21 % an der Stromerzeugung aus Biomasse. Die Anzahl der betriebenen Anlagen nahm im gleichen Zeitraum von 71 auf 63 ab, die installierte Leistung jedoch von 101,1 MW_{el} auf 107,5 MW_{el} zu. Die Angaben zum aktuellen Stand der installierten Gesamtleistung von mit fester Biomasse befeuerten Stromerzeugungsanlagen variieren in einem Bereich von 150 MW_{el} bis 240 MW_{el}.

Im Bereich der industriellen und kommunalen Müllverbrennungsanlagen, die ebenfalls zumindest teilweise mit biogenen Rest- und Abfallstoffen betrieben werden, wurden 1999 aus rund 37 statistisch erfassten Müllverbrennungsanlagen etwa 2,65 TWh an elektrischer Energie in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Genaue Angaben zum Anteil der Energieträger regenerativen Ursprungs liegen hierbei nicht vor. Erste grobe Abschätzungen weisen für das Jahr 1999 eine Strommenge von rund 62 GWh für die in konventionellen Kohlekraftwerken als Brennstoffzusatz oder in speziellen Anlagen verstromten Klärschlammengen aus (Kaltschmitt und Hartmann, 2001).

4.5.2 Ausgewählte Verfahren

Die für beispielhafte quantitative Analysen ausgewählten Verfahren zur Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen sind in Tab. 4.20 zusammengestellt. Grundsätzlich lassen sich die betrachteten Verfahren gemäß den folgenden Hauptkriterien einordnen, wobei die Zuordnung sicherlich nicht eindeutig erfolgen kann:

- Leistungsgröße der Anlage
- Struktur der Wärmeabnehmer
- Eingesetzte Brennstoffe (Biomasse, evtl. in Kombination mit fossilen Brennstoffen)
- Art der erzeugten Endenergieträger (insbesondere Wärme und Strom)

Tab. 4.20: Verfahren der energetischen Nutzung: Verbrennung

Technologien	Größenklasse		Rest- und Abfallstoff, TS-Gehalt (% FM) / Transportart, Transportentfernung	Endenergie
	Leistung (MW _{in} / MW _e)	Volllast (h/a) Wärme / Strom		
Verbrennung				
Kachelofen	0,008 (Nennwärmeleistung)	900 / -	Scheitholz, 83 % / Schlepper, 10 km	Wärme
Kleinfeuerung (Rostfeuerung, automatisch beschickt)	0,03 (Nennwärmeleistung)	1.600 / -	Industrierestholz (Holzpellets), 92 % / Lkw, 30 km	Wärme
Heizwerk (Rostfeuerung)	0,5 (Nennwärmeleistung)	2.200 / -	Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Schlepper, 10 km	Wärme
Heizkraftwerk^{a)}				
- Rostfeuerung	10 / 1,5	6.000 / 6.000	Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 30 km Stroh (Quaderballen), 86 % / Schlepper, 30 km Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 30 km	Wärme, Strom
- stationäre Wirbelschicht				
Heizkraftwerk				
- Rostfeuerung	30 / 5,7	4.000 / 7.000	Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km Stroh (Quaderballen), 86 % / Lkw, 100 km Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km	Wärme, Strom
- stationäre Wirbelschicht				
Heizkraftwerk				
- Rostfeuerung	67 / 13,4	4.000 / 7.000	Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km Stroh (Quaderballen), 86 % / Lkw, 100 km Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km	Wärme, Strom
- zirkulierende Wirbelschicht				
Kraftwerk				
- Rostfeuerung	67 / 20	- / 7.000	Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km Stroh (Quaderballen), 86 % / Lkw, 100 km Hackschnitzel ^{b)} , 50 % / Lkw, 100 km	Strom
- zirkulierende Wirbelschicht				
Co-Verbrennung				
- Kohlekraftwerk (Staubfeuerung)	1.200 / 500 (Co-Verbr.: 3-10 % Zufuehrung)	- / 5.000	entwässertes Faulschlamm (Gärrückstand), 25 % / Lkw, 100 km gemahlene Holz, 50 % / Lkw, 100 km gehäckseltes Stroh, 86 % / Lkw, 100 km	Strom
- MVA ^{c)} (Rostfeuerung)	80 / 8 (Co-Verbr.: 10 % Zufuehrung)	- / 7.000	Altholz, Heckenschnitt, entwässertes / getrocknetes Faulschlamm (Gärrückstand),	Strom

^{a)} Die „Zigarrenbrenner“-Technologie wird beim Brennstoff Stroh ebenfalls eingesetzt. Sie stellt sich jedoch aufgrund der geringen Einsparungen bei der Brennstoffaufgabe gegenüber einer Rostfeuerung nur unwesentlich günstiger dar.

^{b)} Hackschnitzel aus Wald-, Industrierestholz und Heckenschnitt

^{c)} Die Betrachtung der MVA erfolgt qualitativ.

In Abb. 4.10 werden die in dieser Studie ausgewählten Verfahren gemäß den genannten Hauptkriterien eingeordnet.

Im Bereich der Kleinstfeuerungsanlagen ist der Kachelofen mit einer Nennwärmeleistung von 8 kW ein typischer Vertreter. Als Brennstoff wird nahezu ausschließlich Waldrestholz in Form von Scheitholz eingesetzt. Der Kachelofen wird manuell beschickt und gilt als Einzelfeuerstätte, da er seine Wärme bauartbedingt nur an den umgebenden Raum abgibt (vgl. Kaltschmitt und Hartmann, 2001). Aus diesem Grund wird ein Kachelofen meist nur gelegentlich als Zusatzheizung betrieben. Im Vergleich zu den anderen Kleinstfeuerungsstechnologien besitzt er eine große Speichermasse, so dass die Wärmeabgabe entsprechend strahlungsbetont erfolgt.

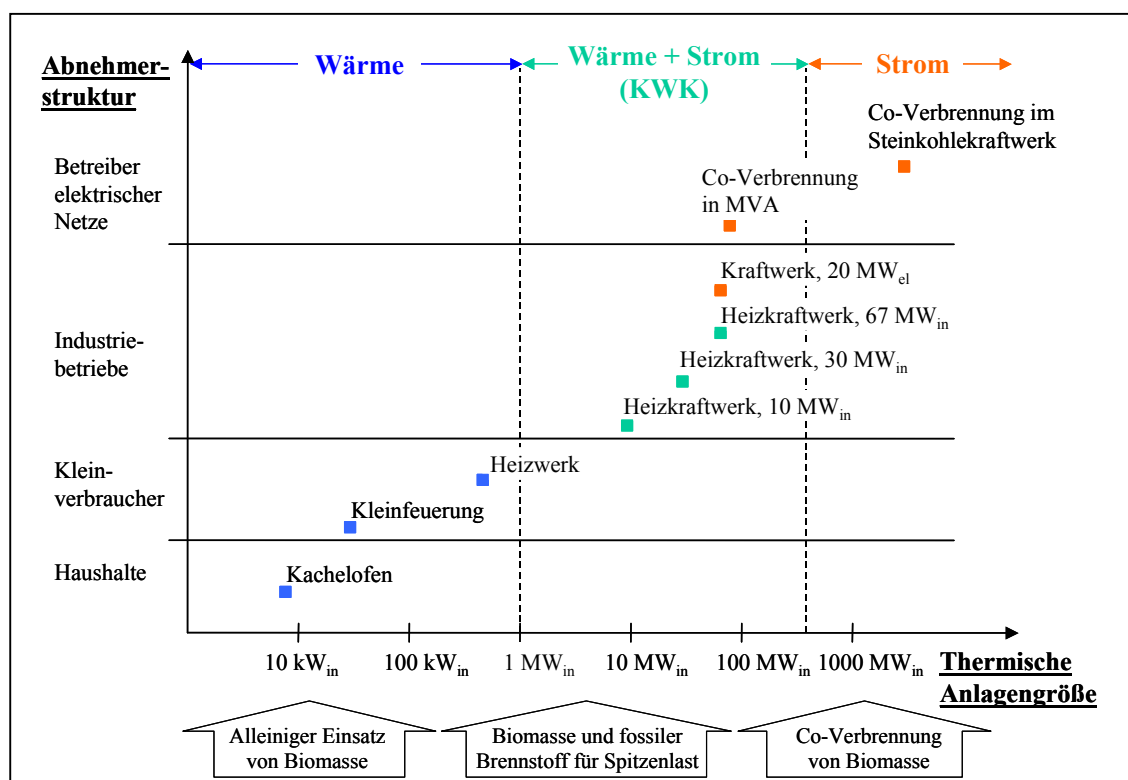


Abb. 4.10: Einordnung der ausgewählten Verfahren zur Verbrennung biogener Rest- und Abfallstoffe (in Anlehnung an Heinrich und Jahraus (2001))

Im Bereich der Kleinfeuerungen wurde eine Biomasse-Zentralheizung zur Heiz- und Brauchwassererwärmung mit einer Nennwärmeleistung von 30 kW als typisches Verfahren ausgewählt, beispielweise eingesetzt bei Mehrfamilien- und Reihenhäusern mit einer Heizzentrale. Die Beschickung des Brennguts erfolgt bereits automatisch. Die Biomasseheizung besitzt somit bereits einen mit den alternativen fossilen Energieträgern vergleichbaren hohen Bedienungskomfort. Als biogene Brennstoffe werden in diesem Leistungsbereich überwiegend Holzpellets aus Industrierestholz eingesetzt. Der Einsatz von Holzhackschnittzeln ist aufgrund der technisch begrenzten Fördermöglichkeiten von Hackschnittzeln erst ab einem Leistungsbereich von ca. 50 kW technisch sinnvoll.

Die in der Praxis angewandten Verbrennungsverfahren für Pellets können entsprechend der Brennstoff- und Verbrennungsluftführung, insbesondere der Primärluftführung, unterteilt werden in (vgl. Padinger und Spitzer, 2001):

- Gleichstromverfahren (in Unterschubfeuerungen)
- Querstromverfahren (in seitlich beschickten Feuerungen)
- Gegenstromverfahren (in den von oben beschickten Feuerungen)

Im oberen Leistungsbereich der alleinigen Wärmeerzeugung durch Biomasse werden besonders den Biomasse-Nahwärmeversorgungssystemen mit einer Nennwärmeleistung von 500 kW gute Zukunftschancen prognostiziert. Wegen des schlechten Teillastverhaltens der Biomassekessel, verbunden mit einer erhöhten Schadstoffemission in diesem Lastbereich, deckt jedoch im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Verbrennungsverfahren die Biomasse hier nur die Grundlast ab. Neben anderen möglichen Kombinationen von Feuerungsanlagen wird häufig die Spitzenlast über einen zusätzlichen fossilen Energieträger, wie Erdgas oder Heizöl, erzeugt. In der vorliegenden Studie wird zur Abdeckung des Spitzen- bzw. Reservebedarfs der Einsatz von Erdgas unterstellt.

Als Brennstoff werden typischerweise Hackschnitzel aus Waldrestholz eingesetzt. Der Einsatz von Brennstoffen mit leicht abweichenden Brennstoffeigenschaften (z.B. Feinanteil und Ascheanteil) aus den Bereichen Industrierestholz oder Heckenschnitt ist grundsätzlich möglich, jedoch muss die Feuerungs- und Fördertechnik entsprechend angepasst werden.

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung werden Heizkraftwerke im Brennstoffleistungsspektrum zwischen 10 und 67 MW_{in} betrachtet. Das ebenfalls betrachtete Kraftwerk mit einer Brennstoffleistung von 67 MW_{in} und einer entsprechenden elektrischen Leistung von 20 MW_{el} stellt derzeit gemäß EEG die Obergrenze dar, damit die Einspeisung von Strom aus Biomasse mit festgeschriebenen Sätzen vergütet wird (vgl. Kapitel 4.1.1).

Im niedrigen Leistungsbereich werden bei den Heizkraftwerken schwerpunktmäßig Rostfeuerungen eingesetzt. Diese sind im Vergleich zu Wirbelschichtfeuerungen weniger anfällig bezüglich Ascheagglomeration und Verschlackung und weisen eine geringere Staubbelastung des Rauchgases auf. Darüber hinaus sind die Investitionen von Rostfeuerungen bis zu einer Kesselnennleistung von rund 15 MW_{in} geringer. Aufgrund des einfacheren Anlagenaufbaus und der wenigen Zusatzaggregate sind die Betriebskosten bei Rostfeuerungen ebenfalls günstiger.

Im Brennstoffleistungsbereich von 5 bis 15 MW_{in} kommen neben der Rostfeuerung stationäre Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz. Der bedeutendste Vorteil der stationären Wirbelschicht ist deren hohe Flexibilität bezüglich der Korngröße und des Wassergehaltes der eingesetzten Biobrennstoffe.

Die zirkulierende Wirbelschicht wird erst im Leistungsbereich ab 15 MW_{in} wirtschaftlich interessant. Aufgrund des hohen rauchgasseitigen Wärmeübergangs sind verringerte Wärmeübertragungsflächen erforderlich, und die geringeren Rauchgasvolumenströme ermöglichen kleinere Rauchgasreinigungsanlagen. Beides führt zu einer nicht unwesentlichen Reduktion der Investitionen in diesen Anlagensektionen.

Das „Zigarrenabbrandverfahren“ stellt eine Sonderentwicklung für kubische Halmgutballen dar und wird zur Verbrennung von Stroh in Anlagen mit Brennstoffleistungen bis max. 10 MW_{in} eingesetzt. Bei dieser Technologie werden kontinuierlich Strohballen der Feuerung zugeführt. Beim Eintritt in die Brennkammer setzt zunächst eine Verschweilung und Teilverbrennung des Brennstoffes ein. Während des Materialvorschubs auf dem Rost erfolgt dann nach Sekundärluftzuführung der vollständige Abbrand der Biomassekohle. Der Vorteil dieser Verbrennungstechnologie liegt in erster Linie im Verzicht auf aufwendige Schritte bei der Brennstoffaufbereitung. Ökonomisch betrachtet, erscheint das „Zigarrenabbrandverfahren“ aufgrund der nur geringen Einsparung bei der Brennstoffaufgabe gegenüber einer Rostfeuerung nur unwesentlich günstiger, so dass sich die vorliegende Studie auf die Betrachtung der Rostfeuerungstechnologie für die Strohverbrennung beschränkt.

Die betrachteten technologischen Ansätze bei der Co-Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen beinhalten die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk und in der MVA. Je nach Konzept für die Co-Verbrennung können sich solche Projekte durch sehr kurze Realisierungszeiten auszeichnen. Außerdem sind im Falle der Mitverbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Großkraftwerken die Investitionen, die für eine entsprechende Umrüstung der Kraftwerksanlage erforderlich sind, relativ gering, im Vergleich etwa zu einer neu zu errichtenden Anlage im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zur Wärme- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen erfolgen für praxisnahe Modellanlagen. Sowohl die technischen Kenndaten als auch alle weiteren, insbesondere die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen betreffenden Annahmen, orientieren sich an aktuellen Erfahrungswerten ausgeführter einzelner Anlagen oder an bereits durchgeführten Evaluierungen bestimmter Anlagentypen, die auf Basis biogener Brennstoffe betrieben werden (vgl. Buck und Triebel, 2000; CADDET, 2000; C.A.R.M.E.N., 2001; Clausen, 2001; Fischer, 2001; FNR, 2000; Kindler, 2000; Krapf, 2001; Nikolaisen et al., 1998; Ortmaier et al., 2001; Padinger und Spitzer, 2001; Ruchser, 2000; Seeger und Schäfer, 2001; Sorensen und Jorgensen, 2001; Steier, 2000; Voß und Bassfeld, 2001).

Die bei den Berechnungen gewonnenen Ergebnisse stellen typische Werte für die jeweiligen Technologien dar, die sich jedoch ohne eine genaue Überprüfung der individuellen Projektrandbedingungen nur bedingt auf einzelne Vorhaben in die Praxis übertragen lassen, da im Einzelfall diese Randbedingungen sehr stark von den in dieser Studie getroffenen Annahmen abweichen können.

Die bei dieser Untersuchung zugrundegelegten technischen Anlagenparameter, wie die Auslastung der Anlage (Jahresvolllaststunden Wärme/Strom), der Jahresbrennstoffbedarf, die Jahresnutzungsgrade für Wärme und Strom und die resultierende Nettoproduktion an Wärme und Strom sind in Tab. 4.21 im Überblick ausgewiesen. Die Darstellung wurde im Hinblick auf eine bessere Vergleichbarkeit der im Rahmen dieser Studie untersuchten, sehr heterogenen Technologien gewählt. Weitergehende Daten zu den analysierten Modellanlagen finden sich in den entsprechenden Tabellen des Anhangs zu diesem Kapitel.

Tab. 4.21: Technische Kenngrößen der Verbrennungstechnologien

Beschreibung der Technologie	Volllaststunden		Brennstoffbedarf Bioenergie (MWh/a)	Jahresnutzungsgrade		Nettoproduktion (MWh/a)	
	Wärme (h/a)	Strom (h/a)		Wärme ^{a)}	Strom	Wärme	Strom
Wärme:							
8 kW_w-Kachelofen - Scheitholz	900	-	9	0,80	-	7,2	-
30 kW_w-Kleinf Feuerung - Industrierestholz (Holzpellets)	1.600	-	60	0,80	-	48	-
500 kW_w-Heizwerk - Waldrestholz (Hackschnitzel)	2.200	-	1.185	0,80	-	1.100	-
Wärme + Strom (KWK):							
10 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	6.000	6.000	60.000	0,54	0,15	32.400	9.000
- Stroh (Quaderballen)	6.000	6.000	60.000	0,54	0,15	32.400	9.000
10 MW_{in}-HKW (stationäre WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	6.000	6.000	60.000	0,54	0,15	32.400	9.000
30 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.000	7.000	210.000	0,59	0,19	70.800	39.900
- Stroh (Quaderballen)	4.000	7.000	210.000	0,59	0,19	70.800	39.900
30 MW_{in}-HKW (stationäre WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.000	7.000	210.000	0,59	0,19	70.800	39.900
67 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.000	7.000	466.700	0,60	0,20	160.000	93.340
- Stroh (Quaderballen)	4.000	7.000	466.700	0,60	0,20	160.000	93.340
67 MW_{in}-HKW (zirkul. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.000	7.000	466.700	0,60	0,20	160.000	93.340
Strom:							
20 MW_{el}-KW (Rostfeuerung) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	7.000	466.700	-	0,30	-	140.000
- Stroh (Quaderballen)	-	7.000	466.700	-	0,30	-	140.000
20 MW_{el}-KW (zirkul. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	7.000	466.700	-	0,30	-	140.000
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk							
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	5.000	595.500	-	0,42	-	250.000
- Stroh (Quaderballen)	-	5.000	595.300	-	0,42	-	250.000
- Faulschlamm (mech. entwäss.)	-	5.000	14.300	-	0,42	-	6.000

^{a)} Bei diesen Jahresnutzungsgraden sind die Wärmeverluste bei der Wärmeverteilung noch nicht berücksichtigt.

Im Bereich der alleinigen Wärmeerzeugung zur Raumheizung, bzw. Heiz- und Brauchwassererwärmung, wurden, abhängig von der jeweiligen Nennwärmeleistung, typische Jahresvolllaststunden im Bereich von 900 bis 2.200 h/a gewählt. Das Heizkraftwerk mit einer Brennstoffleistung von 10 MW_{in} wird wärmegeführt betrieben; es wurde eine Anzahl von 6.000 Volllaststunden im Jahr angenommen. Bei der Wärmebedarfsstruktur wurde jeweils von einem kleinen Versorgungsgebiet mit hoher Anschlussdichte und hohem Auslastungsgrad ausgegangen. Beim Heizkraftwerk ist zusätzlich ein ganzjährig

hoher Wärme- bzw. Prozessdampfbedarf unterstellt, der z.B. bei einer Abnehmerstruktur mit überwiegend industriellen Betrieben besteht.

Der Betrieb von Heizkraftwerken in einem elektrischen Leistungsbereich von 5 MW_{el} bis $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ erfolgt in der Regel stromgeführt. Wie beim biomassebefeuerten Kraftwerk, das ausschließlich der Stromerzeugung dient, wurden für die Stromerzeugung 7.000 Volllaststunden im Jahr angenommen. Für die Wärmeauskopplung beim stromgeführten Betrieb von Heizkraftwerken wurden jeweils 4.000 Volllaststunden unterstellt. Bei der Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk wurde eine der fossilen Referenzanlage entsprechende Anzahl von 5.000 Volllaststunden im Jahr angesetzt.

Bei den Jahresnutzungsgraden, sowohl für die Wärme- als auch für die Stromerzeugung, wurden bei den jeweiligen Technologien typische Werte angesetzt. In der Praxis können zwar durchaus höhere Werte realisiert werden; diese hätten jedoch höhere spezifische Investitionen zur Folge, welche wiederum die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit nachteilig beeinflussen würden. Bei der Wärmeerzeugung im unteren Leistungsbereich wurde ein Jahresnutzungsgrad von 80 % angenommen. Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung in Heizkraftwerken nimmt der Jahresnutzungsgrad der Wärmeerzeugung mit steigender Anlagengröße kontinuierlich von 54 % bis auf 60 % zu. Bei der Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen liegt das wärmegeführte $10 \text{ MW}_{\text{in}}$ -Heizkraftwerk mit einem Jahresnutzungsgrad von 15 % am unteren Rand der bei den Heizkraftwerken realisierten Bandbreite. Der Jahresnutzungsgrad erhöht sich mit zunehmender elektrischer Leistung bis auf 30 % beim Kraftwerk, welches ausschließlich der Stromerzeugung dient.

Bei der Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk werden die identischen Jahresnutzungsgrade der fossilen Referenzanlage ohne Zufeuerung von biogenen Rest- und Abfallstoffen angenommen. Aufgrund des begrenzten Zufeuerungsanteils wird von keiner Reduzierung der Jahresnutzungsgrade ausgegangen.

4.5.3 Wirtschaftlichkeit

Spezifische methodische Ansätze zur Ökonomie von Verbrennungsanlagen

Die Investitionen für Verbrennungsanlagen hängen von einer Vielzahl von Parametern und ganz entscheidend von den individuellen Randbedingungen ab. Die Modellrechnungen orientieren sich an aktuellen Erfahrungswerten ausgeführter Projekte.

Bei allen Modellanlagen wird unterstellt, dass sie auf der „grünen Wiese“ ohne Nutzung bereits vorhandener Anlagenteile komplett neu errichtet werden und an eine bestehende Infrastruktur angebunden werden. Im Falle der Deckung der Grundlast durch die Biomasse sind die erforderlichen Anlagenkomponenten für die Spitzenlastabdeckung durch den fossilen Energieträger Erdgas mit berücksichtigt. Zudem sind bei einer zentralen Wärmeerzeugung die notwendigen Kosten für eine Wärmeverteilung berücksichtigt. Dies ist deshalb erforderlich, da als fossile Referenzanlage eine dezentrale 30 kW-Heizölfeuerung betrachtet wird und somit die Wärmeerzeugungskosten beim Endnutzer zu vergleichen sind. Bei der Wärmeverteilung im Nahwärmenetz werden je nach Anlagengröße Verluste in Höhe von 10 bis 15 % der eingespeisten Wärmemenge berücksichtigt.

Tab. 4.22: Kennwerte zur Ökonomie der Verbrennungstechnologien

Beschreibung der Technologie	Investitionen		Gesamtkosten		Mehrkosten zur fossilen Referenz (1000 €/a)
	Biomasse-anlage (1000 €)	Wärme-netz (1000 €)	(1000 €/a)	dv. biogene Brennstoff- kosten (1000 €/a)	
Wärme:					
8 kW_w-Kachelofen					
- Scheitholz	9,8	-	2,0	0,3	1,4
30 kW_w-Kleinfeuerung					
- Industrierestholz (Holzpellets)	23,8	-	4,6	1,2	0,8
500 kW_w-Heizwerk					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	334	220	108	20	23
Wärme + Strom (KWK):					
10 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	9.800	2.250	3.160	1.090	92
- Stroh (Quaderballen)	10.400	2.250	3.160	1.020	92
10 MW_{in}-HKW (stationäre WS)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	10.250	2.250	3.220	1.090	152
30 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	28.800	2.810	9.500	4.360	2.410
- Stroh (Quaderballen)	30.300	2.810	9.780	4.460	2.690
30 MW_{in}-HKW (stationäre WS)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	29.800	2.810	9.640	4.360	2.550
67 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	51.700	4.630	18.680	9.690	2.920
- Stroh (Quaderballen)	54.000	4.630	19.190	9.910	3.430
67 MW_{in}-HKW (zirkul. WS)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	53.300	4.630	18.900	9.690	3.140
Strom:					
20 MW_{el}-KW (Rostfeuerung)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	47.300	-	16.690	9.690	10.460
- Stroh (Quaderballen)	49.600	-	17.200	9.910	10.970
20 MW_{el}-KW (zirkul. WS)					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	48.900	-	16.910	9.690	10.680
Co-Verbrennung im Steinkohle- kraftwerk ^{a)}					
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	20.500	-	15.190	12.370	12.210
- Stroh (Quaderballen)	20.900	-	15.440	12.640	12.460
- Faulschlamm (mech. entwäss.)	5.330	-	-1.580 ^{b)}	-2.290 ^{b)}	-1.652 ^{b)}

^{a)} Bei der Co-Verbrennung sind ausschließlich die zusätzlichen Investitionen und Mehrkosten aufgeführt.

^{b)} Diese Werte sind negativ, da die Annahme von Faulschlamm für den Betreiber mit Erlösen verbunden ist.

Die Investitionen beinhalten alle erforderlichen Kosten für eine betriebsbereite, schlüsselfertige Anlage einschließlich der Kosten für das Projektmanagement, welches u.a. die Planung, Bauleitung und das Genehmigungsverfahren einer Verbrennungsanlage beinhaltet. Die Anlagenkosten untergliedern sich dabei gemäß den Ingenieurdisziplinen in die Bereiche Anlagentechnik, Elektro-, Mess- und Regeltechnik und Bautechnik. Auf-

grund unterschiedlicher Abschreibungszeiträume werden die Investitionen für die Wärmeverteilung unterteilt in das Wärmenetz und verbraucherseitige Einrichtungen. Die bei den Modellrechnungen zugrunde gelegten absoluten Investitionen sind im Überblick in Tab. 4.22 ausgewiesen, wobei darauf hinzuweisen ist, dass bei der Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk nur die zusätzlichen Investitionen für die biomassebedingt erforderlichen neuen Anlagenteile aufgeführt sind.

Bei der Berechnung der Gesamtkosten, die ebenso für die jeweiligen Technologien in Tab. 4.22 zusammenfassend dargestellt sind, wurde in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (VDI, 2000) differenziert nach fixen und variablen Kosten. Unter die fixen Kosten fallen die Kapitalkosten, die Betriebskosten (Kosten für das Personal zur Betriebsführung, für Wartung, Instandhaltung und Reinigung, für Messungen und Überwachung) und die sonstigen Kosten (Verwaltung, Versicherung, Steuern und Abgaben).

Unter die variablen Kosten fallen die Brennstoffkosten (Biobrennstoffe und ggf. Erdgas), die Kosten für Betriebsmittel und Fremdenergiebereitstellung und die Kosten für Hilfsstoffe und Ascheverwertung. Bei den Betriebskosten werden jährlich konstante Werte angesetzt, die als Mittelwerte über die gesamte Nutzungsdauer zu verstehen sind.

Aufgrund ihrer hervorgehobenen Bedeutung in dieser Studie werden die Brennstoffkosten der biogenen Rest- und Abfallstoffe in Tab. 4.22 getrennt aufgeführt. Hierbei ist zu beachten, dass für die jeweiligen Rest- und Abfallstoffe die in dieser Studie auf Vollkostenbasis ermittelten Bereitstellungskosten frei Anlage angesetzt werden (vgl. Kap. 3). Diese Vollkosten können sich im Einzelfall durchaus erheblich von den marktüblichen Preisen unterscheiden, so dass die daraus resultierenden Ergebnisse nur bedingt die derzeitige Marktsituation widerspiegeln. Grundsätzlich lässt sich eine steigende Bedeutung der biogenen Brennstoffkosten mit zunehmender Anlagengröße feststellen.

Biogene Rest- und Abfallstoffe, deren Anlieferung bzw. Entgegennahme frei Anlage mit Erlösen verbunden ist, wie es z. B. bei Altholz und Klärschlamm der Fall sein kann, werden getrennt in einem Exkurs zum kostendeckenden Betrieb von Verbrennungsanlagen zur Stromerzeugung betrachtet.

Zur Berechnung und Darstellung der Mehrkosten gegenüber den fossilen Referenztechnologien wurde die getrennte Wärme- bzw. Stromerzeugung in einer dezentralen 30 kW-Heizölfeuerung bzw. im 500 MW_e-Steinkohlekraftwerk betrachtet. Eine detaillierte Beschreibung der zugrundegelegten Referenztechnologien findet sich in Kapitel 4.2.

Wärme- und Stromgestehungskosten

Die Wärme- und Stromgestehungskosten bei den Verbrennungstechnologien, die der alleinigen Wärmeerzeugung dienen, ergeben sich aus den Gesamtkosten der Wärmeerzeugung, bezogen auf die beim Endverbraucher ankommende Wärmemenge. Bei der zentralen Wärmeerzeugung im Heizwerk sind hierbei die Investitionen in die Wärmeverteilung und die Verluste bei der Wärmeverteilung berücksichtigt. Da der Vergleich einer zentralen Wärmeerzeugung im Heizwerk mit der fossilen Referenz einer dezentralen 30 kW-Heizölfeuerung nur bedingt Rückschlüsse liefern kann, wurde die zentrale Wärmeerzeugung in einem 500 kW-Heizwerk auf Basis der fossilen Energieträger Erdgas und

Heizöl ebenfalls untersucht. Die Gegenüberstellung und Diskussion dieser Ergebnisse erfolgt im Kapitel 4.5.6.

Bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom ergeben sich die Wärmegestehungskosten aus den Gesamtkosten abzüglich einer Stromgutschrift. In diesem Falle werden die nach Anlagengröße gestaffelten Stromeinspeisevergütungen gemäß EEG angesetzt.

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten erfolgt analog. Bei der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung ist für das „Koppelprodukt“ Wärme eine Gutschrift anzusetzen. Diese Wärmegutschrift wird durch die spezifische Wärmevergütung ab Anlage je MWh und die ins Nah- oder Fernwärmenetz eingespeiste Wärmemenge bestimmt. Für das 10 MW_{in}-Heizkraftwerk wurde eine Wärmevergütung von 25 €/MWh, für Heizkraftwerke mit höheren Brennstoffleistungen wurde eine Wärmevergütung von 20 €/MWh angenommen. Diese Annahmen beruhen weitgehend auf Analysen von Wintzer et al. (1994, vgl. Tab. 4.31). Bei den Verbrennungstechnologien, die der alleinigen Stromerzeugung dienen, ergeben sich die Stromgestehungskosten aus den Gesamtkosten, bezogen auf den in der Anlage erzeugten Nettostrom.

Die auf diese Weise berechneten Wärme- und Stromgestehungskosten bei der Verbrennung biogener Rest- und Abfallstoffe sind im Überblick in Tab. 4.23 ausgewiesen. Zusätzlich sind die Mehrkosten gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung in den fossilen Referenzanlagen – Wärmeerzeugung in einer dezentralen 30 kW-Heizölfeuerung und Stromerzeugung im 500 MW_e-Steinkohlekraftwerk – dargestellt.

Diskussion der Wärmegestehungskosten

Bei den Modellrechnungen hat es sich gezeigt, dass den Kapitalkosten und den Brennstoffkosten für den biogenen Rest- bzw. Abfallstoff eine dominierende Rolle in Bezug auf die Gesamtkosten der Wärmeerzeugung zukommt. Daher werden in Abb. 4.11 neben den Wärmegestehungskosten die prozentualen Anteile der Kapital-, fixen Betriebs- und biogenen Brennstoffkosten an den Gesamtkosten und die Bedeutung der Stromerlöse, ebenfalls in Bezug auf die Gesamtkosten, dargestellt.

Wie in Abb. 4.11 zu sehen ist, reduzieren sich grundsätzlich die Wärmegestehungskosten im Bereich der alleinigen Wärmeerzeugung und im wärmegeführten KWK-Betrieb mit steigender Anlagengröße – von ca. 280 €/MWh beim Kachelofen auf rd. 70 €/MWh beim wärmegeführten 10 MW_{in}-Heizkraftwerk. Vergleicht man dies mit den Wärmegestehungskosten einer 30 kW-Heizölfeuerung von 78 €/MWh, so ist die Wärmeerzeugung auf Basis von Waldrestholz oder Stroh im wärmegeführten Heizkraftwerk durchaus als wettbewerbsfähig zu bezeichnen. Der Vergleich der dezentralen Wärmeerzeugung in einer 30 kW-Heizölfeuerung mit einer zentralen Wärmeerzeugung in einem wärmegeführten 10 MW_{in}-Heizkraftwerk ist jedoch aufgrund der sehr unterschiedlichen thermischen Leistungen, verbunden mit einer stark differierenden Anzahl an Volllaststunden, nur bedingt sinnvoll.

Im direkten Vergleich der dezentralen Wärmeerzeugung im Leistungsbereich von 30 kW liegen die Wärmeerzeugungskosten einer Kleinfeuerung, die mit Holzpellets aus Industrierestholz betrieben wird, ohne Berücksichtigung von Investitionszulagen etwa 20 % über der vergleichbaren Heizöl-Referenzanlage. Es muss jedoch hierbei darauf hingewiesen werden, dass der derzeitige Marktpreis für Holzpellets noch deutlich über

den in dieser Studie ermittelten Vollkosten zur Bereitstellung von Holzpellets liegt, so dass die aktuellen Wärmeerzeugungskosten noch deutlich darüber liegen dürften.

Tab. 4.23: Wärme- und Stromgestehungskosten bei der Verbrennung biogener Rest- und Abfallstoffe

Beschreibung der Technologie	Wärmege- stehungs- kosten ^{a)} (€/MWh)	Stromge- stehungs- kosten ^{b)} (€/MWh)	Mehrkosten gegenüber fossiler Referenz	
			Wärme (€/MWh)	Strom (€/MWh)
Wärme:				
8 kW_w-Kachelofen				
- Scheitholz	279	-	201	-
30 kW_w-Kleinf Feuerung				
- Industrierestholz (Holzpellets)	95	-	17	-
500 kW_w-Heizwerk				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	99	-	21	-
Wärme + Strom (KWK):				
10 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	68	216	- 10	171
- Stroh (Quaderballen)	68	216	- 10	171
10 MW_{in}-HKW (stationäre WS)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	70	222	- 8	178
30 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	88	191	10	146
- Stroh (Quaderballen)	93	198	15	153
30 MW_{in}-HKW (stationäre WS)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	90	194	12	150
67 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	71	157	- 7	112
- Stroh (Quaderballen)	74	162	- 4	117
67 MW_{in}-HKW (zirkulierende WS)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	72	159	- 6	114
Strom:				
20 MW_{el}-KW (Rostfeuerung)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	119	-	75
- Stroh (Quaderballen)	-	123	-	78
20 MW_{el}-KW (zirkulierende WS)				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	121	-	76
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk				
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	-	93	-	49
- Stroh (Quaderballen)	-	94	-	50
- Faulschlamm (mech. entwässert)	-	-230	-	-274

^{a)} bei einer Stromvergütung gemäß EEG, inkl. der Kosten der Wärmeverteilung

^{b)} bei einer Wärmevergütung ab Werk von 20 €/MWh (≥ 30 MW_{in}) bzw. 25 €/MWh (10 MW_{in}), ohne Kosten der Wärmeverteilung

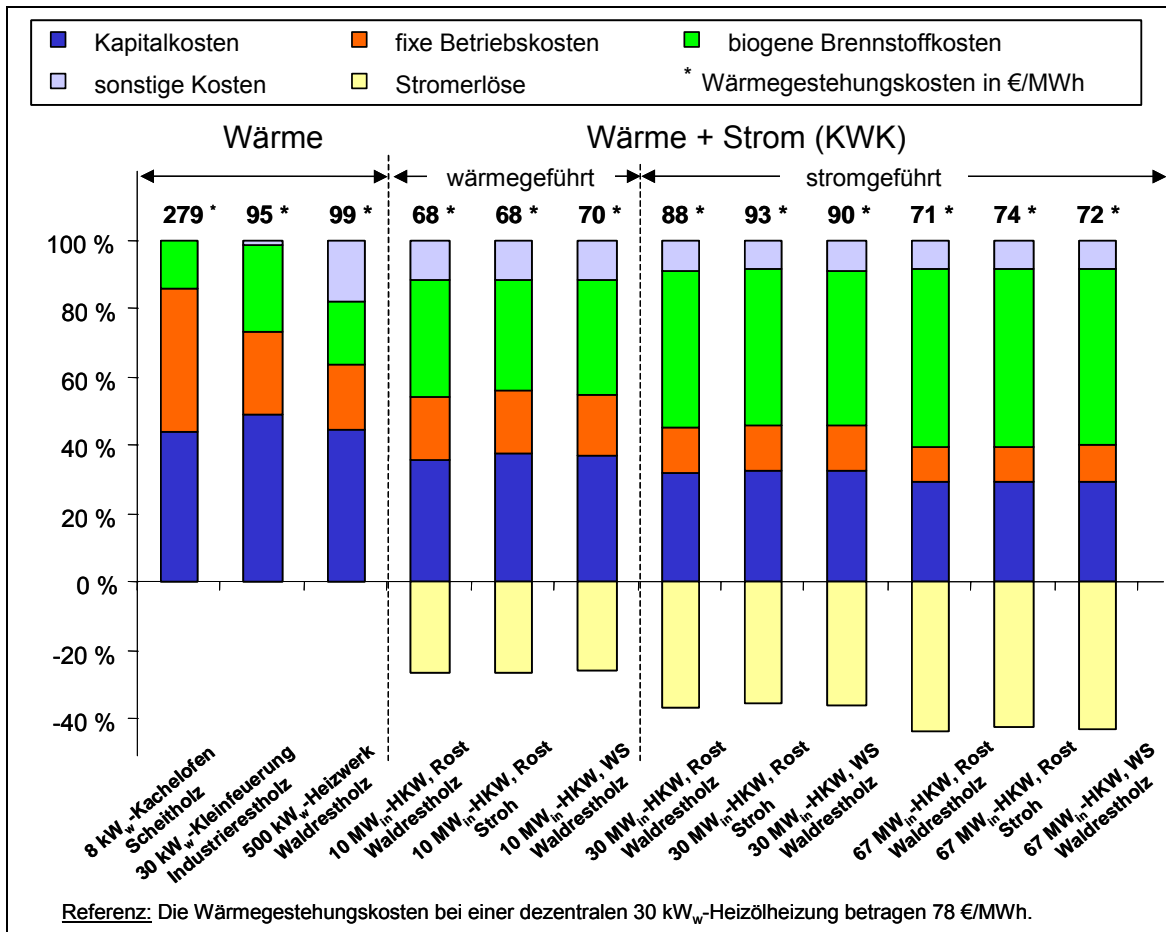


Abb. 4.11: Wärmegestehungskosten bei der Verbrennung – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung

Bemerkenswert ist, dass die dezentrale Wärmeerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe in einer 30 kW-Kleinf Feuerung bei den Modellrechnungen günstiger abschneidet als die zentrale Wärmeerzeugung im 500 kW-Heizwerk. Der Grund hierfür liegt nicht im Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe: Die energiespezifischen Brennstoffkosten liegen bei den Holzpellets sogar höher als bei den Hackschnitzeln aus Waldrestholz. Vielmehr sind die recht hohen sonstigen Kosten für den fossilen Energieträger Erdgas (Spitzenlastkessel) und die Kosten des Fremdstrombezugs beim Heizwerk für diese wirtschaftlich unbefriedigende Situation verantwortlich.

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung zeigt sich beim Sprung vom wärme- zum stromgeführten Betrieb trotz zunehmender Anlagengröße ein Anstieg der Wärmegestehungskosten. Dies begründet sich aus der Abnahme der Wärmevolllaststunden beim Übergang vom wärme- zum stromgeführten Betrieb. Im wärmegeführten Betrieb werden noch 6.000 Volllaststunden angenommen, beim stromgeführten Betrieb verringert sich die Anzahl der Volllaststunden auf 4.000 h/a. Beim Leistungssprung auf ca. 67 MW_{in} ergibt sich dann wieder das aufgrund der Kostendegression erwartete Bild abnehmender Wärmegestehungskosten.

Der Einsatz unterschiedlicher biogener Brennstoffe – Waldrestholz und Stroh – wirkt sich im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung erst im höheren Leistungsbereich aus. Beim 10 MW_{in}-Heizkraftwerk werden die etwas höheren Kapitalkosten bei mit Stroh

betriebenen Verbrennungsanlagen, insbesondere hervorgerufen durch Investitionen für die Strohaufbereitung, durch die etwas niedrigeren Brennstoffkosten von Stroh wieder ausgeglichen. Im höheren Leistungsbereich steigen dann die Brennstoffkosten für Stroh aufgrund von höheren Transportkosten gegenüber Waldrestholz überproportional an, so dass sich dann die Verbrennung von Waldrestholz günstiger darstellt (vgl. Kap. 3). Damit wird deutlich, dass bei der energetischen Nutzung von Stroh ein zusätzlicher Konditionierungsschritt, wie etwa die Pyrolyse, erforderlich wäre, um das Stroh in einer „energiereicheren“ Form zu transportieren und so die Transportkosten deutlich zu reduzieren.

Der Einsatz der Wirbelschichttechnologie erscheint nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die etwas höheren Kapitalkosten – hervorgerufen durch höhere spezifische Investitionen – durch den Vorteil einer größeren Bandbreite an Brennstoffen in Bezug auf Größenverteilung und Wassergehalt und daraus folgenden niedrigeren Brennstoffkosten ausgeglichen werden können. Grundsätzlich zeigt die Abb. 4.11 den zunehmenden Einfluss der biogenen Brennstoffkosten, d.h. mit zunehmender Anlagengröße wird es für die Anlagenbetreiber immer wichtiger, einen günstigen biogenen Brennstoffmix einzusetzen. Im Gegenzug nehmen der Einfluss der Kapitalkosten aufgrund der Degression bei den spezifischen Investitionen und die Bedeutung der Personalkosten deutlich ab.

Diskussion der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten, welche in Abb. 4.12 dargestellt sind, verhalten sich nach einem ähnlichen Muster wie die Wärmegestehungskosten. Mit steigender Anlagengröße ist eine Abnahme der Stromgestehungskosten zu erkennen. Daneben nimmt auch hier der Einfluss der Kapitalkosten und der fixen Betriebskosten, insbesondere Personalkosten, mit zunehmender Anlagengröße ab, wohingegen sich der Einfluss der Brennstoffkosten verstärkt. So betragen bei der Co-Verbrennung die Brennstoffkosten nahezu 80 % der durch die Biomassezuführung zusätzlich entstehenden Gesamtkosten. Auch hier ist der Anlagenbetreiber auf einen günstigen biogenen Brennstoffmix angewiesen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu realisieren. Bezüglich des Einsatzes der Wirbelschichttechnologie ergibt sich ein analoges Bild wie bei den Wärmegestehungskosten, so dass auf die explizite Darstellung dieser Technologie in Abb. 4.12 verzichtet werden kann. Die durch den Einsatz der Wirbelschichttechnologie gegenüber einer Rostfeuerung verursachten etwas höheren Stromgestehungskosten müssen auch hier über günstigere Brennstoffe ausgeglichen werden.

Beim Vergleich mit den Stromerzeugungskosten im 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerk zeigt sich, dass derzeit eine konkurrenzfähige Erzeugung von Strom in den betrachteten Verbrennungsanlagen mit den zugrunde gelegten Vollkosten für die biogenen Brennstoffe nicht möglich ist. Die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk – mit einem thermischen Zuführungsanteil von 10 % – lässt sich noch zu den niedrigsten Stromerzeugungskosten realisieren, wobei die Stromgestehungskosten bei Co-Verbrennung von Stroh etwa 2 % über denen von Waldrestholz liegen. Dies ist auf die Brennstoffkosten zurückzuführen, bei denen die Bereitstellung von Stroh bei der unterstellten Transportentfernung von 100 km ca. 2 % über den Bereitstellungskosten von Waldrestholz liegt. In diesem Zusammenhang ist jedoch auf die große Bandbreite bei den Bereitstellungskosten biogener Rest- und Abfallstoffe hinzuweisen, so dass sich dieses Ergebnis relativiert.

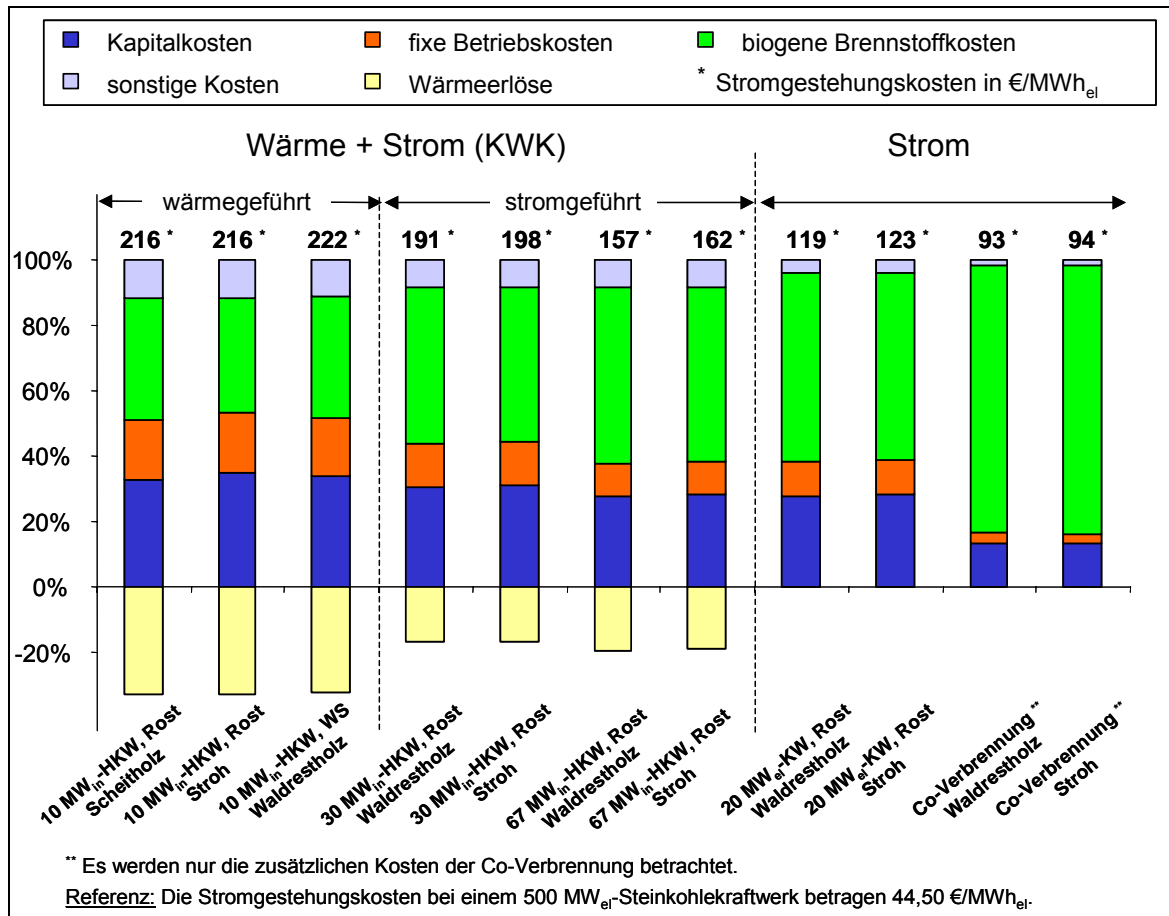


Abb. 4.12: Stromgestehungskosten bei der Verbrennung – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung

Bei den betrachteten Verbrennungstechnologien, die dem EEG unterliegen, ist der Vergleich der Stromgestehungskosten mit den Vergütungssätzen nach dem EEG aufschlussreich. Gemäß Kapitel 4.1 bewegen sich die Vergütungssätze nach EEG – Stand 2002 – in einem Bereich zwischen 86 und 101 €/MWh_{el}. Auch hier zeigt es sich, dass die untersuchten Technologien mit den zugrundegelegten Vollkosten für die ausgewählten Brennstoffe Waldrestholz und Stroh derzeit ausnahmslos nicht kostendeckend arbeiten.

Diese Erkenntnis leitet in die Fragestellung über, zu welchen Brennstoffkosten bzw. -erlösen ein kostendeckender Betrieb von Verbrennungsanlagen zur alleinigen Stromerzeugung gegenwärtig möglich ist. Diesen berechneten maximalen Brennstoffkosten bzw. -erlösen für einen kostendeckenden Betrieb werden die derzeit üblichen Marktpreise bzw. die erzielbaren Erlöse ausgewählter biogener Rest- und Abfallstoffe, wie z.B. von Altholz und mechanisch entwässertem Faulschlamm, gegenübergestellt. Abschließend erfolgt in diesem Zusammenhang eine Einordnung der Zuführung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Müllverbrennungsanlagen.

Kostendeckender Betrieb von Verbrennungsanlagen

In Tab. 4.24 werden die Brennstoffpreise zum kostendeckenden Betrieb der untersuchten Verbrennungsanlagen, die derzeit üblichen Marktpreise bzw. -erlöse und die in dieser Studie ermittelten Brennstoffpreise auf Vollkostenbasis gegenübergestellt. Unter

dem „kostendeckenden Preis“ wird dabei die Vergütung für den Brennstoff verstanden, die der Anlagenbetreiber bei einem kostendeckenden Betrieb maximal bezahlen kann. Dabei ist nochmals zu betonen, dass die in der vorliegenden Untersuchung gewonnenen Ergebnisse typische Werte für die jeweiligen Technologien darstellen; eine Übertragung auf Einzelfälle ist aufgrund von sehr individuellen Randbedingungen ohne kritische Prüfung nur bedingt möglich.

Tab. 4.24: Gegenüberstellung von kostendeckenden Preisen (Erlösen) für Rest- und Abfallstoffe, von Brennstoffkosten auf Vollkostenbasis und Marktpreisen; unter Berücksichtigung des EEG

Rest- und Abfallstoff	Kostendeckender Preis bzw. Erlös (negativ)		Brennstoffkosten auf Vollkostenbasis ^{b)} (€/Mg FM)	Marktpreise frei Anlage ^{c)} (€/Mg FM)
	20 MW _{el} Kraftwerk ^{a)} (€/Mg FM)	Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk (€/Mg FM)		
Waldrestholz				40 bis 75
- Hackschnitzel (HS), frisch, 50 % TS	23	0,5	42,7	
- HS, 3-6 Monate gelagert, 65 % TS	32	0,9	68,2	
Industrierestholz, unbehandelt				10 bis 40
- Hackschnitzel, 75 % TS	39,5	1,2	38,8	
Altholz, unbehandelt				10 bis 40
- geschreddert, 85 % TS	41,5	1,3		
Stroh				75 bis 100
- Quaderballen, 86 % TS	42	1,2	85,5	
Faulschlamm				ca. -40
- mechanisch entwässert, 25 % TS	-	-11,3		

a) Stromvergütung gemäß EEG (Stand 2002): 86 €/MWh_{el}

b) bei einer Transportentfernung von 100 km

c) ohne nähere Angaben zum Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) und zur Transportentfernung

Eine weitere Unsicherheit besteht in den sehr stark schwankenden Marktpreisen der betrachteten Rest- und Abfallstoffe. So ist die standortabhängige Verfügbarkeit der biogenen Brennstoffe vor der Realisierung von Biomasseprojekten eingehend zu untersuchen. Daneben sollte eine zu erwartende Preissteigerung von biogenen Brennstoffen bei steigender Nachfrage und gleichzeitig begrenzter Verfügbarkeit in Betracht gezogen werden. Die angegebenen Bandbreiten für die Marktpreise der Biobrennstoffe beruhen auf Erfahrungen der Autoren und auf Angaben in der Literatur (vgl. Heinrich und Jahr, 2002).

Die ökonomische Situation der Verbrennung von Waldrestholz und Stroh wurde in dieser Studie bereits ausführlich dargestellt. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Verbrennungsanlagen, die auf Basis dieser beiden Biobrennstoffe betrieben werden, stellt sich gegenwärtig nicht dar. Die in dieser Studie ermittelten Vollkosten zur Bereitstellung von Waldrestholz und Stroh liegen innerhalb der derzeit marktüblichen Preisspannen und bilden die Marktsituation entsprechend gut ab.

Das 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk fällt in den Anwendungsbereich des EEG, entsprechend wird hier die Stromerzeugung mit einer festgelegten Stromvergütung gefördert. Im Gegensatz dazu wird die Co-Verbrennung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken derzeit nicht gefördert. Dies erklärt den deutlichen Unterschied in den kostendeckenden Brennstoffpreisen. Die Stromerzeugung unter Nutzung von Waldrestholz (50 % bzw. 65 % TS) als Brennstoff wird unter Einbeziehung des EEG erst bei Brennstoffpreisen

im Bereich von 20 bis 30 €/Mg FM wirtschaftlich. Bei Stroh (86 % TS) liegen die Brennstoffpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb bei etwa 40 bis 45 €/Mg FM.

Beim Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit unbehandelten Alt- und Industrieresthölzern stellt sich die Situation in diesem Brennstoffleistungsbereich für die Biomasse vorteilhafter dar. So erscheint die Verbrennung in einem 20 MW_{el}-Kraftwerk aus gegenwärtiger Sicht wirtschaftlich, insbesondere dann, wenn Brennstoffpreise im unteren Bereich der angegebenen Marktbandbreite realisiert werden können. Die Co-Verbrennung ist ohne zusätzliche Förderungsmaßnahmen nur dann wirtschaftlich, wenn mit der Entgegennahme von Alt- und Industrieresthölzern Erlöse verbunden sind. Doch dazu müsste der Betreiber auf behandelte Alt- und Industrieresthölzer zurückgreifen, die unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen zu Erlösen von 20 €/Mg FM bis zu Kosten von 5 €/Mg FM verfügbar sind.

Aufgrund des sehr geringen Heizwertes von entwässertem Faulschlamm und der daraus resultierenden geringen Menge an substituierter Steinkohle lässt sich die Co-Verbrennung von Klärschlamm in Steinkohlekraftwerken bei einem Zufeuerungsanteil von 3 % an der eingesetzten Steinkohle-Trockenmasse nur dann wirtschaftlich durchführen, wenn die Entgegennahme des Faulschlammes für den Anlagenbetreiber mit Erlösen verbunden ist. Vergleicht man die für einen kostendeckenden Betrieb erforderlichen Erlöse von 10-15 €/Mg FM mit den gegenwärtig am Markt erzielbaren Erlösen von rd. 40 €/Mg FM, so ist die Co-Verbrennung von mechanisch entwässertem Klärschlamm für den Betreiber eines Steinkohlekraftwerks mit beachtlichen Gewinnen verbunden.

Betrachtet man in diesem Zusammenhang die Co-Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in einer Müllverbrennungsanlage, so sprechen u.a. folgende Argumente gegen eine verstärkte Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in Müllverbrennungsanlagen. Wie die Vollkostenrechnung für die Verbrennung von Hausmüll in Müllverbrennungsanlagen ergibt, betragen gegenwärtig die Verbrennungskosten zwischen 110 und 160 €/Mg. Bei voller Kapazitätsauslastung kämen für die Co-Verbrennung in einer Müllverbrennungsanlage nur biogene Rest- und Abfallstoffe in Frage, deren Entgegennahme gegenüber der Annahme von Hausmüll mit höheren Erlösen verbunden ist. In diesem Fall ist die Auswahl an biogenen Rest- und Abfallstoffen äußerst begrenzt. Nur im Falle freier Kapazitäten kann eine Zufeuerung biogener Rest- und Abfallstoffe, insbesondere Klärschlamm, zur Leistung eines Kostendeckungsbeitrages aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein.

Ein weiteres entscheidendes Argument ist der gegenwärtig sehr niedrige elektrische Nettonutzungsgrad von Müllverbrennungsanlagen von etwa 15 %, u.a. aufgrund des sehr hohen Eigenstrombedarfs dieser Anlagen. Aus energetischer Sicht ist die Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Müllverbrennungsanlagen nicht zu befürworten, da diese Stoffe weitaus effektiver in speziellen Biomasseverbrennungsanlagen eingesetzt werden können. Für eine abschließende Beurteilung müssten jedoch alle Emissionen, die bei den bestehenden, alternativen Nutzungsmöglichkeiten biogener Rest- und Abfallstoffe auftreten, genauer untersucht und in die Betrachtung einbezogen werden.

4.5.4 Beschäftigungseffekte

Durch den verstärkten Einsatz von Verbrennungstechnologien auf Basis biogener Rest- und Abfallstoffe sind positive Beschäftigungseffekte zu erwarten, insbesondere für den land- und forstwirtschaftlichen Sektor im Bereich der Erfassung, des Transports und der Konditionierung von biogenen Brennstoffen. Bezüglich der Methodik zur Abschätzung dieser Effekte ist auf Kapitel 1.3 (Methodik) zu verweisen.

Zunächst werden in Tab. 4.25 die den biogenen Brennstoffen zuzuordnenden Beschäftigungseffekte und die anlagebedingten gesamten und direkten Beschäftigungseffekte den Beschäftigtenzahlen der fossilen Referenzanlagen gegenübergestellt. Auch hier werden als Referenz für die Wärmeerzeugung eine dezentrale 30 kW-Heizölfeuerung und für die Stromerzeugung ein 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerk herangezogen. Zur besseren Vergleichbarkeit der in dieser Studie betrachteten heterogenen Technologien werden die Arbeitskräfte auf die jeweils erzeugten Wärme- und Strommengen bezogen. Diese spezifischen Nettobeschäftigungseffekte sind in Abb. 4.13 im Überblick dargestellt.

Anhand von Abb. 4.13 wird deutlich, dass sich die positiven Beschäftigungseffekte durch den Einsatz biogener Brennstoffe bei der alleinigen Wärmeerzeugung und im wärmegeführten KWK-Betrieb recht gleichmäßig auf die brennstoffbedingten Effekte und die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte des Anlagenbetriebs verteilen. Dies liegt in den personalaufwendigen Technologien in diesem Bereich, in den verhältnismäßig hohen spezifischen Investitionen und in den hohen Kosten für Wartung und Instandhaltung dieser Anlagen begründet.

Mit zunehmender Anlagengröße werden die Beschäftigungseffekte nicht mehr durch die direkten und indirekten Effekte für den Betrieb von Verbrennungsanlagen geprägt, sondern durch die benötigten Arbeitskräfte zur Bereitstellung der biogenen Brennstoffe. So liegt dieser Anteil bei der Co-Verbrennung bei ca. 90 % des gesamten Arbeitskräftezuwachses. Auch hier zeigt sich analog zu den Wärme- und Stromgestehungskosten die dominierende Rolle der Brennstoffbereitstellung bei Anlagen im oberen Leistungsbereich, insbesondere bei der Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen.

Somit ergibt sich für die regionale Verteilung der Netto-Beschäftigungseffekte durch den Einsatz biogener Brennstoffe die folgende Charakterisierung: Der Zuwachs der Arbeitskräfte erfolgt im gesamten Leistungsbereich verstärkt im ländlichen Raum. Bei der alleinigen Wärmebereitstellung und beim wärmegeführten Heizkraftwerk, bei denen sich die Anlagenstandorte in der Regel in der Nähe kleiner oder mittelgroßer Städte befinden, erfolgt der Beschäftigungsimpuls durch Investition, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung und durch die Brennstoffbereitstellung. Bei Verbrennungsanlagen im oberen Leistungsbereich wird der Beschäftigungseffekt durch die Brennstoffbereitstellung dominiert, so dass auch hier überwiegend im ländlichen Bereich Arbeitsplätze geschaffen werden. Zur detaillierteren Diskussion der Beschäftigungseffekte und zur Gegenüberstellung mit den anderen in dieser Studie untersuchten Technologien ist auf Kapitel 5.3 zu verweisen.

Tab. 4.25: Beschäftigungseffekte der Verbrennungstechnologien

Beschreibung der Technologie	Bioenergie			Fossile Referenz gesamt (AK/a)	Mehrbeschäftigung Bioenergie abzgl. fossiler Referenz		
	Brennstoff (AK/a)	Anlagenbetrieb gesamt (AK/a)	dv. direkt (AK/a)		(AK/a)	(AK/TWh)	
	gesamt (AK/a)	gesamt (AK/a)	gesamt (AK/a)				
Wärme:						pro TWh_w	
8 kW_w-Kachelofen - Scheitholz	0,006	0,028	0,019	0,034	0,003	0,031	4.305
30 kW_w-Kleinfeuerung - Industrierestholz (Holzpellets)	0,01	0,03	0,01	0,04	0,02	0,02	417
500 kW_w-Heizwerk - Waldrestholz (Hackschnitzel)	0,4	0,8	0,2	1,2	0,5	0,7	636
Wärme + Strom (KWK):							pro TWh_{el}
10 MW_{in}-HKW (Rostfeuer.) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	18	19	7	37	19	18	2.000
- Stroh (Quaderballen)	17	20	7	37	19	18	2.000
10 MW_{in}-HKW (stat. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	18	19	7	37	19	18	2.000
30 MW_{in}-HKW (Rostfeuer.) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	72	46	15	118	50	68	1.704
- Stroh (Quaderballen)	126	47	15	173	50	123	3.083
30 MW_{in}-HKW (stat. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	72	47	15	119	50	69	1.729
67 MW_{in}-HKW (Rostfeuer.) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	159	76	20	235	112	123	1.318
- Stroh (Quaderballen)	279	78	20	357	112	245	2.625
67 MW_{in}-HKW (zirkul. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	159	78	20	237	112	125	1.339
Strom:							pro TWh_{el}
20 MW_{el}-KW (Rostfeuerung) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	159	64	20	223	71	152	1.086
- Stroh (Quaderballen)	279	66	20	345	71	274	1.957
20 MW_{el}-KW (zirkul. WS) - Waldrestholz (Hackschnitzel)	159	66	20	225	71	154	1.100
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk^{a), b)}							
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	203	22	2,5	225	52	173	692
- Stroh (Quaderballen)	356	22	1,3	378	52	326	1.302
- Faulschlamm (mech. entw.)	40	5	0,4	45	1	44	7.360

a) Bei der Co-Verbrennung sind nur die zusätzlich Beschäftigten dargestellt.

b) Für die fossile Referenz sind nur die Beschäftigten der substituierten Steinkohle dargestellt.

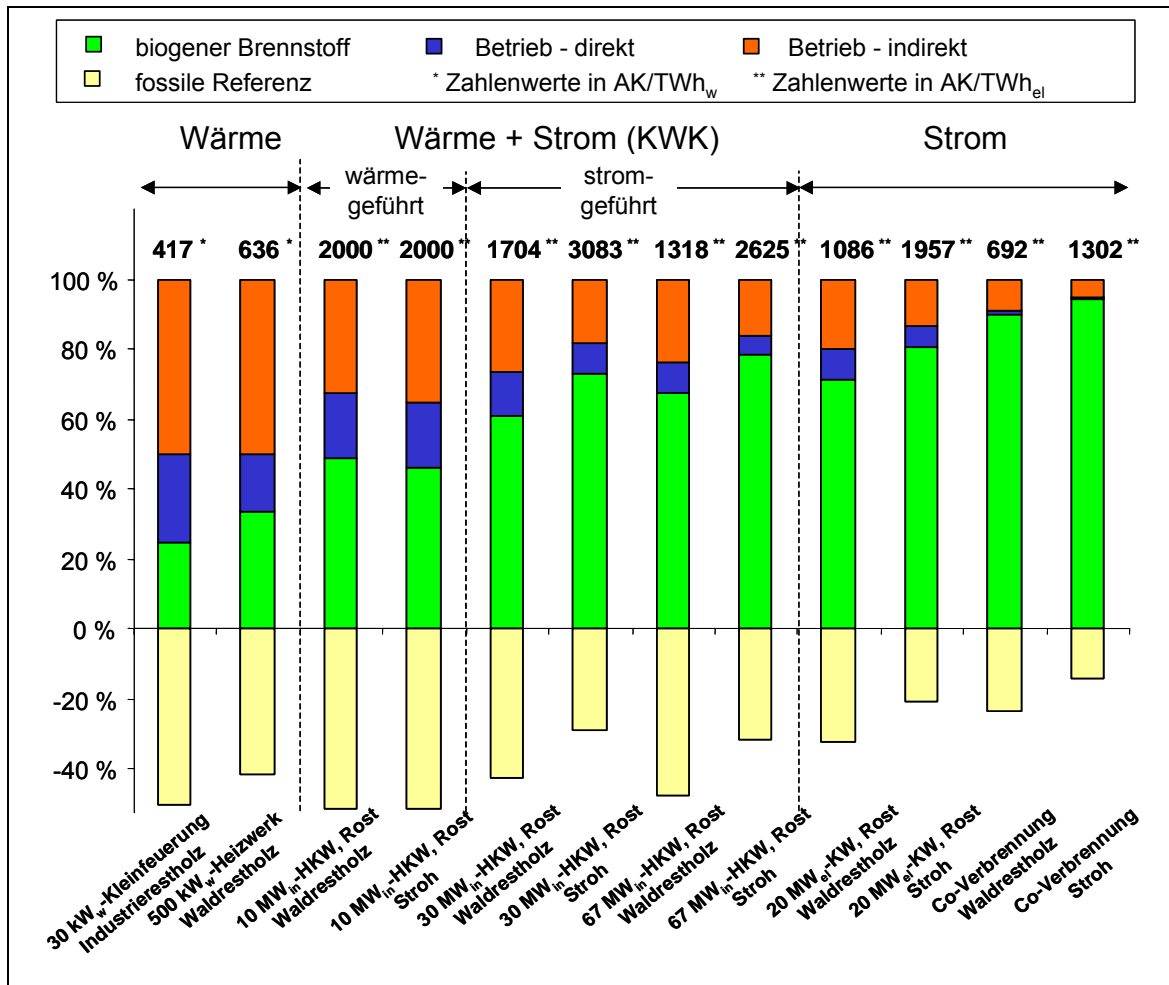


Abb. 4.13: Beschäftigungseffekte der Verbrennungstechnologien

Anhand von Abb. 4.13 wird ebenfalls der Trend deutlich, dass der Anteil der mit den ersetzten fossilen Anlagen entfallenden gegenüber der in Bioenergie-Verbrennungsanlagen geschaffenen Beschäftigung mit zunehmender Anlagengröße kontinuierlich abnimmt. Hinsichtlich der beiden betrachteten Brennstoffe Waldrestholz und Stroh zeigt sich, dass im Leistungsbereich von 10 MW_{in} keine Unterschiede in den Beschäftigungseffekten bestehen. Bei Verbrennungsanlagen im oberen Leistungsbereich, bei denen der Brennstofftransport vom Aufkommens- zum Verwendungsort über längere Distanzen erfolgt, werden die transportbedingt deutlich höheren Beschäftigungseffekte der Bereitstellung von Stroh gegenüber Waldrestholz deutlich. So liegt bei der Co-Verbrennung von Stroh im Steinkohlekraftwerk die Anzahl der zusätzlichen Arbeitskräfte bei ca. 1300 AK/TWh_{el}, wohingegen sich dieser Wert beim Waldrestholz bei rd. 700 AK/TWh_{el} befindet.

4.5.5 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Die Verwendung biogener Rest- und Abfallstoffe als Brennstoffe in Verbrennungsanlagen ist mit einem Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen verbunden, der sich primär aus der Art des substituierten fossilen Energieträgers und der benötigten Prozessenergie ableitet. Die in dieser Studie unterstellten CO₂-Emissionen fossiler Energieträger sind dem Kapitel 1.3 zu entnehmen. Wie bereits erwähnt, werden als substituierte

fossile Energieträger im Bereich der Wärmeerzeugung Heizöl und bei der Stromerzeugung Steinkohle unterstellt.

In Tab. 4.26 sind die CO₂-Emissionen bei der Wärme- und Stromerzeugung auf Basis biogener und fossiler Energieträger gegenübergestellt. Hierbei wird bei den biogenen Energieträgern unterschieden in CO₂-Emissionen durch die Bereitstellung des biogenen Brennstoffs und durch den Anlagenbetrieb (Erdgasspitzenlast und Fremdstrombezug). In dieser Tabelle sind zusätzlich die CO₂-Minderungskosten ausgewiesen, die sich aus den bereits in Kapitel 4.5.3 vorgestellten Mehrkosten biogener Verbrennungsanlagen gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung in fossilen Referenzanlagen und der realisierten CO₂-Minderung ergeben.

Analog zu den vorangegangenen Kapiteln wird zum besseren Vergleich der in dieser Studie betrachteten Technologien die CO₂-Minderung auf die erzeugte Endenergie bezogen. Die Ergebnisse sind ebenso in Tab. 4.26 dargestellt und werden nachfolgend diskutiert.

Bei der alleinigen Wärmeerzeugung kommt die spezifische CO₂-Minderung der 30 kW-Kleinfeuerung mit einem Wert von 0,33 Mg CO₂-Äq./MWh dem theoretisch maximal substituierbaren Wert der fossilen Referenzanlage von 0,348 Mg CO₂-Äq./MWh sehr nahe (vgl. Kap. 4.2, Tab. 4.9). Das Biomasseheizwerk liegt bei diesem Wert aufgrund der zusätzlichen CO₂-Emissionen, bedingt durch Erdgas als fossile Spitzenlast und durch die mit dem Fremdbezug von Strom verbundenen CO₂-Emissionen, dagegen deutlich unter dem theoretisch erreichbaren Wert der fossilen Referenz.

Bei der alleinigen Stromerzeugung stellt die spezifische CO₂-Emission bei dem als Referenz betrachteten 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerk mit einem Wert von 0,96 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} den theoretisch maximal substituierbaren Wert dar. Diesem Wert kommen die Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk und die Co-Verbrennung dieser beiden biogenen Brennstoffe im Steinkohlekraftwerk recht nahe, da die CO₂-Emissionen zur Bereitstellung der biogenen Brennstoffe nur etwa 3-5 % derjenigen der fossilen Energieträger betragen.

Bei der gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom lässt sich hingegen eine höhere CO₂-Minderung als bei der alleinigen Stromerzeugung im 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerk erreichen, da neben der Stromerzeugung auch die CO₂-Emissionen der fossilen Wärmeerzeugung den entsprechenden CO₂-Emissionen der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung mit biogenen Brennstoffen entgegenzusetzen sind. Die spezifische CO₂-Minderung bei Heizkraftwerken liegt im Brennstoffleistungsbereich zwischen 30 und 67 MW_{in} bei rund 1,4 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}.

Die aus den Modellberechnungen resultierenden CO₂-Minderungskosten werden anhand der Abb. 4.14 diskutiert, wobei darauf hinzuweisen ist, dass die Förderung, die in Form der Stromeinspeisevergütung gemäß dem EEG besteht, noch nicht berücksichtigt ist.

Beim Blick auf Abb. 4.14 zeigt sich für den Bereich der alleinigen Wärmeerzeugung, dass die CO₂-Minderungskosten bei der 30 kW-Kleinfeuerung deutlich unter denen eines 500 kW-Heizwerks liegen. Die Gründe hierfür liegen in den zusätzlichen CO₂-Emissionen beim Heizwerk, bedingt durch den Einsatz von Erdgas zur Abdeckung der Spitzenlast und den nicht zu unterschätzenden Einfluss des Bezugs von Fremdstrom zum Betrieb der Anlage.

Tab. 4.26: Kennwerte zu CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Beschreibung der Technologie	CO ₂ -Emissionen Bioenergie (Mg CO ₂ -Äq./a)		CO ₂ -Emissionen fossil (Mg CO ₂ -Äq./a)	CO ₂ -Minderung (CO ₂ -Äquivalente)		CO ₂ -Minderungskosten (€/Mg CO ₂ -Äq.)
	Gesamt	dv. Brennstoff		Gesamt (Mg/a)	Spezifisch (Mg/MWh)	
Wärme:					pro MWh_w	
8 kW_w-Kachelofen						
- Scheitholz	0,04	0,04	2,51	2,47	0,34	588
30 kW_w-Kleinf Feuerung						
- Industrierestholz (Holzpellets)	1,0	0,7	16,7	15,7	0,33	53
500 kW_w-Heizwerk						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	112	11	383	271	0,25	83
Wärme + Strom (KWK):					pro MWh_{el}	
10 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	2.040	530	20.540	18.500	2,06	5,0
- Stroh (Quaderballen)	2.200	690	20.540	18.340	2,04	5,0
10 MW_{in}-HKW (stat. WS)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	2.040	530	20.540	18.500	2,06	8,2
30 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.730	2.900	62.020	57.290	1,44	42
- Stroh (Quaderballen)	5.270	3.450	62.020	56.750	1,42	47
30 MW_{in}-HKW (stat. WS)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	4.730	2.900	62.020	57.290	1,44	45
67 MW_{in}-HKW (Rostfeuerung)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	10.500	6.450	141.380	130.880	1,40	22
- Stroh (Quaderballen)	11.720	7.660	141.380	129.660	1,39	26
67 MW_{in}-HKW (zirkul. WS)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	10.500	6.450	141.380	130.880	1,40	24
Strom:					pro MWh_{el}	
20 MW_{el}-KW (Rostfeuerung)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	6.450	6.450	134.400	127.950	0,91	82
- Stroh (Quaderballen)	7.660	7.660	134.400	126.740	0,91	87
20 MW_{el}-KW (zirkul. WS)						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	6.450	6.450	134.400	127.950	0,91	83
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk ^{a)}						
- Waldrestholz (Hackschnitzel)	8.230	8.230	238.670	230.440	0,92	53
- Stroh (Quaderballen)	9.780	9.780	238.590	228.810	0,92	54
- Faulschlamm (mech. entwäss.)	- 8.570	- 8.570	4.570	13.140	2,19	- 126

^{a)} Bei der Co-Verbrennung sind die CO₂-Emissionen der substituierten Steinkohle dargestellt.

Wie zu erwarten ist, schneidet grundsätzlich der Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung bei der Betrachtung der CO₂-Minderungskosten gegenüber einer alleinigen Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen wesentlich günstiger ab. Dies liegt an den hohen energetischen Gesamtnutzungsgraden von bis zu 80 %, die im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung realisiert werden können. Insbesondere der wärmegeführte Betrieb von Heizkraftwerken kann einen sehr kostengünstigen Beitrag zur CO₂-Minderung lie-

fern, wobei dieses Bild sicherlich durch die relativ hohen Wärmeerzeugungskosten der als Referenz betrachteten dezentralen 30 kW-Heizölfeuerung etwas verzerrt wird. Die auffallend niedrigen CO₂-Minderungskosten beim wärmegeführten Heizkraftwerk sind auf die bei dieser Technologie getroffenen Annahmen einer hohen Auslastung des Wärmenetzes und eines ganzjährig hohen Wärmebedarfs mit einer entsprechend hohen Anzahl von 6.000 Volllaststunden zurückzuführen. Dies ist nur zu erreichen, wenn die ganzjährige Wärmeabnahme durch produzierende Betriebe gegeben ist.

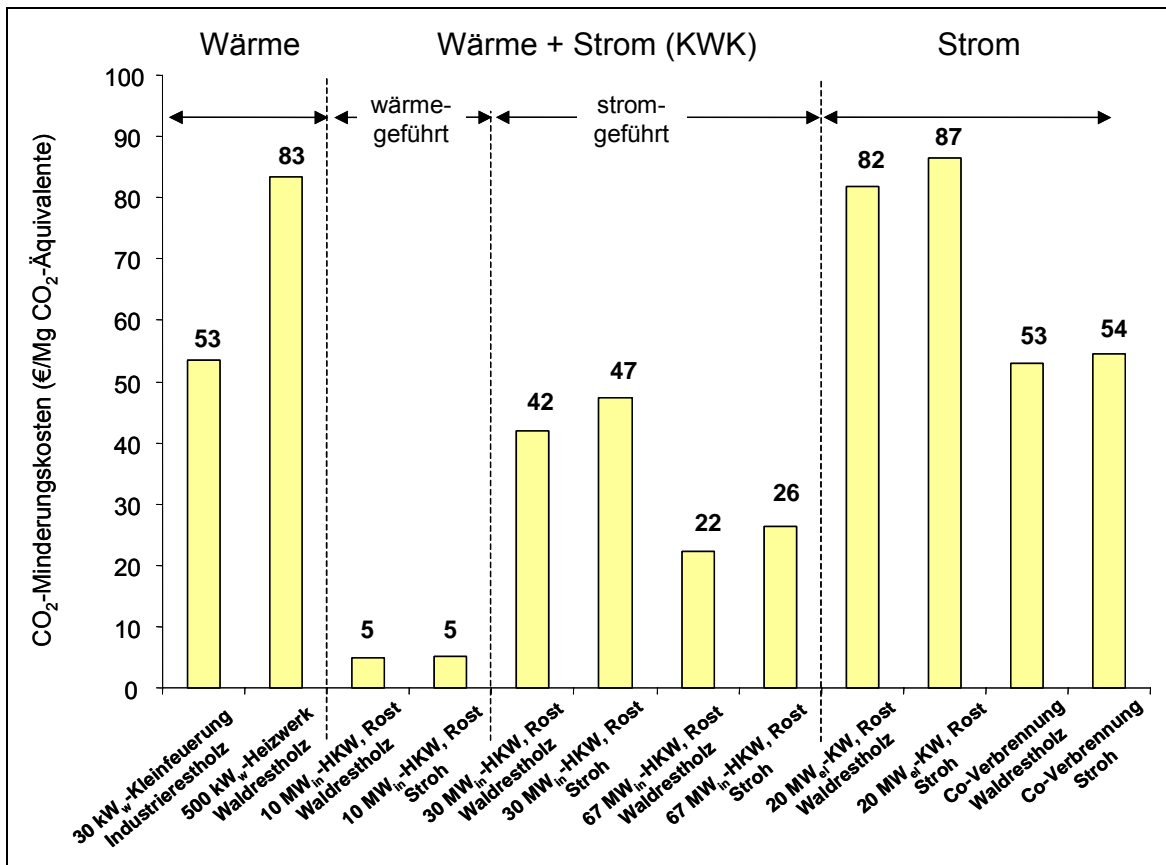


Abb. 4.14: CO₂-Minderungskosten der Verbrennungstechnologien

Im Bereich der alleinigen Stromerzeugung stellt sich die Co-Verbrennung in Steinkohlekraftwerken im Vergleich zur Stromerzeugung in Biomasse-Kraftwerken günstiger dar. Dies ist u.a. auf die höheren erreichbaren Wirkungsgrade bei der Co-Verbrennung zurückzuführen. Dieser Effekt wird durch die niedrigeren spezifischen Investitionen bei der Co-Verbrennung noch verstärkt.

Als Fazit lässt sich ziehen, dass sich die untersuchten Modellanlagen hinsichtlich ihrer CO₂-Minderungskosten als durchaus günstige Möglichkeiten darstellen, zu den CO₂-Entlastungszielen der Bundesregierung einen wichtigen Beitrag zu leisten, wobei die dezentrale Wärmeerzeugung, die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung im KWK-Bereich und die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk bei der alleinigen Stromerzeugung die günstigsten Varianten darstellen.

4.5.6 Zentrale Wärmeversorgung auf biogener oder fossiler Basis

Im Bereich der alleinigen Wärmeerzeugung aus biogenen Brennstoffen werden insbesondere den Biomasse-Nahwärmeversorgungssystemen gute Zukunftschancen prognostiziert. Da der bisher durchgeführte Vergleich mit einer dezentralen 30 kW-Kleinfeuerung auf Heizölbasis nur bedingt Rückschlüsse zulässt, wurde als Referenz die zentrale Wärmeerzeugung in Heizwerken (500 kW) auf Basis der fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas untersucht und dem mit Waldrestholz (Hackschnitzel, 50 % TS) befeuerten Heizwerk gegenübergestellt. In der Tab. 4.27 sind die wesentlichen Kennwerte zusammenfassend dargestellt, die einen umfassenden Vergleich der Technologien im Hinblick auf Wärmegegestehungskosten, Beschäftigungseffekte, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten erlauben.

Tab. 4.27: Gegenüberstellung von Heizwerken auf Basis von Waldrestholz, Heizöl und Erdgas

Kennwerte	500 kW-Heizwerk		
	Waldrestholz (HS)	Heizöl	Erdgas
Investitionen			
- Energieanlage	354.000 €	260.000 €	333.000 €
- Wärmenetz	200.000 €	200.000 €	200.000 €
Gesamtkosten, inkl. Brennstoffe	108.000 €/a	79.100 €/a	86.700 €/a
- dv. Brennstoffkosten	20.000 €/a	26.100 €/a	23.400 €/a
Wärmegegestehungskosten	99 €/MWh	71,90 €/MWh	78,80 €/MWh
Beschäftigung, gesamt	1,15 AK/a	0,49 AK/a	0,58 AK/a
- dv. über Brennstoff	0,38 AK/a	0,02 AK/a	0,10 AK/a
- dv. direkte Beschäftigung über Betrieb	0,24 AK/a	0,13 AK/a	0,10 AK/a
- dv. indirekte Beschäftigung über Investition und Betrieb	0,53 AK/a	0,34 AK/a	0,38 AK/a
Spez. Beschäftigung	1.091 AK/TWh	445 AK/TWh	527 AK/TWh
CO₂-Emissionen pro Jahr ^{a)}	112 Mg CO₂-Äq.	420 Mg CO₂-Äq.	320 Mg CO₂-Äq.
- dv. über Brennstoff	11 Mg CO ₂ -Äq.	420 Mg CO ₂ -Äq.	320 Mg CO ₂ -Äq.
CO₂-Minderung			
- gegenüber Heizöl	308 Mg CO ₂ -Äq./a		
- gegenüber Erdgas	208 Mg CO ₂ -Äq./a		
CO₂-Emissionen pro MWh ^{a)}	0,102 Mg CO₂-Äq.	0,382 Mg CO₂-Äq.	0,291 Mg CO₂-Äq.
Spez. CO₂-Minderung			
- gegenüber Heizöl	0,28 Mg CO ₂ -Äq./MWh		
- gegenüber Erdgas	0,19 Mg CO ₂ -Äq./MWh		
CO₂-Minderungskosten			
- gegenüber Heizöl	96,8 €/Mg CO ₂ -Äq.		
- gegenüber Erdgas	106,9 €/Mg CO ₂ -Äq.		

^{a)} Beim Biomasseheizwerk: CO₂-Emissionen bedingt durch den Biobrennstoff, durch Erdgas zur Spitzenlastabdeckung und Fremdstrombezug

Die Wärmegegestehungskosten des Biomasseheizwerks liegen etwa 25 bzw. 40 % über den Wärmegegestehungskosten mit den fossilen Energieträgern Erdgas bzw. Heizöl. Dies ist zum großen Teil auf die recht hohen spezifischen Investitionen bei Biomasseheizwerken zurückzuführen, die zu relativ hohen Kapitalkosten führen. Bei der Wärmever-

teilung wurden in allen drei Fällen identische Wärmenetze und Wärmeverluste von 12 % zugrunde gelegt.

Wie bereits erwähnt, ist der Einsatz biogener Brennstoffe zur Wärme- und Stromerzeugung mit positiven Beschäftigungseffekten verbunden. Dies trifft auch für zentrale Wärmeversorgungssysteme auf Biomassebasis zu. Die auf die Endwärme bezogene Anzahl von Arbeitskräften liegt beim Biomasseheizwerk mit ca. 1.091 AK/TWh deutlich über den Beschäftigungszahlen der fossilen Referenzanlagen, wobei die spezifische Beschäftigung beim Erdgas etwas über dem Wert für Heizöl liegt.

Beim Vergleich der CO₂-Emissionen schneidet die Biomasse am günstigsten ab. Bedingt durch die erforderliche Zufeuerung von Erdgas im Spitzenlastbetrieb und durch Fremdstrombezug, treten jedoch auch bei der zentralen Wärmeerzeugung auf Basis von Waldrestholz CO₂-Emissionen in Höhe von 112 Mg CO₂-Äq./a auf. Dennoch kann der Einsatz von Biomasseheizwerken wesentlich zur Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen. Gegenüber Erdgas lassen sich 0,19 Mg CO₂-Äq./MWh, gegenüber Heizöl rd. 0,28 Mg CO₂-Äq./MWh einsparen, jeweils bezogen auf die produzierte Endwärme. Hieraus ergeben sich etwas höhere CO₂-Minderungskosten bei der Substitution von Erdgas gegenüber Heizöl.

4.5.7 Zusammenfassung

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde die ökonomische Situation der Wärme- und Stromerzeugung von Verbrennungstechnologien auf der Basis ausgewählter Biobrennstoffe untersucht. Die Betrachtung erfolgte anhand typischer Modellanlagen. Die Ergebnisse lassen sich nur bedingt und nach kritischer Prüfung der individuellen Randbedingungen auf Einzelfälle übertragen, jedoch sind die nachfolgend aufgeführten Tendenzen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen erkennbar. Neben der Ökonomie lagen die Schwerpunkte der Studie auf dem möglichen Beitrag biogener Rest- und Abfallstoffe zur Reduzierung der CO₂-Emissionen und auf den positiven Beschäftigungseffekten im ländlichen Bereich, insbesondere in der Land- und Forstwirtschaft.

Im direkten Vergleich der alleinigen dezentralen Wärmeerzeugung im Leistungsbereich von 30 kW liegen die Wärmeerzeugungskosten einer Kleinf Feuerung, die mit Holzpellets aus Industrierestholz betrieben wird, ohne Berücksichtigung von Investitionszuschüssen etwa 20 % über denen einer vergleichbaren Heizöl-Referenzanlage. Dieser ökonomische Nachteil wird durch staatliche Förderungsprogramme, wie dem Marktanreizprogramm, nahezu ausgeglichen, so dass in diesem Bereich mit einer Zunahme der installierten Leistung zu rechnen ist, insbesondere wenn man berücksichtigt, dass im Bedienungskomfort nur noch geringfügige Unterschiede zwischen den biogenen und fossilen Heizsystemen bestehen.

Biomassebefeuerte Heizwerke weisen mittlerweile im Allgemeinen eine hervorragende technische Reife auf, insbesondere bei Verwendung des Brennstoffs Waldrestholz in Form von Hackschnitzeln. Im Gegensatz dazu sieht in vielen Fällen die wirtschaftliche Situation von Biomasse-Nahwärmesystemen weniger günstig aus. Wie auch die Berechnungen für die im Rahmen dieser Studie betrachtete Modellanlage für ein kleines Versorgungsgebiet mit hoher Anschlussdichte und hohem Auslastungsgrad während der Heizperiode darlegen, liegen die Wärmegestehungskosten beim Biomasseheizwerk et-

wa 25 bzw. 40 % über den Wärmegestehungskosten mit den fossilen Energieträgern Erdgas bzw. Heizöl.

Bei der gekoppelten Wärme- und Strombereitstellung ist der wärmegeführte Betrieb von Biomasse-Heizkraftwerken nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn infolge eines hohen ganzjährigen Wärme- oder Prozessdampfbedarfs diese wärmegeführte Betriebsweise zu hohen Volllaststundenzahlen führt. Dann lässt sich die Wärmeproduktion zu Wärmegestehungskosten in einer Größenordnung von 70 €/MWh realisieren.

Bei der alleinigen Stromerzeugung zeigt sich im Vergleich mit den Stromerzeugungskosten im 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerk, dass derzeit eine konkurrenzfähige Erzeugung von Strom in den betrachteten Verbrennungsanlagen mit den zugrundegelegten Vollkosten für die Brennstoffe Waldrestholz und Stroh nicht möglich ist. Dabei lässt sich die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk noch zu den niedrigsten Stromerzeugungskosten realisieren.

Auch unter Berücksichtigung der gemäß EEG garantierten Einspeisevergütungen für Biomassestrom ergibt sich für die dem EEG unterliegenden Verbrennungstechnologien ein ähnliches Bild: Ein kostendeckender Betrieb der untersuchten Technologien mit den zugrunde gelegten Vollkosten ist für die ausgewählten Brennstoffe Waldrestholz und Stroh derzeit nicht gegeben. Die Stromerzeugung auf Basis von Waldrestholz wird im 20 MW_{el}-Biomassekraftwerk unter Berücksichtigung der Förderung durch das EEG erst bei Brennstoffpreisen im Bereich von 20 bis 30 €/Mg FM (50 bis 65 % TS) wirtschaftlich interessant. Bei Stroh müssten die Brennstoffpreise für einen wirtschaftlichen Betrieb bei rd. 40 bis 45 €/Mg FM (86 % TS) liegen.

Beim Betrieb von Stromerzeugungsanlagen mit unbehandelten Alt- und Industrieresthölzern stellt sich die Situation in diesem Leistungsbereich für die Biomasse vorteilhafter dar. So erscheint die Verbrennung in einem 20 MW_{el} Biomassekraftwerk aufgrund von günstigeren Bezugspreisen aus gegenwärtiger Sicht wirtschaftlich, insbesondere dann, wenn Brennstoffpreise im unteren Bereich der angegebenen Marktbandbreite – von 10 bis 40 €/Mg FM – veranschlagt werden. Bei belasteten Alt- und Industrieresthölzern sind die Brennstoffpreise noch günstiger, sie setzen aber eine Genehmigung nach 17. BImSchV voraus.

Die Co-Verbrennung ist ohne zusätzliche Förderungsmaßnahmen nur dann wirtschaftlich, wenn die Annahme von Alt- und Industrieresthölzern für den Betreiber mit Erlösen verbunden ist. Doch dazu wäre ein Anlagenbetreiber gezwungen, auf belastete Alt- und Industrieresthölzer zurückzugreifen, die unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen zu Erlösen von 20 €/Mg FM bis zu Kosten von 5 €/Mg FM verfügbar sind.

Aufgrund des sehr geringen Heizwertes von mechanisch entwässertem Faulschlamm (25 % TS) und der daraus resultierenden geringen Menge an substituierter Steinkohle lässt sich die Co-Verbrennung von Klärschlamm in Steinkohlekraftwerken nur dann wirtschaftlich durchführen, wenn die Entgegennahme des Faulschlammes für den Anlagenbetreiber mit Erlösen verbunden ist. Vergleicht man die für einen kostendeckenden Betrieb erforderlichen Erlöse von 10-15 €/Mg FM mit den gegenwärtig am Markt erzielbaren Erlösen von rd. 40 €/Mg FM, so kann die Co-Verbrennung von mechanisch entwässertem Faulschlamm für den Betreiber eines Steinkohlekraftwerks mit beachtlichen Gewinnen verbunden sein.

Betrachtet man in diesem Zusammenhang die Co-Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in einer Müllverbrennungsanlage, so sprechen die hohen Verbrennungskosten von Hausmüll in einer Größenordnung von 110 bis 160 €/Mg FM und der sehr niedrige elektrische Nettonutzungsgrad von Müllverbrennungsanlagen von rd. 15 % gegen eine zunehmende energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in Müllverbrennungsanlagen.

Der Einsatz der unterschiedlichen biogenen Brennstoffe Waldrestholz und Stroh wirkt sich bei der Wärme- und Stromerzeugung erst in höheren Leistungsbereichen aus. Im niedrigen Leistungsbereich werden die etwas höheren Kapitalkosten bei den mit Stroh betriebenen Verbrennungsanlagen, u.a. hervorgerufen durch Investitionen für die Strohaufbereitung, durch die niedrigeren Bereitstellungskosten wieder ausgeglichen. Im höheren Leistungsbereich steigen die Brennstoffkosten für Stroh aufgrund höherer Transportkosten gegenüber Waldrestholz überproportional an, so dass sich dann die Verbrennung von Waldrestholz günstiger darstellt. Ein Ansatzpunkt wäre hier ein zusätzlicher Konditionierungsschritt für das Stroh, um den Transport in einer energiereicheren Form kostengünstiger zu realisieren.

Bezüglich der regionalen Verteilung der Netto-Beschäftigungseffekte durch den Einsatz biogener Brennstoffe ergibt sich die folgende Charakterisierung: Der Zuwachs bei den Beschäftigungseffekten erfolgt im gesamten Leistungsbereich verstärkt im ländlichen Raum. Bei der alleinigen Wärmebereitstellung und beim wärmegeführten Heizkraftwerk, bei dem die Anlagenstandorte in der Regel in der Nähe kleiner oder mittelgroßer Städte liegen, erfolgt der Beschäftigungsimpuls durch Investition, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung und durch die Brennstoffbereitstellung. Bei Verbrennungsanlagen im oberen Leistungsbereich wird der Beschäftigungseffekt durch die Brennstoffbereitstellung dominiert, so dass auch hier überwiegend im ländlichen Bereich zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden. Dies trifft auch für zentrale Wärmeversorgungssysteme auf Biomassebasis zu. Die auf die Endwärme bezogene erforderliche Anzahl von Arbeitskräften liegt beim Biomasseheizwerk mit ca. 1.100 AK/TWh deutlich über den Beschäftigungszahlen der fossilen Referenzanlagen, wobei der resultierende Nettobeschäftigungseffekt beim Vergleich mit Heizöl etwas über dem Wert von Erdgas liegt.

Hinsichtlich der CO₂-Minderung lässt sich als Fazit ziehen, dass die untersuchten Modellanlagen bei der Betrachtung ihrer CO₂-Minderungskosten durchaus günstige Möglichkeiten darstellen, zu den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung einen wichtigen Beitrag zu leisten. Hierbei stellen sich die dezentrale Wärmeerzeugung, die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung im KWK-Bereich, insbesondere im wärmegeführten Betrieb, und die Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk als die günstigsten Varianten dar. Die zentrale Wärmeproduktion in Biomasseheizwerken kann ebenso wesentlich zur Reduktion der CO₂-Emissionen beitragen. Bezogen auf die produzierte Wärme lassen sich gegenüber Erdgas 0,19 Mg CO₂-Äq./MWh, bzw. gegenüber Heizöl etwa 0,28 Mg CO₂-Äq./MWh einsparen.

4.6 Vergasung

4.6.1 Stand der Nutzung

Die Verfahren der Vergasung biogener Rest- und Abfallstoffe, einschließlich der als attraktiv erscheinenden Verfahren der Gasreinigung und Gasverwendung, haben bisher nur in Ausnahmefällen die Phase der erfolgreichen technischen Demonstration im Dauerbetrieb erreicht. Viele Anlagentypen befinden sich derzeit noch in frühen Stadien der technischen Entwicklung und Demonstration. Bei einigen Varianten ist die Entwicklung jedoch soweit fortgeschritten, dass die Demonstration eines störungsfreien Dauerbetriebs über einige hundert Stunden gelungen oder in Kürze erwartbar ist.

In dieser Situation ist die gegenwärtig in Deutschland und in anderen Ländern installierte Gesamtkapazität von in Betrieb befindlichen Vergasungsanlagen für Biomasse und auch der zugehörige jährliche Einsatz von biogenen Energieträgern deutlich geringer als bei den Technologien der Verbrennung oder der Vergärung.

4.6.2 Ausgewählte Verfahren

Wegen des im frühen Stadium befindlichen technischen Entwicklungsstandes besteht bei der Vergasung im Gegensatz zu den Verhältnissen bei der Verbrennung sowie der Gewinnung von Biogas und Klärgas ein deutlich unsicherer Boden für die quantitative Abschätzung der technischen und ökonomischen Kenndaten. So müssen die quantitativen Angaben zur Vergasung und Gasverwendung weitgehend als solche verstanden werden, die aus gegenwärtiger Sicht als einigermaßen realistisch erscheinen. Abstriche von der Belastbarkeit der Daten sind dabei unvermeidlich.

Die nachfolgend beschriebenen Sachverhalte und Einschätzungen sind für die Auswahl von Modellanlagen für quantitative Abschätzungen maßgebend:

Im unteren Leistungsbereich (bis zu etwa 5 MW_{in}) könnten sich die relativ einfachen Festbett-Gleichstrom-Vergaser durchsetzen, sofern es gelingt, die noch bestehenden technischen Schwierigkeiten zu überwinden. Im Bereich dieser Anlagengrößen sind verwendungsseitig vorzugsweise Gasmotoren einzusetzen, um zu besseren energetischen Wirkungsgraden zu gelangen als im Falle der Verbrennung.

Bei Anlagen oberhalb von einigen MW_{in} wird es zunehmend schwierig, eine hinreichend gleichmäßige Temperaturverteilung über den Querschnitt von Gleichstrom-Festbettvergäsern zu erreichen. Deshalb sind in diesem Leistungsbereich Wirbelschichtvergaser zu bevorzugen, die eine ziemlich gleichmäßige Temperaturverteilung aufweisen und somit zu einer schnelleren und vollständigeren Brennstoffumsetzung führen. Zusätzlich besitzen Wirbelschichtvergaser eine größere Toleranz gegenüber Schwankungen in der Feuchte und in der Stückigkeit des zugeführten Biomassebrennstoffs.

Die relativ einfach gebauten einstufigen, stationären Wirbelschichtvergaser können allerdings nur für Holz eingesetzt werden, nicht aber für halmartige und andere strukturschwache Arten von Biomasse. Die letzteren weisen in der Regel einen höheren Kaliumgehalt als Holz auf. Das führt zu geringeren Ascheerweichungstemperaturen im Bereich von 750 bis 850 °C. Die Folge ist ein hohes Agglomerationsrisiko im Wirbelbett. Deshalb ist davon auszugehen, dass auf technisch aufwendigere Vergasertypen – z.B.

zweistufige Wirbelschichtvergaser – zurückgegriffen werden muss, wenn strukturschwache biogene Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden sollen.

Hinsichtlich der Gasverwendung kommen bei Vergasern in der Größenklasse von 10 MW_{in} Brennstoffleistung sowohl Gasmotoren, Gasturbinen, als auch – im Falle einer erfolgreichen Weiterentwicklung – Brennstoffzellen in Betracht. Im Interesse einer Begrenzung des Umfangs der quantitativen Analysen wird auf Zahlenangaben zu Anlagen mit Gasturbinen ohne angeschlossene Dampfturbinen verzichtet, da diese in der diskutierten Größenklasse keine wesentlichen Vorteile beim erreichbaren Wirkungsgrad der Stromerzeugung gegenüber Gasmotoren aufweisen. Modellanlagen mit Gas- und Dampfkreislauf (GuD) werden für die größeren Anlagen bei 50 MW_{in} und bei 150 MW_{in} wegen ihrer Wirkungsgradvorteile bei der Stromerzeugung ausgewählt. In einem Falle geschieht dies bereits bei 10 MW_{in}.

Für die Integration von Strohvergasern in existierende Kohlekraftwerke wird beispielhaft von Wirbelschichtanlagen ausgegangen, in denen zunächst bei Temperaturen um 400-500 °C eine unvollständige Vergasung erfolgt, die durch eine Verbrennung des entstehenden Restkokes ergänzt wird. Der Restkoks wird dabei über die Kohlenmühle der Staubfeuerung zugeführt. Der Biomasseanteil an der Brennstoffversorgung könnte bis etwa 20 % betragen. Der wesentliche technische Vorteil der Integration einer Vergasungsanlage gegenüber einer Verbrennungsanlage für biogene Brennstoffe in ein bestehendes Kohlekraftwerk besteht in der Möglichkeit zur Erzielung besserer Dampfparameter im Dampfkreislauf des Kohlekraftwerks nach einer hochtemperaturigen Verbrennung des Synthesegases. Auf diese Weise kann ein etwas höherer elektrischer Wirkungsgrad des Kraftwerks erzielt werden.

Für die Anlagen bei 50 und 150 MW_{in} wurden reine Kraftwerke unterstellt, weil es bei größeren Anlagen immer schwieriger wird, Standorte mit einer entsprechend hohen Wärmeabnahme bei wirtschaftlich interessanten Wärmepreisen zu finden.

Auf der Basis dieser Erwägungen wurden für quantitative Abschätzungen die in Tab. 4.28 technisch skizzierten Modellanlagen ausgewählt. Die Palette der in der Literatur vorgeschlagenen Verfahrensvarianten ist so breit, dass die in dieser Tabelle dargestellte Auswahl an Verfahren eine Reihe von Verfahrensvarianten ausklammern muss, deren technische und wirtschaftliche Kenngrößen durch Versuchs- und Demonstrationsanlagen in Deutschland und in anderen Ländern der EU erprobt werden.

Einige Beispiele für solche Verfahren, die in dieser Studie nicht näher diskutiert werden, sind:

- Schnell-Pyrolyse zur Gewinnung vorwiegend flüssiger Produkte mit anschließendem Einsatz dieser Produkte in Verbrennungsmotoren
- Schnell-Pyrolyse zur Herstellung von Pyrolyseöl und Pyrolysekoks in vielen kleineren Anlagen, um diese Produkte einer großen Anlage zuzuführen
- Druckbetriebene Wirbelschichtvergasung mit Luft in größeren Anlagen
- Vergasung mit Sauerstoff oder mit sauerstoffangereicherter Luft
- Vergasung mit überkritischem Wasser unter hohem Druck

Tab. 4.28: Verfahren der energetischen Nutzung: Vergasung

Technologien	Größenklasse			Reststoff (Konditionierungsform), TS-Gehalt (% FM) / Transportart, Transportentfernung	Endenergie
	Brennstoff- leistung (MW _{in})	elektrische Leistung (MW _{el})	Volllast Strom / Wärme (h/a)		
Vergasung; Medium; Gasverwendung					
Gleichstrom-Festbett-Vergaser (FB); Luft; Gasmotor	0,2	0,04	5.000 / 2.500	Waldrestholz (HS), 50 % / Schlepper, 10 km	Strom, Wärme
Gleichstrom-Festbett-Vergaser (FB); Luft; Gasmotor	2	0,5	5.000 / 3.000	Waldrestholz (HS), 50 % / Schlepper, 10 km	Strom, Wärme
zirk. Wirbelschicht-Vergaser (ZWS), 1-stufig; Luft; Gasmotor	10	2,8	5.000 / 4.000	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 30 km	Strom, Wärme
ZWS, 2-stufig; Dampf; Gasmotor	10	2,9	5.000 / 4.000	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 30 km	Strom, Wärme
ZWS, 2-stufig; Dampf; Brennstoffzelle	10	4,1	5.000 / 4.000	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 30 km	Strom, Wärme
ZWS, 2-stufig; Dampf; Gasmotor	10	3,0	5.000 / 4.000	Stroh (Quaderballen) ^{a)} , 86 % / Schlepper, 30 km	Strom, Wärme
ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD	10	3,8	5.000 / 4.000	Stroh (Quaderballen) ^{a)} , 86 % / Schlepper, 30 km	Strom, Wärme
Co-Vergasung: Wirbelschicht-Vergaser (WS) integriert in Kohlekraftwerk	50	19,3	5.000 / -	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 30 km	Strom
ZWS, 1-stufig; Luft; GuD	50	19,5	5.000 / -	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 30 km	Strom
ZWS, 2-stufig; Luft; GuD	150	60	5.000 / -	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 100 km	Strom
ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD	150	60	5.000 / -	Waldrestholz (HS), 50 % / Lkw, 100 km	Strom
ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD	150	63	5.000 / -	Stroh (Quaderballen) ^{a)} , 86 % / Lkw, 100 km	Strom

HS = Hackschnittel

^{a)} Stroh wird generell vor der Vergasung auf 2-3 cm gehäckselt.

Technische Kenngrößen

Angaben zum Brennstoffbedarf sowie zur Strom- und Wärmeproduktion der Modellanlagen sind in Tab. 4.29 zusammengestellt. Die Datenbasis und die Schätzmethode für die aufgeführten Nutzungsgrade werden im Anhang zu Kap. 4.6 dargestellt.

Tab. 4.29: Technische Kenngrößen der Vergasungsverfahren

Beschreibung der Technologie Leistung; Vergasertechnologie; Gasverwendung; Brennstoff (S = Stroh, W = Waldrestholz)	Volllaststunden		Brennstoffbedarf Bioenergie (MWh/a)	Jahresnutzungsgrade ^{a)}		Nettoproduktion ^{b)} (MWh/a)	
	Strom (h/a)	Wärme (h/a)		Strom	Wärme	Strom	Wärme
0,2 MW _{in} / 38 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	5.000	2.500	1.000	0,19	0,20	190	100
2 MW _{in} / 460 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	5.000	3.000	10.000	0,23	0,18	2.300	1.050
10 MW _{in} / 2,8 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; Gasmotor; W	5.000	4.000	50.000	0,28	0,23	13.900	9.100
10 MW _{in} / 2,9 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; W	5.000	4.000	50.000	0,29	0,22	14.250	8.900
10 MW _{in} / 4,1 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Brennstoffzelle; W	5.000	4.000	50.000	0,41	0,12	20.600	4.800
10 MW _{in} / 3,0 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; S	5.000	4.000	50.000	0,30	0,29	14.900	11.700
10 MW _{in} / 3,8 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	5.000	4.000	50.000	0,38	0,23	18.800	9.200
Co-Vergasung: 19,3 MW _{el} ; WS; integriert in Kohlekraftwerk; W	5.000	-	250.000	0,39	-	96.500	-
19,5 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	5.000	-	250.000	0,39	-	97.500	-
60 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	5.000	-	750.000	0,40	-	300.000	-
60 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; W	5.000	-	750.000	0,40	-	300.000	-
63 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	5.000	-	750.000	0,42	-	315.000	-

^{a)} Jahresnutzungsgrad Wärme: Wärmeverluste bei der Wärmeverteilung nicht berücksichtigt

^{b)} Nettoproduktion Wärme: erzeugte biogene Wärme, ohne Spitzenlastkessel, ohne Wärmeverluste bei der Wärmeverteilung

4.6.3 Wirtschaftlichkeit

Spezifische Investitionen

Wegen des deutlich jüngeren Entwicklungsstandes der Technologien der thermochemischen Vergasung gegenüber denen der Verbrennung und Vergärung ist es nicht möglich, Aussagen zur Ökonomie auf einer Datenbasis mit vergleichbarer Belastbarkeit zu machen. Die vergleichsweise wenigen in Bau oder in Betrieb befindlichen Versuchs- oder Demonstrationsanlagen sind weitgehend maßgeschneidert und dementsprechend teuer. Wenn man die zugehörigen Projektdaten unterstellt, ergibt sich erwartungsgemäß

ein deutlicher ökonomischer Nachteil der Vergasungsverfahren gegenüber den technisch fortgeschritteneren anderen Verfahren der energetischen Nutzung von Biomasse.

Angesichts dieses Sachverhaltes sollte man die weitere Entwicklung der Vergasungstechnologien jedoch nicht stoppen, ohne die Besonderheiten der Entwicklungspotenziale dieser Verfahren in Betracht zu ziehen. Der wesentliche technisch erwartbare Vorteil dieser Verfahren besteht in dem Potenzial zur Erreichung besserer elektrischer Wirkungsgrade.

Spezifische methodische Ansätze

Zur Diskussion des ökonomischen Potenzials wird in dieser Studie auf das methodische Instrument von „Lernkurven“ zurückgegriffen, mit deren Hilfe das Ausmaß der erwartbaren Verringerungen der spezifischen Investitionen im Verlaufe des Übergangs von der ersten zur zehnten oder zur hundertsten Anlage abgeschätzt werden kann. Der Theorie der „Lernkurven“ liegt die bei vielen Technologiebereichen gewonnene Erfahrung zugrunde, dass sich spezifische Investitionen in einem vom Entwicklungsstand der wesentlichen technischen Komponenten abhängigen Faktor verringern, wenn sich die Zahl der erstellten Anlagen verdoppelt (siehe auch Anhang zu Kap. 4.6). In dieser Studie wird für die Vergasungstechnologien einheitlich unterstellt, dass es sich um die jeweils zehnte Anlage eines technischen Verfahrens handelt. Weil es Zeit braucht, um von frühen Stadien der technischen Entwicklung beispielsweise zu einer zehnten Anlage im betrachteten Technologiebereich zu gelangen, kann nicht unterstellt werden, dass die veranschlagten Daten bereits in wenigen Jahren realisiert werden. Es ist eher davon auszugehen, dass dies erst in 10 bis 20 Jahren erreichbar ist.

Die diskutierten Verfahren der Vergärung und Verbrennung befinden sich in einem so fortgeschrittenen Stadium der technischen Entwicklung, dass die Periode der Verringerung der Anlagenkosten weitgehend abgeschlossen ist. In diesen Technologiebereichen wäre gegenwärtig eher das Stadium der hundertsten Anlage mit entsprechend geringeren Aussichten auf weitere Rationalisierungserfolge anzusetzen.

Eine zweite methodische Besonderheit bei den Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit der Vergasungsverfahren liegt darin, dass weitgehend auf Literatúraussagen und auf eigene Abschätzungen zur Höhe der spezifischen Investitionen zurückgegriffen wird. Bezüglich der gegenwärtigen Ausgangssituation wird auf Angaben von Uil (2000) aufgebaut. Nähere Einzelheiten hierzu sind im Anhang zu Kap. 4.6 beschrieben.

Die Modellanlagen enthalten teilweise gleiche Vergasertypen bei gleicher Brennstoffleistung, unterscheiden sich aber durch die Art der Gasverwendung zur Strom- und Wärmeerzeugung. Deshalb wurden die spezifischen Investitionen zunächst für den Vergaserteil und für den Gasverwendungsteil getrennt veranschlagt, bevor eine Zusammenfüge zu den Gesamtinvestitionen erfolgte.

In Tab. 4.30 werden einige Kenndaten zur Ökonomie aufgeführt, auf die sich die nachfolgenden Aussagen stützen.

Tab. 4.30: Kennwerte zur Ökonomie der Vergasungstechnologien

Beschreibung der Technologie Leistung; Vergasertechnologie; Gasverwendung; Brennstoff (S = Stroh, W = Waldrestholz)	Investitionen		Gesamtkosten		Mehrkosten zur fossilen Referenz (1000 €/a)
	Biomasse- anlage (1000 €)	Wärme- netz (1000 €)	(1000 €/a)	dv. biogene Brennstoff- kosten (1000 €/a)	
0,2 MW _{in} / 38 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	240	50	70	20	50
2 MW _{in} / 460 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	2.170	240	570	170	380
10 MW _{in} / 2,8 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; Gasmotor; W	6.830	830	2.140	910	780
10 MW _{in} / 2,9 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; W	8.780	820	2.420	910	1.100
10 MW _{in} / 4,1 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Brennstoffzelle; W	11.960	540	2.840	910	1.540
10 MW _{in} / 3,0 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; S	9.320	980	2.480	850	890
10 MW _{in} / 3,8 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	13.870	830	3.140	850	1.550
Co-Vergasung ^{a)} : 19,3 MW _{el} ; WS; integriert in Kohlekraftwerk; W	11.600	-	6.270	4.500	5.100
19,5 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	34.500	-	9.800	4.500	5.500
60 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	75.000	-	27.120	15.600	13.800
60 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; W	87.800	-	29.070	15.600	15.700
63 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	92.200	-	30.050	15.900	16.000

^{a)} Bei der Co-Vergasung sind ausschließlich die zusätzlichen Investitionen und Gesamtkosten dargestellt.

Die Abb. 4.15 enthält eine Aufgliederung nach den spezifischen Investitionen für die Gaserzeugung und für die Gasverwendung. Bei allen Modellanlagen überwiegen die Investitionen für die Erzeugung und Reinigung des Gases. Bei den größeren Anlagen (ab 19,5 MW_{el}) mit GuD-Kreisläufen sind die auf die Gasverwendung entfallenden Investitionen allerdings nicht wesentlich geringer als für die Gaserzeugung.

Im Falle der Brennstoffzellen (Beispiel Schmelzkarbonatzellen) wurde hinsichtlich der spezifischen Investitionen unterstellt, dass sich die mittelfristigen Zielvorstellungen von Herstellern realisieren lassen, die sich bei 1000 €/kW_{el} (das entspricht 410 €/kW_{in}) bewegen. Gegenwärtig sind diese um ein Mehrfaches höher. Beim angesetzten Zahlenwert handelt es sich also um eine Aussage im Sinne: „Angenommen, es gelänge ...“.

Gut erkennbar ist bei gleicher Brennstoffleistung die höhere spezifische Investition der 2-stufigen gegenüber der einstufigen Vergasung. Weiterhin erkennt man hierbei den Trend der Abnahme der spezifischen Investitionen mit zunehmender Anlagenleistung.

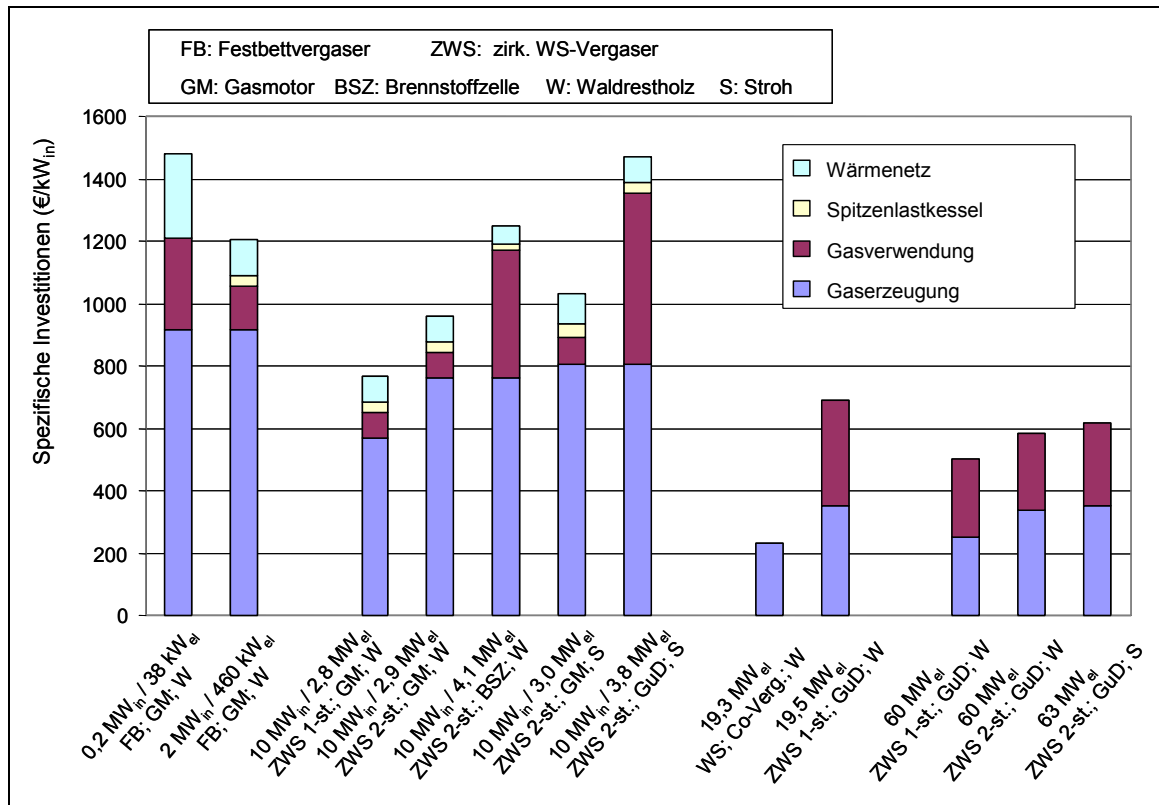


Abb. 4.15: Spezifische Investitionen bei der Vergasung

Beim Vergleich der Anlagen für die Brennstoffe Waldrestholz und Stroh schneidet Waldrestholz bezüglich der spezifischen Investitionen trotz einer zusätzlichen Trocknung günstiger ab. Dies liegt am höheren Aufwand bei der Lagerung und Aufarbeitung von Stroh.

Obwohl die der Abb. 4.15 zugrunde liegenden Zahlenannahmen als qualitativ plausibel erscheinen mögen, ist erneut darauf hinzuweisen, dass sie deutlich spekulative Annahmen enthalten, die bisher – insbesondere hinsichtlich der Absolutaussagen – noch nicht gut belegbar sind. Das gleiche gilt für die nachfolgenden Aussagen zu den Kosten der Stromerzeugung.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten errechnen sich aus den Gesamtkosten der Erzeugung von Strom und Wärme abzüglich einer Wärmegutschrift. Diese wird durch die Erlöse je MWh der ins Nah- oder Fernwärmenetz eingespeisten Wärmemenge bestimmt. Die erzielbaren Fernwärmeerlöse sinken in der Regel mit wachsender Leistung des HKW. Die diesbezüglichen Ansätze hierfür sind in Tab. 4.31 zusammengestellt. Sie beruhen weitgehend auf Analysen von Wintzer et al. (1994).

Tab. 4.31: Erzielbare Fernwärmeerlöse in Abhängigkeit der HKW-Größe

Brennstoffleistung in MW _{in}	0,2	2,0	10	50	150
Fernwärmeerlöse in €/MWh	35	30	25	20	15

Quelle: Wintzer et al. (1994)

Wenn diese Erlöse für die eingespeiste Nah- und Fernwärme zugrunde gelegt werden, ergeben sich die in der Abb. 4.16 dargestellten Stromgestehungskosten je MWh_{el} .

Das Muster hinsichtlich der Anlagengröße, das bereits durch Abb. 4.15 vorgeprägt ist, ist auch in Abb. 4.16 zu erkennen. Mit den angemessenen Vorbehalten hinsichtlich der Analyseschärfe ist dennoch auf einige Veränderungen gegenüber dem Muster der spezifischen Investitionen von Abb. 4.15 hinzuweisen, welche qualitativ verständlich sind:

Bei der Gasverwendung in GuD-Kreisläufen und bei der Anlage mit Brennstoffzelle werden die höheren Investitionen weitgehend durch die besseren elektrischen Wirkungsgrade kompensiert.

Bei den Anlagen mit einer Brennstoffleistung von $10 MW_{in}$ liegen die Stromgestehungskosten im Bereich zwischen 125 und $150 \text{ €/}MWh_{el}$, bei den größeren Anlagen ($19 MW_{el}$ und $60 MW_{el}$) um $100 \text{ €/}MWh_{el}$. Dies ist eine deutliche Verbesserung, aber im Vergleich zu den Kosten der Stromerzeugung aus Kohle (etwa $45 \text{ €/}MWh_{el}$) rund doppelt so teuer. Immerhin läge man bei den größeren Anlagen im Bereich der Strom-einspeisevergütung gemäß EEG, insofern die Anlagen die derzeitige Obergrenze von $20 MW_{el}$ nicht überschreiten.

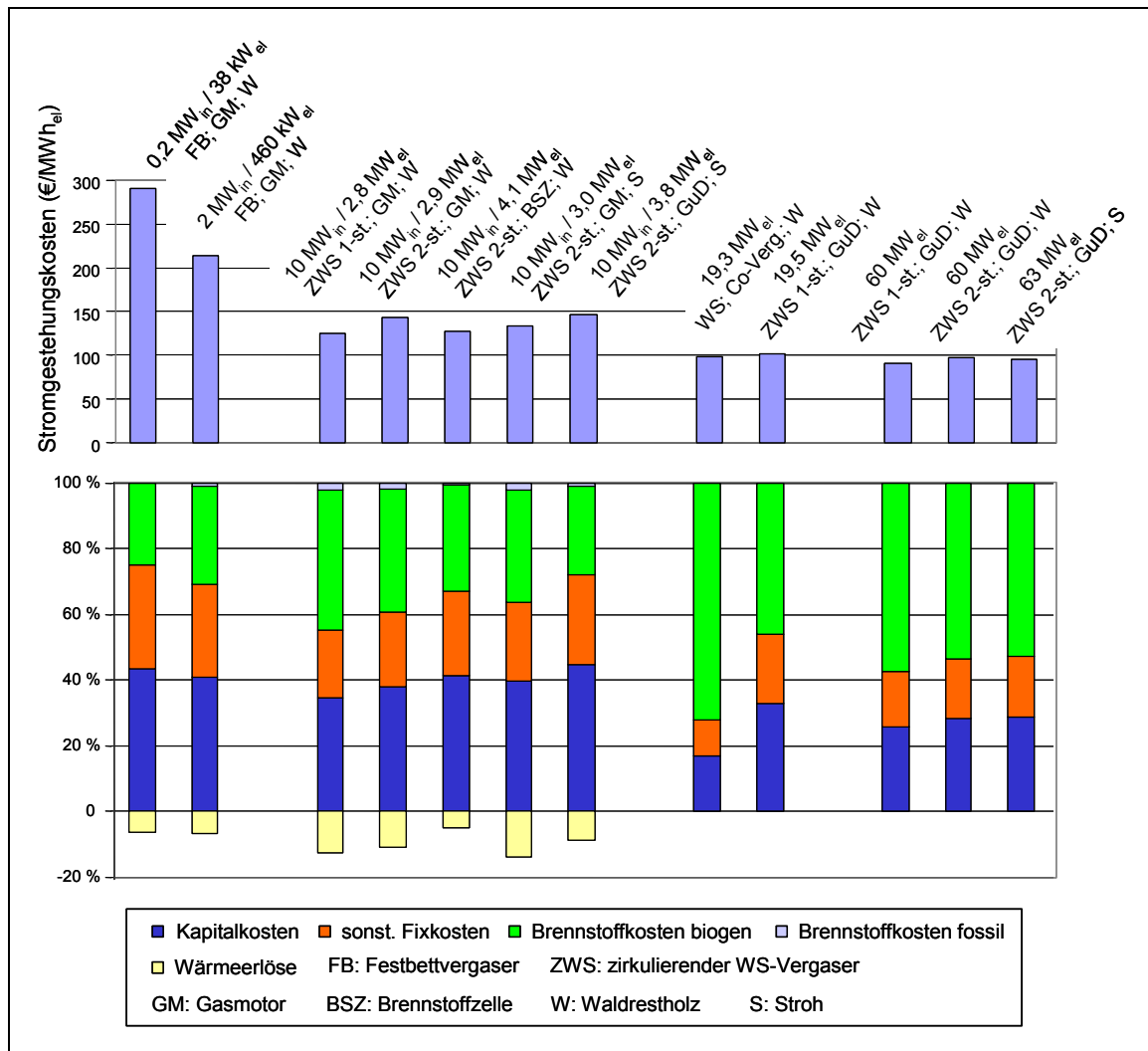


Abb. 4.16: Stromgestehungskosten der Vergasungstechnologien – Aufschlüsselung der Kosten und Beiträge zur Kostendeckung

Werden 10 MW_{in}-Anlagen mit Gasmotoren und GuD-Anlagen verglichen, erkennt man Vorteile zugunsten der billigeren Gasmotoren, obwohl sich mit den GuD-Anlagen höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen lassen. Weitergehende Abschätzungen, die hier nicht näher dargestellt sind, führen zu dem Ergebnis, dass der Vorteil der billigeren Gasmotoren bei größeren Anlagen und/oder bei höheren Preisen für fossile Energieträger nicht mehr besteht.

Bei der Anlage mit Brennstoffzelle zur Stromerzeugung fällt auf, dass sich rechnerisch etwas geringere Stromgestehungskosten ergeben als im Falle der gleichen Vergaseranlage mit Gasmotor, obwohl die spezifischen Investitionen der Gesamtanlage gemäß Abb. 4.15 höher angesetzt wurden. Der Grund liegt in dem höheren elektrischen Wirkungsgrad der Anlage mit Brennstoffzelle. Bei der Interpretation der Ergebnisse für diesen Anlagentyp ist jedoch auf die bereits beschriebenen Besonderheiten beim Ansatz der spezifischen Investitionen zu verweisen.

Beim Vergleich der Vergasertypen untereinander ergeben sich bei 10 MW_{in} Vorteile zugunsten der einfacheren Vergasung mit Luft gegenüber der aufwendigeren 2-stufigen Vergasung mit Dampf. Dieser erhöhte technische Aufwand ist jedoch eine Voraussetzung für die Vergasung „schwieriger“ biogener Brennstoffe (z.B. Stroh). Bei 10 MW_{in} und 150 MW_{in} wurden jeweils zwei Modellanlagen betrachtet, die sich nur durch die Art des Brennstoffes (Waldrestholz, Stroh) und die dadurch bedingten Investitionen unterscheiden. Die Investitionsunterschiede sind allerdings relativ gering, da den höheren Investitionen bei der Gaserzeugung (siehe Stroh) die entfallenden Investitionen für die Trocknung von Waldrestholz (von 65 % auf 90 % TS) gegenüber stehen (vgl. Abb. 4.15).

Bei 150 MW_{in} (typisch 100 km Transportstrecke) stimmen die angesetzten Kosten für das angelieferte Holz und Stroh ungefähr überein. Die Kosten der Stromerzeugung aus Stroh sind dennoch etwas geringer, weil im Falle Stroh wegen der entfallenden Trocknung ein etwas höherer elektrischer Wirkungsgrad erreicht werden kann.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass die relativ kostengünstigen Luftvergaser wegen des hohen Stickstoffgehaltes im erzeugten Gas nicht für die Gasnutzung in Brennstoffzellen geeignet sind.

Wärmegestehungskosten

Analog zu den Stromgestehungskosten werden die Wärmegestehungskosten der Heizkraftwerke aus den Gesamtkosten abzüglich einer Stromgutschrift berechnet. Dabei werden für die Stromgutschrift Stromerlöse entsprechend dem EEG angesetzt (siehe auch Tab. 4.32).

Die Wärmegestehungskosten bei 2 MW_{in}-Anlagen sind mit rund 300 €/MWh sehr teuer. Bei den Modellanlagen für 10 MW_{in} gelangen die Wärmegestehungskosten in den interessanteren Bereich von 100 bis 150 €/MWh für die ins Verteilungsnetz eingespeiste Wärme. Der Vergleich mit den in Tab. 4.31 aufgeführten Wärmeerlösen von etwa 25 €/MWh für diese Größenklasse der Anlagen verdeutlicht, dass Wärme unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen noch nicht konkurrenzfähig erzeugt werden kann.

Tab. 4.32: Strom- und Wärmegestehungskosten der Vergasungstechnologien

Beschreibung der Technologie Leistung; Vergasertechnologie; Gasverwendung; Brennstoff (S = Stroh, W = Waldrestholz)	Strom- gestehungs- kosten ^{a)} (€/MWh _{el})	Wärme- gestehungs- kosten ^{b)} (€/MWh _w)	Mehrkosten gegenüber fossiler Referenz	
			Strom (€/MWh _{el})	Wärme (€/MWh _w)
0,2 MW _{in} / 38 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	294	550	250	472
2 MW _{in} / 460 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	213	302	169	224
10 MW _{in} / 2,8 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; Gasmotor; W	125	91	81	13
10 MW _{in} / 2,9 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; W	143	121	98	43
10 MW _{in} / 4,1 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Brennstoffzelle; W	127	190	83	112
10 MW _{in} / 3,0 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; S	134	92	89	14
10 MW _{in} / 3,8 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	146	148	101	70
Co-Vergasung: 19,3 MW _{el} ; WS; integriert in Kohlekraftwerk; W	98	-	53	-
19,5 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	101	-	57	-
60 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	90	-	46	-
60 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; W	97	-	52	-
63 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	95	-	50	-

^{a)} bei einer Wärmevergütung ab Werk zwischen 15 und 35 €/MWh (vgl. Tab. 4.31), inkl. Wärme aus Spitzenlastkessel, ohne die Kosten der Wärmeverteilung

^{b)} bei einer Stromvergütung gemäß EEG, inkl. der Kosten der Wärmeverteilung

Kostenunterdeckung

Aus einer Gegenüberstellung der Gesamtkosten und der Erlöse für Strom (gemäß Einspeisevergütung nach dem EEG) und Wärme (gemäß den angesetzten gegenwärtig erzielbaren Preisen für die Wärmeeinspeisung) ergeben sich Kostenunterdeckungen, welche trotz der Förderung durch das EEG bestehen bleiben. In Abb. 4.17 sind die entsprechenden Kostenunterdeckungen neben den jeweiligen Brennstoffkosten je MWh_{in} dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass sich in allen Fällen eine Kostenunterdeckung ergibt. Diese ist bei den Anlagen der 10 MW_{in}-Klasse allerdings mit ca. 9 bis 21 €/MWh_{in} nur mäßig, bei den größeren Anlagen mit 19,3 bzw. 19,5 MW_{el} ist sie mit 4 bis 6 €/MWh_{in} geringer. Mit steigenden Preisen für die fossilen Energieträger würde sich die Kostenunterdeckung im gesamten Bereich der Anlagengrößen verringern oder in eine Kostenüberdeckung umschlagen.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Kostenunterdeckung je MWh_{in} zugleich eine Aussage darüber ist, um welchen Betrag sich die Kosten der biogenen Brennstoffe gegenüber den in dieser Studie veranschlagten Kosten (in €/MWh_{in}) verringern müssten, um unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Kostendeckung zu gelangen. Allerdings wäre dies nur ein Weg, um die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

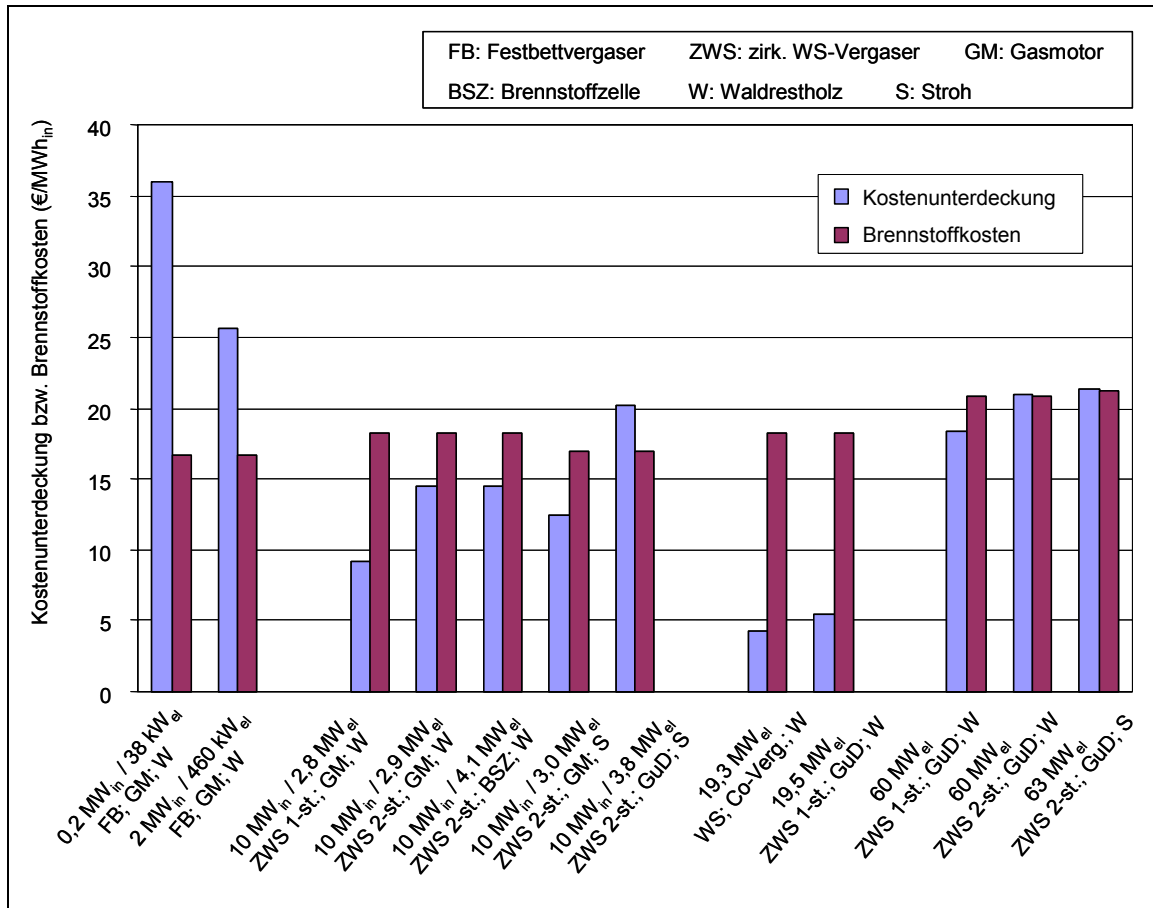


Abb. 4.17: Vergleich von Kostenunterdeckung und Brennstoffkosten bei den Vergasungstechnologien

Auffällig sind in Abb. 4.17 die hohen Werte für die 60 bzw. 63 MW_{el}-Anlagen. Der Grund dafür ist, dass die Vorteile der Stromvergütung für diese Anlagengröße nicht mehr gelten (nur bis 20 MW_{el}). Die Kostenunterdeckung bei diesen Anlagen würde sich entscheidend verringern, wenn man hypothetisch von der gleichen Einspeisevergütung ausginge, die bis 20 MW_{el} gilt. Gemäß EEG werden für Anlagen zwischen 5 und 20 MW_{el} derzeit 87 €/MWh_{el} vergütet.

4.6.4 Beschäftigungseffekte

Wie bei der Erzeugung von Biogas und Klärgas sowie bei der Verbrennung sind auch bei den Technologien der Vergasung positive Beschäftigungseffekte zu erwarten. Bezüglich der Methodik zur Abschätzung der Effekte ist auf Kap. 1.3 zu verweisen. Rechenergebnisse zum Umfang der Beschäftigungseffekte sind in Abb. 4.18 grafisch dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind alle Angaben auf eine TWh_{el} bezogen.

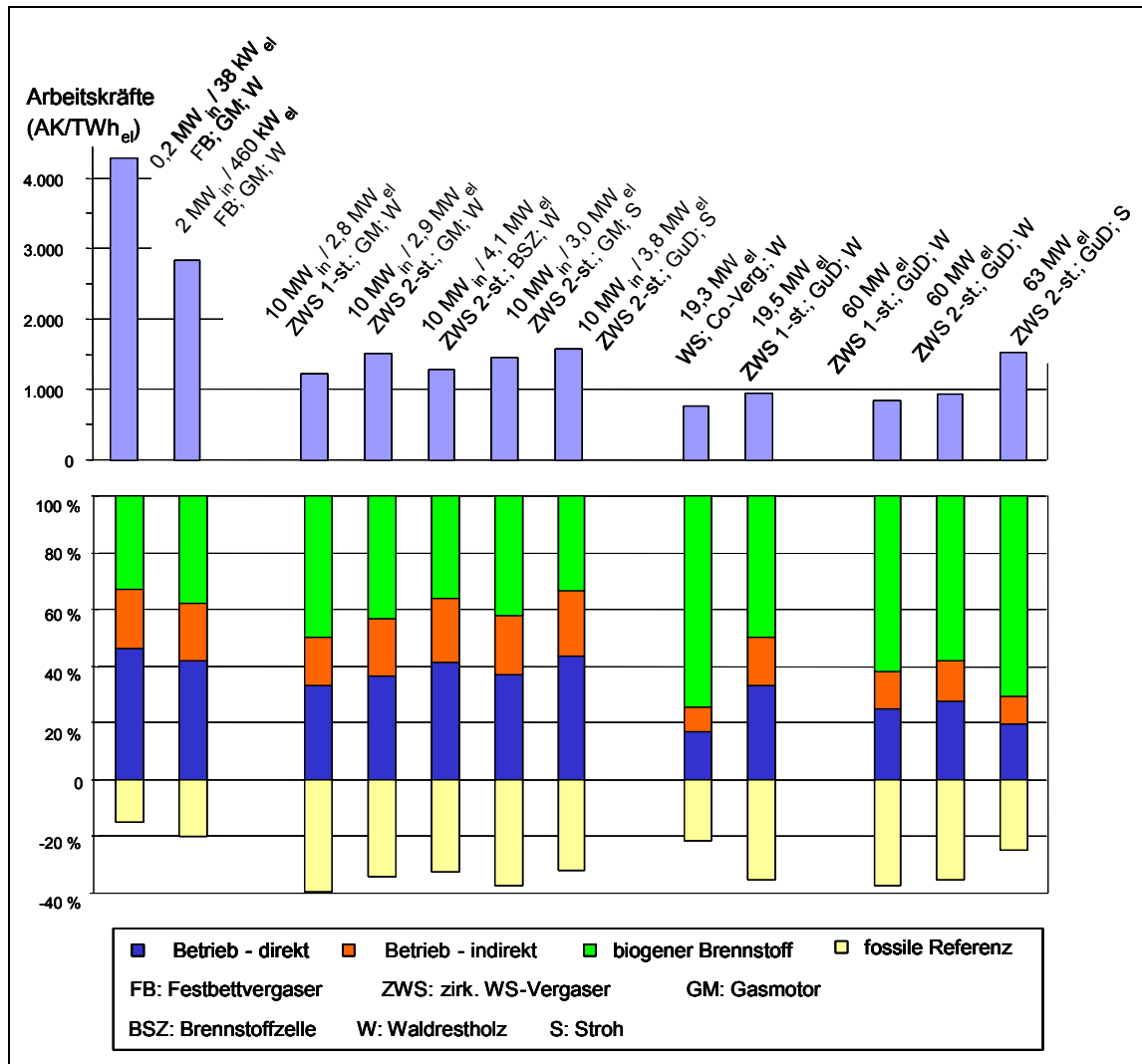


Abb. 4.18: Beschäftigungseffekte bei den Vergasungstechnologien

Im oberen Teil der Abb. 4.18 sind die errechneten Netto-Effekte dargestellt, die sich als Differenz der zuwachsenden Beschäftigung durch die Vergasungsanlagen und der entfallenden Beschäftigung durch die ersetzten fossilen Anlagen ergeben.

Deutlich erkennbar sind die besonders hohen Zahlen für die kleinen Anlagen bei oder unter 2 MW_{in}. Teilweise liegt dies daran, dass die elektrischen Wirkungsgrade dieser Anlagen vergleichsweise gering sind. Beim Bezug der Beschäftigungseffekte auf eine TWh_{in}, d.h. auf die zugeführte Brennstoffenergie, wären die Unterschiede geringer. Die vergleichsweise hohen Zahlen für die kleineren Anlagen haben aber einen zweiten Grund darin, dass es einen engen Zusammenhang zwischen Kosten je MWh_{el} und Arbeitsbedarf je MWh_{el} gibt. Vereinfachend gesagt: Eine höhere spezifische Beschäftigung läuft in der Regel mit höheren spezifischen Kosten parallel. Abweichungen von dieser Faustregel sind in erster Linie durch Umschichtungen von personalextensiven Bereichen wirtschaftlicher Aktivitäten im Bereich der energetischen Nutzung fossiler Energieträger auf personalintensivere Arten wirtschaftlicher Aktivitäten bei der energetischen Nutzung der biogenen Energieträger bedingt.

Aus Abb. 4.18 wird weiter deutlich, dass mit zunehmender Anlagengröße der Anteil der Beschäftigung aus der Brennstoffversorgung immer größer wird und ab einer gewissen Größe den Hauptteil zur Beschäftigung beiträgt. Absolutwerte zu den Beschäftigungseffekten sind der Tab. 4.33 zu entnehmen.

Tab. 4.33: Beschäftigungseffekte der Vergasungstechnologien

Beschreibung der Technologie	Bioenergie			Fossile Referenz gesamt	Mehrbeschäftigung Bioenergie abzgl. fossiler Referenz	
	Brennstoff	Anlagenbetrieb	gesamt			
Leistung; Vergasertechnologie; Gasverwendung; Brennstoff (S = Stroh; W = Waldrestholz)	(AK/a)	gesamt; direkt (AK/a)	dv. (AK/a)	(AK/a)	(AK/a)	(AK/TWh _{el})
0,2 MW _{in} / 38 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	0,3	0,6	0,4	0,9	0,1	4.290
2 MW _{in} / 460 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	3	5	3,5	8	1,5	2.840
10 MW _{in} / 2,8 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; Gasmotor; W	14	14	9	28	11	1.230
10 MW _{in} / 2,9 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; W	14	19	12	33	11	1.500
10 MW _{in} / 4,1 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Brennstoffzelle; W	14	25	16	39	13	1.280
10 MW _{in} / 3,0 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; S	14,5	20	13	34,5	13	1.440
10 MW _{in} / 3,8 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	14,5	29	19	43,5	14	1560
Co-Vergasung ^{a), b)} ; 19,3 MW _{el} ; WS; integriert in Kohlekraftwerk; W	70	24	16	94	22	760
19,5 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	70	71	47	141	50	940
60 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	250	155	102	405	153	840
60 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; W	250	181	120	431	153	930
63 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	451	190	125	641	160	1.530

^{a)} Bei der Co-Vergasung sind nur die zusätzlich Beschäftigten dargestellt.

^{b)} Für die fossile Referenz sind nur die Beschäftigten der substituierten Steinkohle dargestellt.

Es herrschen entfallende Arbeitsplätze im Bereich der Kohleverstromung vor und zwar (mit Ausnahme der Co-Vergasung) überwiegend beim Betrieb der Kohlekraftwerke. Die Standorte der meist großen Kohlekraftwerke sind überwiegend in der Nähe größerer Städte, wo also in erster Linie Arbeitsplätze entfallen würden.

Wenn man die Abhängigkeit der Netto-Beschäftigungswirkungen von der Art der Anlagen und von der Anlagengröße betrachtet, erkennt man ein ziemlich ähnliches Muster wie bei der Kostenunterdeckung gemäß Abb. 4.17. Dies ist insofern nicht verwunderlich, da sich die höheren Kosten in der Regel aus einem höheren Arbeitsaufwand begründen. Die verbleibenden Unterschiede im Muster hängen u.a. mit der unterschiedlichen Arbeitsintensität der einzelnen Kostenkomponenten zusammen (siehe auch Kapitel 5.3).

4.6.5 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Aus Tab. 4.34 wird ersichtlich, dass die erzielte CO₂-Minderung nur unwesentlich durch die CO₂-Emissionen beeinträchtigt wird, welche mit der Bereitstellung und der energetischen Nutzung der biogenen Energieträger zusammenhängen. Die entsprechenden Emissionen liegen zwischen 3 und 8 % der vermiedenen Emissionen bei den fossilen Energieträgern. Je MWh_{el} ergeben sich in etwa gleiche CO₂-Minderungen.

Tab. 4.34: Kennwerte zu CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Beschreibung der Technologie Leistung; Vergasertechnologie; Gasverwendung; Brennstoff (S = Stroh, W = Waldrestholz)	CO ₂ -Emissionen Bioenergie (Mg CO ₂ -Äq./a)		CO ₂ -Emissionen fossil (Mg CO ₂ -Äq./a)	CO ₂ -Minderung (CO ₂ -Äquivalente)		CO ₂ -Minderungskosten (€/Mg CO ₂ -Äq.)
	Gesamt	dv. Brennstoff		Gesamt (Mg/a)	Spezifisch (Mg/MWh _{el})	
0,2 MW _{in} / 38 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	20	9	220	200	1,04	260
2 MW _{in} / 460 kW _{el} ; FB; Gasmotor; W	200	90	2.600	2.400	1,04	160
10 MW _{in} / 2,8 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; Gasmotor; W	1.150	450	16.600	15.450	1,12	50
10 MW _{in} / 2,9 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; W	1.100	450	16.900	15.800	1,11	68
10 MW _{in} / 4,1 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Brennstoffzelle; W	800	450	21.500	20.700	1,00	74
10 MW _{in} / 3,0 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; Gasmotor; S	1.450	580	18.500	17.050	1,14	52
10 MW _{in} / 3,8 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	1.300	580	21.300	20.000	1,07	78
Co-Vergasung: 19,3 MW _{el} ; WS; integriert in Kohlekraftwerk; W	2.250	2.250	92.600 ^{a)}	90.350	0,94	57
19,5 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	2.250	2.250	93.600	91.350	0,94	60
60 MW _{el} ; ZWS, 1-stufig; GuD; W	10.400	10.400	288.000	277.600	0,93	50
60 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; W	10.400	10.400	288.000	277.600	0,93	57
63 MW _{el} ; ZWS, 2-stufig; GuD; S	12.300	12.300	302.400	290.100	0,92	55

^{a)} Bei der Co-Vergasung sind die CO₂-Emissionen der substituierten Steinkohle dargestellt.

In der Abb. 4.19 sind die CO₂-Minderungskosten dargestellt. Hierbei fallen die hohen Werte der beiden kleinsten HKW auf, die auf die ebenfalls hohen Stromerzeugungskosten dieser Modellanlagen zurückzuführen sind. Bei den größeren Anlagen liegen die CO₂-Minderungskosten im Bereich zwischen 50 und 80 €/Mg CO₂-Äquivalente.

Wie sind diese Daten zu den Kosten der CO₂-Minderung zu bewerten? Der Bereich zwischen 50 und 100 €/Mg CO₂-Äq. liegt zwar oberhalb der kostengünstigsten Optionen, er lässt sich aber als einigermaßen günstig einstufen, wenn man gemäß den CO₂-Entlastungszielen der Bundesregierung deutlich über den begrenzten Beitrag der kos-

tengünstigsten Maßnahmen hinausgehen muss. In diesem Sinne lässt sich sagen, dass die meisten der hier diskutierten Modellanlagen hinsichtlich der CO₂-Minderungskosten durchaus attraktive Perspektiven erkennen lassen. Weniger günstig sind die beiden kleinsten Vergasungsanlagen.

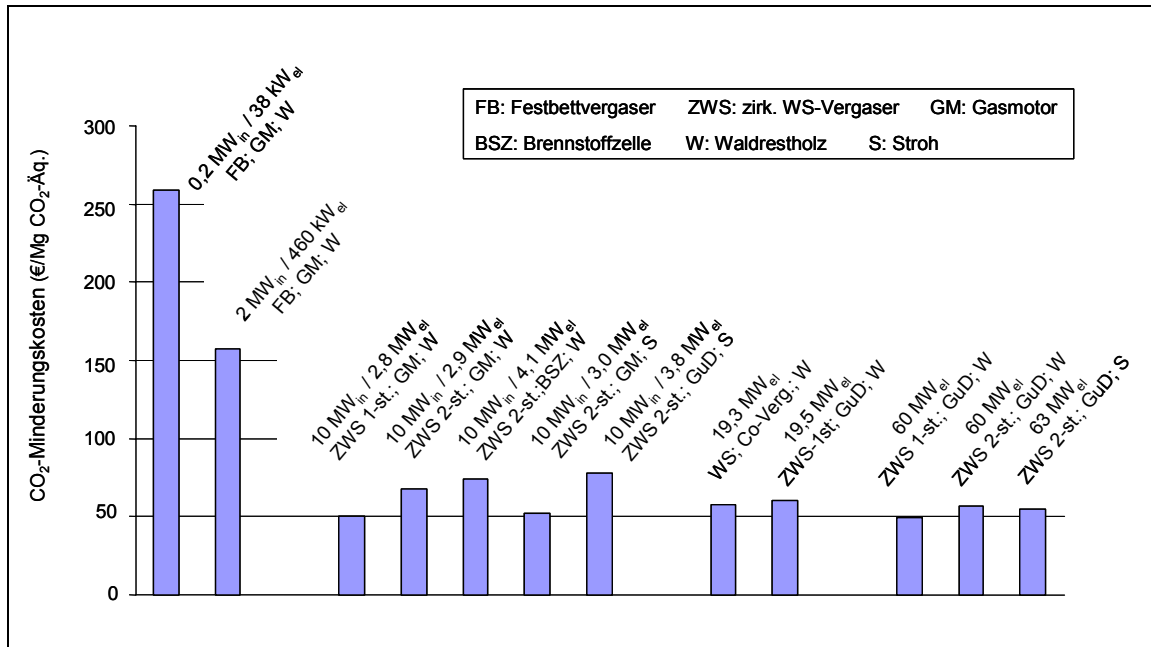


Abb. 4.19: CO₂-Minderungskosten der Vergasungstechnologien

4.6.6 Zusammenfassung

Die Verfahren der Vergasung biogener Rest- und Abfallstoffe haben in fast allen Varianten noch nicht die Phase der erfolgreichen technischen Demonstration im Dauerbetrieb erreicht. Sie befinden sich derzeit bei vielen Varianten noch in frühen Stadien der technischen Entwicklung und Demonstration. Deshalb ist der gegenwärtige Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen mengenmäßig sehr gering und dürfte auch in den nächsten Jahren so bleiben.

Der klar erkennbare Vorteil der Vergasung gegenüber der Verbrennung besteht in der Möglichkeit, in Heizkraftwerken höhere elektrische Wirkungsgrade zu erreichen. Für die reine Wärmeerzeugung ist kein prinzipieller technischer Vorteil erkennbar. Deshalb wurden in diesem Kapitel auch keine Heizwerke mit integrierter Vergasung näher betrachtet, sondern nur Heizkraftwerke und Kraftwerke.

Einige Vergaser- und Pyrolysearten eröffnen – im Gegensatz zu den Verbrennungstechnologien – die Möglichkeit, energiereiche, vorzugsweise flüssige Sekundärenergieträger zu erzeugen. Dies trifft für die Vergasung mit Sauerstoff, mit Wasserdampf sowie für die Schnell-Pyrolyse zu. Auf die nähere Diskussion dieser Möglichkeiten muss jedoch in dieser Studie verzichtet werden.

Weil es von vornherein klar ist, dass die diskutierten Anlagentypen zur Erzeugung von Strom und Wärme einen höheren technischen Aufwand und deshalb höhere spezifische Investitionen erfordern, wurde der Größenbereich der ausgewählten Modellanlagen weiter als bei den Verbrennungsanlagen angesetzt, nämlich bis zu 150 MW_{in}. Bei Anlagen in dieser Größe kommt die Größendegression der spezifischen Investitionen verstärkt

zur Wirkung; die Bedeutung der Kapitalkosten sinkt und die der Brennstoffkosten steigt im Vergleich zu kleineren Anlagen. Dementsprechend sinkt auch die wirtschaftliche Bedeutung des technischen Mehraufwands der Vergasung gegenüber der Verbrennung, während sich Vorteile hinsichtlich des besseren elektrischen Wirkungsgrads bemerkbar machen.

Wegen des im frühen Stadium befindlichen technischen Entwicklungsstandes besteht bei der Vergasung – im Gegensatz zu den Verhältnissen bei der Verbrennung sowie der Gewinnung von Biogas und Klärgas – ein deutlich unsicherer Boden für die quantitative Abschätzung der technischen und ökonomischen Kenndaten. Projektdaten von maßgeschneiderten Versuchsanlagen sind für diese Zielsetzung wenig hilfreich. Deshalb müssen sich die ökonomischen Aussagen zur Vergasung auf Abschätzungen beschränken, welche spezifischen Investitionen im Verlaufe der nächsten ca. 15 Jahre als möglich erscheinen, wenn man „Lernkurven“ beim Übergang zu größeren Stückzahlen der Fabrikation der Modellanlagen unterstellt. Abstriche von der Belastbarkeit der Daten sind dabei unvermeidlich.

Die sich auf dieser Basis ergebenden Kosten der Stromerzeugung liegen bei den beiden kleinsten Modellanlagen in einem hohen Bereich von 200-300 €/MWh_{el}. Bei den Modellanlagen mit einer Brennstoffleistung von 10 MW_{in} liegen sie zwischen 125 und 150 €/MWh_{el}, bei noch größeren Anlagen gelangt man zu Kosten unterhalb von 100 €/MWh_{el}, die als recht attraktiv erscheinen.

Die Verwendung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen zur Verwendung des Synthesegases könnte dann wirtschaftlich attraktiv werden, wenn es gelänge, deren spezifische Investitionen auf unter 1000 €/kW_{el} zu senken.

Des Weiteren liefern die quantitativen Abschätzungen zur Vergasung die folgenden Hinweise:

- Bei 10 MW_{in}-Anlagen erscheinen Gasmotoren gegenüber GuD-Kreisläufen wirtschaftlich attraktiver. Diese Präferenz besteht bei größeren Anlagen jedoch nicht mehr klar.
- Wenn man Waldrestholz und Stroh vergleicht, ergeben sich (bei rechnerisch leichten Präferenzen für Stroh) ähnliche Stromerzeugungskosten.
- Die Erlöse aus der Wärmeerzeugung spielen bei den Anlagen mit integrierter Vergasung eine geringere Rolle als bei den Verbrennungsanlagen.
- Die Beschäftigungseffekte folgen bezüglich ihrer Abhängigkeit von der Art der Modellanlagen weitgehend dem Muster der Kostenunterdeckung. Aus einer raumordnungspolitischen Sicht ist bedeutsam, dass mehr Beschäftigung in ländlich geprägten Regionen entsteht als in städtischen Regionen entfällt.
- Die Abschätzungen zu den CO₂-Minderungskosten lassen attraktive Potenziale für Anlagen ab etwa 10 MW_{in} erkennen. Dies trifft jedoch nicht für die Größenklasse von 2 MW_{in} oder darunter zu. Weil sich für die kleineren Anlagen auch im Lichte der Stromerzeugungskosten und der Kostenunterdeckung wenig attraktive Werte abzeichnen, sollten diese nicht die strategischen Schwerpunkte bei der grundsätzlich empfehlenswerten weiteren Entwicklung der Vergasungstechnologien bilden.

5 Gegenüberstellung der Verfahren und Bewertung

5.1 Technischer Stand und Eignung der Verfahren

Die vorliegenden quantitativen Analysen zu den Verfahren der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe beruhen weitgehend auf Technologien, die den derzeitigen Stand der Technik in Deutschland abbilden und deren Einsatz sich in realisierten Anlagen bereits vielfach bewährt hat. Dies trifft uneingeschränkt für die Verfahren der Biogasgewinnung, einschließlich der energetischen Nutzung von Biogas, wie auch für die in der Studie betrachtete Klärschlammvergärung mit einer nachfolgenden Strom- und Wärmeproduktion aus Klärgas zu.

Ebenso sind die ausgewählten Verfahren zur Verbrennung von biogenen, insbesondere holzartigen Rest- und Abfallstoffen zur Wärmeerzeugung technisch weitgehend ausgereift und erprobt. So weisen biomassebefeuerte Heizwerke mittlerweile im Allgemeinen eine hervorragende technische Reife auf, vor allem beim Einsatz von Waldrestholz in Form von Hackschnitzeln. Im Gegensatz dazu sind die meisten Konzepte zur Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung aus fester Biomasse derzeit noch nicht marktreif verfügbar, mit Ausnahme des Dampfkraftprozesses, der als ausgereifte Technologie bezeichnet werden kann und der die Basis für die Abschätzungen der vorliegenden Studie bildet.

Die Verfahren zur Vergasung biogener Rest- und Abfallstoffe, einschließlich der Verfahren der Gasreinigung und -verwendung, befinden sich mit Ausnahme der Co-Vergasungskonzepte noch in frühen Stadien der technischen Entwicklung und Demonstration. Eine erfolgreiche Demonstration im Dauerbetrieb steht in den meisten Fällen noch aus. Entsprechend müssen die quantitativen Angaben zur Vergasung und Gasverwendung weitgehend als Abschätzungen verstanden werden, die eine Perspektive für die technisch-ökonomischen Kenndaten dieser Technologie im Jahre 2020 beschreiben.

Die bestehenden technischen Verfahren zur energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle basieren im Wesentlichen auf biologischen und thermischen Prozessen. Für eine direkte energetische Nutzung, wie z.B. bei der Verbrennung, ist der Heizwert (H_u) die wesentliche wertbestimmende Eigenschaft. In Abb. 5.1 sind die Heizwerte einiger biogener Rest- und Abfallstoffe dargestellt, differenziert nach dem Gehalt an Trockensubstanz (TS).

Anhand der Beispiele Waldrestholz und Klärschlamm ist veranschaulicht, welchen Einfluss der TS-Gehalt (Grad der Entwässerung bzw. Trocknung) auf den Heizwert hat. So hat beispielsweise Waldrestholz bei einem TS-Gehalt von 50 % nur einen Heizwert von 7,3 MJ/kg Frischmasse (FM). Nach einer 6 bis 12-monatigen Lagerung wird bereits ein TS-Gehalt von 75 % und ein Heizwert von 12,2 MJ/kg FM erreicht. Durch zusätzliche thermische Trocknung lässt sich dieser auf 15,1 MJ/kg FM erhöhen. Ab einem Heizwert von 5 bis 6 MJ/kg FM kann von einer selbstgängigen Verbrennung der biogenen Reststoffe ausgegangen werden; eine Unterstützung der Verbrennung, beispielsweise durch Heizöl oder Erdgas, ist hier nicht mehr nötig.

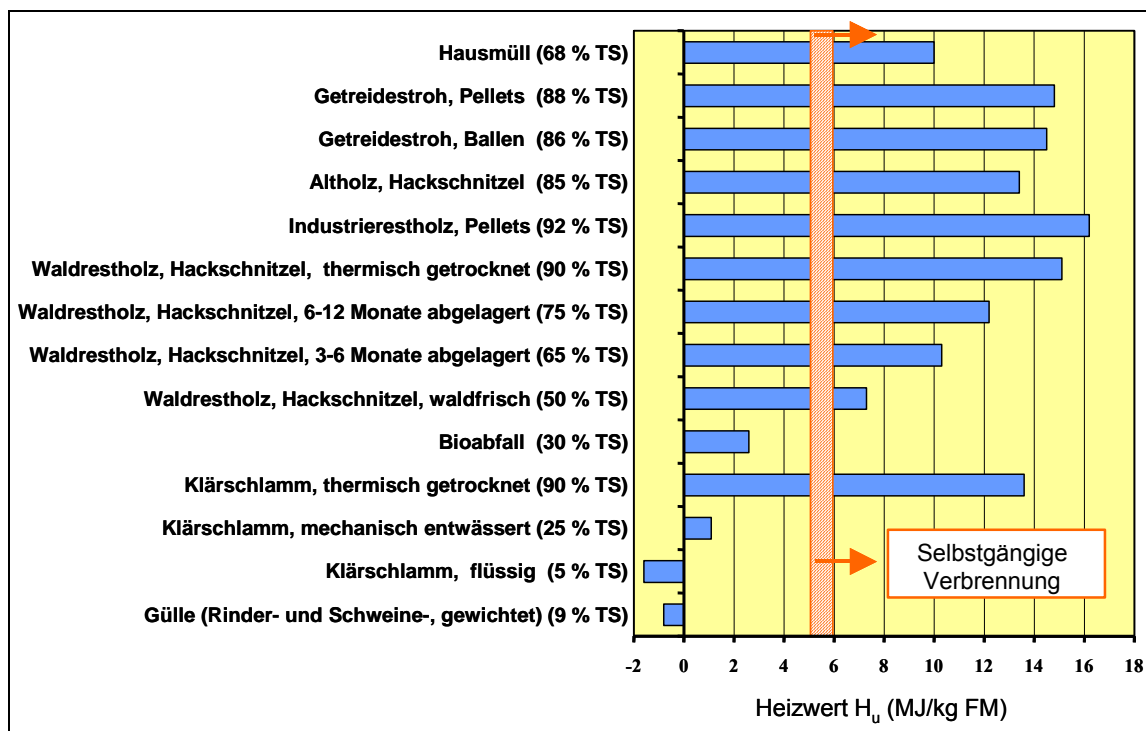


Abb. 5.1: Heizwert (H_u) von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Abhängigkeit vom TS-Gehalt

Neben dem TS-Gehalt wird der Heizwert auch von den organischen Inhaltsstoffen bestimmt (z.B. Zellulose, Lignin, Proteine, Kohlenhydrate oder Fette). Für biologische Abbauprozesse zur Energieproduktion (Biogas- und Klärgasproduktion) sollte der oTS-Gehalt einen Anteil von 40 % an der Trockensubstanz nicht unterschreiten, um eine effiziente Vergärung und Gasproduktion zu gewährleisten. Neben dem oTS-Gehalt spielt jedoch auch die biologische Abbaubarkeit der organischen Substanzen eine entscheidende Rolle. Leicht abbaubar sind v.a. Fette, Stärke oder Zucker. Diese bestimmen somit, welche Gasausbeute mit einem Substrat erzielbar ist.

Durch entsprechende zusätzliche Konditionierungsverfahren, wie z.B. der Entwässerung, der Trocknung oder dem Mischen mit anderen Reststoffen, kann die Konsistenz der biogenen Reststoffe und Abfälle entsprechend angepasst werden, um weitere technische Nutzungsmöglichkeiten zu erschließen. So benötigt z.B. ein effizientes Vergärungsverfahren Ausgangsstoffe mit einem TS-Gehalt von annähernd 90 %, so dass hierfür i.d.R. die biogenen Reststoffe zuvor getrocknet werden müssen.

5.2 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen der Studie wurde eine Vielzahl höchst heterogener Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen untersucht. Mit Blick auf die alleinige Wärmeerzeugung ist auf die Diskussion der Wärmeerzeugungskosten im Kapitel 4.5 zu verweisen, da dieser Bereich vor allem den dort betrachteten Verbrennungstechnologien optimale Einsatzmöglichkeiten bietet. In den Bereichen der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung und der alleinigen Stromerzeugung wird im Folgenden der Versuch unternommen, die im Hinblick auf den elektrischen Leistungsbereich und den eingesetzten Rest- und Abfallstoffen sehr heterogenen Technologien einander gegenüberzustellen. Der Vergleich erfolgt anhand der Stromgestehungskosten, welche bei der Kraft-Wärme-Kopplung unter Berücksichtigung identischer Wärmegut-

schriften für die Netzeinspeisung des Koppelprodukts Wärme ermittelt wurden. Die Berechnungen basieren auch hinsichtlich anderer wesentlicher Randbedingungen, wie z.B. den biogenen Brennstoffpreisen, fossilen Energiepreisen, etc., auf identischen Annahmen.

Für die Vergasungstechnologien kann wegen des noch frühen Stands der Entwicklung nur ein mit hohen Unsicherheiten behaftetes Bild dargestellt werden. Bei den Technologien zur Bio- und Klärgasgewinnung (vgl. Kap. 4.3 und 4.4) und zur Verbrennung (vgl. Kap. 4.5) auf Basis biogener Rest- und Abfallstoffe wird dagegen anhand von realistischen Modellanlagen der aktuelle Stand der Technologien und wirtschaftlichen Kenngrößen wiedergegeben.

Als Vergleich dienen die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk ($500 \text{ MW}_{\text{el}}$), die bei rd. $45 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ liegen. Demgegenüber erlangen biogene Rest- und Abfallstoffe, die nach der Biomasseverordnung als Biomasse anerkannt sind, bei der Einspeisung von Strom ins öffentliche Netz nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine Vergütung in einem Bereich zwischen $66,5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ und $101 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ (vgl. Kap. 4.1, Tab. 4.2), in Abhängigkeit vom eingesetzten Rest- und Abfallstoff, vom technischen Verfahren und der Anlagengröße (EEG, 2000). In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass bei künftig höheren Preisen für fossile Energieträger auch die als Referenz betrachteten Erzeugungskosten für Strom auf Basis fossiler Energieträger ansteigen und die Konkurrenzfähigkeit von Strom und Wärme aus biogenen Rest- und Abfallstoffen somit deutlich verbessert würde.

In Abb. 5.2 werden die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Größen von Biogas- und Klärgasanlagen gegenübergestellt. Bei den Biogasanlagen ist die Gülle-Vergärung im elektrischen Leistungsbereich von 12 bis $136 \text{ kW}_{\text{el}}$ und die Gülle-Co-Vergärung von Co-Substraten im elektrischen Leistungsbereich von 22 bis $294 \text{ kW}_{\text{el}}$ dargestellt, wobei bei der Co-Vergärung die Berücksichtigung von Erlösen für die Co-Substrate getrennt ausgewiesen wird. In diesem Gesamtvergleich sind die beiden analysierten Bioabfallvergärungsanlagen nicht mit einbezogen, da sie durch die eingenommenen Abfallerlöse bereits zu 100 % bzw. 110 % ihre Gesamtkosten decken (vgl. Kap. 4.3). Aufgrund dieser besonderen Rahmenbedingungen können sie äußerst günstige Stromgestehungskosten aufweisen.

Bei den Klärgasanlagen wird die Klärschlammstabilisierung (KS-Stabilisierung) im elektrischen Leistungsbereich von $0,115$ bis $2,0 \text{ MW}_{\text{el}}$ in den Vergleich mit einbezogen, wobei hier zwei Bereiche, jeweils mit und ohne Berücksichtigung der Investition für den Faulturn, unterschieden werden. Die betrachtete Co-Vergärungsanlage von Bioabfällen und Klärschlamm weist eine elektrische Leistung von $0,441 \text{ MW}_{\text{el}}$ auf. Hier sind die Stromgestehungskosten mit und ohne Berücksichtigung der Investition für den Faulturn und die Stromgestehungskosten bei einem maximalen Bioabfalldurchsatz dargestellt.

Trotz der oben erwähnten Einspeisevergütungen nach EEG sind nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wettbewerbsfähig.

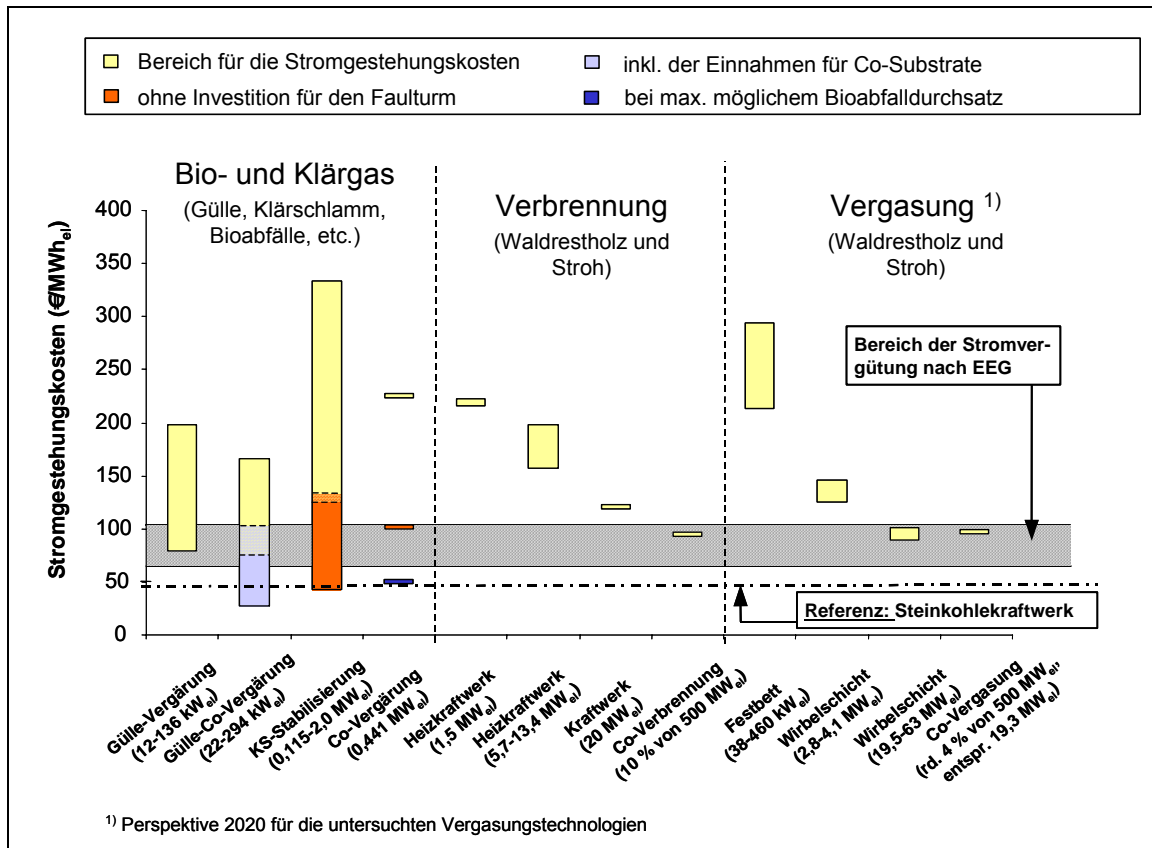


Abb. 5.2: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten der in der Studie betrachteten Technologien

Die Berechnungen zeigen ebenfalls, dass die Stromgestehungskosten auf Basis von Biogas und Klärgas im Vergleich zur Stromproduktion bei der Verbrennung und Vergasung von Waldrestholz und Stroh häufig günstiger liegen. Dies liegt darin begründet, dass sowohl bei der Verbrennung als auch bei der Vergasung für die Bereitstellung von Waldrestholz und Stroh frei Anlage Kosten entstehen, wohingegen Gülle oder Klärschlamm kostenlos zur Verfügung stehen.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Stromproduktion aus Biogas und Klärgas kann durch den zusätzlichen Einsatz von biologisch abbaubaren Abfällen aus Haushalten oder aus der Lebensmittelindustrie mittels der Co-Vergärung gesteigert werden. Diese organischen Abfälle sind deshalb von einem hohen wirtschaftlichen Interesse, da ihre Abnahme für den Anlagenbetreiber mit Erlösen verbunden ist (z.B. aufgrund von eingesparten Entsorgungs- oder Verbrennungskosten beim Lieferanten).

Hinzu kommt, dass Biogasanlagen (aber auch Verbrennungsanlagen) derzeit durch Investitionszuschüsse gefördert werden. Diese wurden jedoch bei den hier vorgestellten Berechnungen nicht berücksichtigt.

Als mögliche Brennstoffe bei der Verbrennung und Vergasung kommt eine Vielfalt an biogenen Rest- und Abfallstoffen mit höchst unterschiedlichen Eigenschaften in Betracht. Da derzeit vor allem Waldrestholz zur Wärme- und Stromproduktion eingesetzt wird, konzentrieren sich die nachfolgenden Ausführungen auf diesen Brennstoff. Zusätzlich wird aufgrund des großen Mengenpotenzials auch Stroh als Brennstoff mit betrachtet.

Die ökonomische Analyse im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung und der alleinigen Stromerzeugung ergibt das folgende Bild: Im Vergleich zu den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Einspeisevergütungen stellen sich die Stromgestehungskosten in Heizkraftwerken und Kraftwerken auf der Brennstoffbasis von Waldrestholz und Stroh als nicht wirtschaftlich dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Biomasseanlagen wird unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nur dadurch erreicht, dass kostengünstigere Alt- und Industrieresthölzer mitverbrannt werden. Von den betrachteten Modellanlagen zur alleinigen Stromerzeugung kann das Biomassekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ als erstes die Schwelle zum wirtschaftlichen Betrieb erreichen. Bei alleinigem Betrieb mit Waldrestholz oder Stroh müsste die Einspeisevergütung rechnerisch auf rd. $120 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ erhöht werden, um wettbewerbsfähig zu sein.

Die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in Steinkohlekraftwerken stellt eine sehr kostengünstige Möglichkeit dar, den originär eingesetzten Brennstoff Steinkohle bei gleichbleibender Kapazität teilweise zu substituieren. Sie wurde bereits bei den unterschiedlichsten Feuerungsanlagen erfolgreich großtechnisch demonstriert, einschließlich bei der in Deutschland weit verbreiteten Staubfeuerung. Wie die Ergebnisse in Abb. 5.2 zeigen, kann über die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in einem Steinkohlekraftwerk Strom zu rd. 90 bzw. $95 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ und somit weitaus günstiger als im Biomassekraftwerk produziert werden. Dies ist zwar wesentlich teurer als eine Stromerzeugung ausschließlich über Steinkohle. Gemessen am $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ -Biomassekraftwerk wäre aber nur eine Einspeisevergütung von rund $90 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ nötig, um die bestehenden Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es folglich zu begrüßen, dass auch die Co-Verbrennung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken in den Genuss einer Einspeisevergütung käme und das EEG entsprechend überarbeitet werden würde.

Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbauende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, deuten sich einige Schlussfolgerungen an: Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung durch die Festbettvergasung von Waldrestholz im niedrigen elektrischen Leistungsbereich unter $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ zeichnen sich keine günstigen Perspektiven ab. Für größere Anlagen (ab etwa 5 MW_{el}) ist am Beispiel von Anlagen mit einer Wirbelschichtfeuerung das Potenzial für realisierbare Vorteile bei den Stromgestehungskosten gegenüber den Verbrennungstechnologien erkennbar. Hier scheint, unter den getroffenen Annahmen, die Schwelle zum wirtschaftlichen Betrieb im Jahr 2020 erreichbar, insbesondere dann, wenn man die Stromerzeugung in Anlagen im elektrischen Leistungsbereich von $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ und darüber betrachtet. Zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Vergasungstechnologien, insbesondere bei Anlagen im höheren Leistungsbereich, wäre es sinnvoll, die derzeitige Förderung durch das EEG auch auf Anlagen mit elektrischen Leistungen über $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ zu erweitern. Selbstverständlich müssen bei Anlagen dieser Größenordnung logistische Konzepte zur kostengünstigen und sicheren Brennstoffversorgung entwickelt und realisiert werden.

Beim direkten Vergleich der Verbrennungs- und Vergasungstechnologien im Bereich einer Brennstoffleistung von $10 \text{ MW}_{\text{in}}$ oder darüber können sich die Vergasungstechnologien auf der Brennstoffbasis von Waldrestholz und Stroh gegenüber den Verbrennungstechnologien als wirtschaftlich vorteilhaft erweisen. Die Vorteile der Vergasungstechnologien dürften grundsätzlich eher im Bereich der Stromerzeugung liegen, wohingegen die Verbrennungstechnologien bei der Bereitstellung von Wärme überlegen sind,

insbesondere bei den kleinen Heizanlagen und bei den wärmegeführten Heizkraftwerken.

Gegenüber dem Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung scheint die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk aufgrund der niedrigeren spezifischen Investitionskosten im Vergleich zu der Co-Vergasung zumindest ökonomisch leichte Vorteile zu besitzen.

5.3 Beschäftigungseffekte

Mit der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle und deren energetischer Nutzung gehen positive Beschäftigungseffekte einher. Es muss jedoch auf die bestehenden Unsicherheiten bei quantitativen Abschätzungen hierzu hingewiesen werden (vgl. Kap. 1.3). Die Beschäftigungseffekte sind ein wesentliches Merkmal, an dem sich die Auswirkungen der Bereitstellung und energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe auf die Land- und Forstwirtschaft festmachen lassen. Hierbei besteht aber das Problem, dass eine Zuordnung der – mit aller Unsicherheit – abgeleiteten Beschäftigungseffekte auf regionale Bereiche (ländlicher Raum) nur qualitativ in Form erkennbarer Tendenzen darzustellen ist.

Einen Überblick zu den erzielbaren Netto-Beschäftigungseffekten gibt Abb. 5.3. Die detaillierteren Ergebnisse zu den jeweiligen Technologien sind in Kap. 4 enthalten. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Angaben zur Nettobeschäftigung auf die realisierte Netto-Stromproduktion der dargestellten Anlagen bezogen. In den Spannen sind die Mehrbeschäftigungswerte (Arbeitskräften pro TWh_{el}) abgebildet, die sich für die Anlagen mit biogenen Reststoffen und Abfällen gegenüber Anlagen mit fossilen Energieträgern ergeben. Zur Illustration der Basis „TWh_{el}“ mag dienen, dass eine TWh_{el} dem durchschnittlichen Stromverbrauch pro Jahr von ca. 300.000 Haushalten entspricht.

Wie bereits in Kap. 4 mehrfach angesprochen, ist bei den Mehrbeschäftigungseffekten ein ähnliches Muster wie bei den Mehrkosten zu erkennen, was aufgrund der methodischen Vorgehensweise auch zu erwarten ist. Besonders große Effekte werden bei den kleineren Anlagen erzielt, die auch die höchsten Mehrkosten gegenüber den fossilen Referenzen ausweisen. Durch die geringeren elektrischen Wirkungsgrade bei den kleinen Anlagen wird dieser Effekt noch verstärkt. Bezogen auf den zugeführten biogenen Reststoff ist das Bild jedoch einheitlicher.

Die abgeschätzte Mehrbeschäftigung wird vor allem von der Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe getragen und nimmt in ihrer relativen Bedeutung mit steigender Anlagengröße zu (vgl. Kap. 4.5). Besonders hoch ist dieser Anteil – mit bis zu 90 % – bei der Co-Verbrennung bzw. Co-Vergasung.

Ein Beispiel soll die Größenordnung der insgesamt möglichen Beschäftigungseffekte illustrieren: Wird unterstellt, dass die Hälfte des technischen Aufkommenspotenzials von 75 Mio. Mg oTS der biogenen Rest- und Abfallstoffe energetisch genutzt wird (außer Hausmüll), errechnen sich rund 40.000 zusätzliche Beschäftigte.

Durch die energetische Nutzung von 50 % des bestehenden Waldrestholz- und Strohpotenzials wäre eine zusätzliche Beschäftigung von jeweils rd. 15.000 Arbeitskräften, im Falle der Gülle von rd. 7.000 Arbeitskräften abzuleiten. Der Rest ergibt sich aus den Beiträgen von Industrierestholz, Altholz und Bio-/Grünabfall.

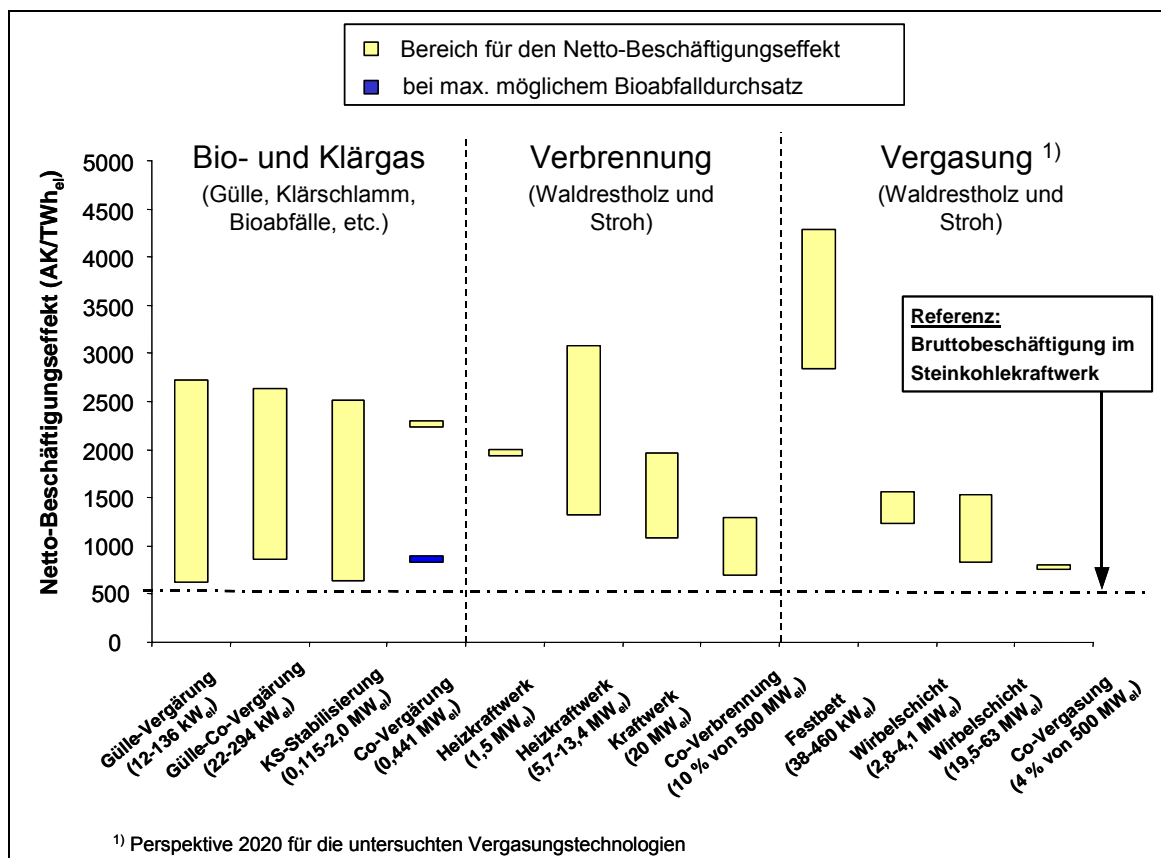


Abb. 5.3: Netto-Beschäftigungseffekte bei der Bereitstellung und energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle

Die Schätzunsicherheiten für Beschäftigungseffekte in den Bereichen der Bereitstellung und des Transports der Energieträger sind vergleichsweise als gering anzusehen, da die Datengrundlage schlüssig ist. Die Ergebnisse haben des Weiteren gezeigt, dass sich die zusätzliche Beschäftigung überwiegend im Bereich der Land- und Forstwirtschaft ergibt.

Zum Vergleich: In der Land- und Forstwirtschaft sind gegenwärtig knapp 1 Mio. Personen erwerbstätig. Bei den Arbeiten zur Bereitstellung der Energieträger kann nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die zusätzlichen Beschäftigungseffekte zu einer Einstellung von zusätzlichem Personal im Bereich der Land- und Forstwirtschaft führen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass bestehende Arbeitsplätze im ländlichen Raum im entsprechenden Umfang gesichert werden.

Angesichts des begrenzten Umfangs der insgesamt möglichen zusätzlichen Beschäftigung können solche Auswirkungen zwar als positiv zu wertende Nebeneffekte erkannt werden; sie können jedoch nicht das Hauptmotiv für die Förderung der energetischen Nutzung der diskutierten Stoffe sein. Dieses ist bei den möglichen Beiträgen zur Minderung der Emission von treibhausrelevanten Gasen zu sehen und in den vergleichsweise attraktiven Minderungskosten dafür.

5.4 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

In diesem Kapitel werden die CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten der verschiedenen untersuchten Technologien zur energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen verglichen.

Bei der dargestellten CO₂-Minderung handelt es sich um den Nettoeffekt, d.h. die durch die Bereitstellung der biogenen Reststoffe bedingte CO₂-Emission ist bereits berücksichtigt (siehe auch Kapitel 1.3). Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus der erzielten CO₂-Minderung auf der einen Seite und den Mehrkosten gegenüber der fossilen Referenz auf der anderen Seite. Mit ihrer Hilfe kann dargestellt werden, wie teuer die jeweilige Technologie bei der Verfolgung einer CO₂-Minderungsstrategie ist. In Abb. 5.4 sind die CO₂-Minderungen der in dieser Studie untersuchten Technologien grafisch dargestellt.

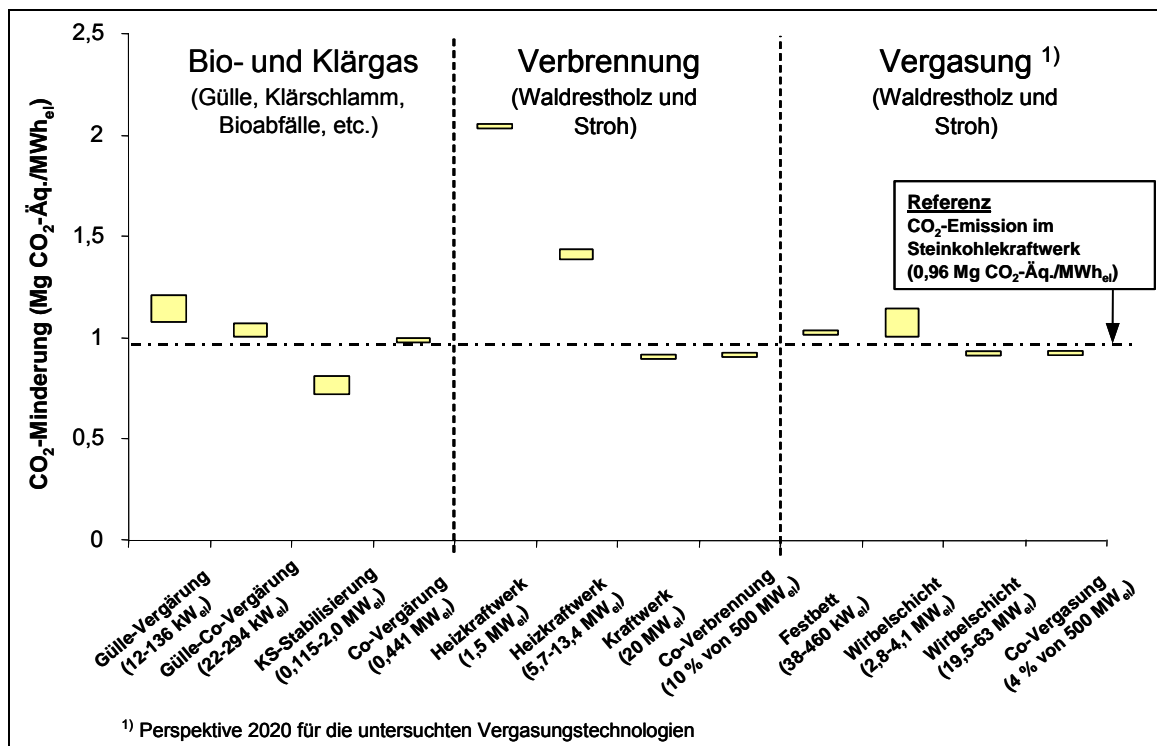


Abb. 5.4: Gegenüberstellung der Netto-CO₂-Minderung der in der Studie betrachteten Technologien

Bei Biogas und Klärgas liegt die erzielbare CO₂-Minderung zwischen 0,7 und 1,2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Methanemission, welche bei der bisherigen Lagerung von Gülle und Klärschlamm entsteht, nicht berücksichtigt ist. Bei einer Berücksichtigung der vermiedenen Methanemissionen würden sich die CO₂-Minderungen um 25 bis 30 % erhöhen (siehe auch Kapitel 4.3).

Bei den CO₂-Minderungen unterscheiden sich die rein stromgeführten Anlagen von den Anlagen mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme. Dies wird vor allem bei der Verbrennung deutlich. Während bei alleiniger Stromerzeugung die Minderung knapp unter der spezifischen CO₂-Emission des als Referenz betrachteten 500 MW_{el}-Steinkohlekraftwerks liegt (0,96 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}), liegen die CO₂-Minderungen der gekoppelten Anlagen zwischen 1 und 2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}. Bestimmend für diese Spanne ist das Ausmaß, in dem fossil bereitgestellte Wärme substituiert werden kann.

Mit den Verfahren der Vergasung lässt sich eine CO₂-Minderung im Bereich von 0,9 bis 1,1 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} realisieren. Durch eine verbesserte Wärmenutzung ließe sich bei den Verfahren der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion die CO₂-Minderung deutlich erhöhen.

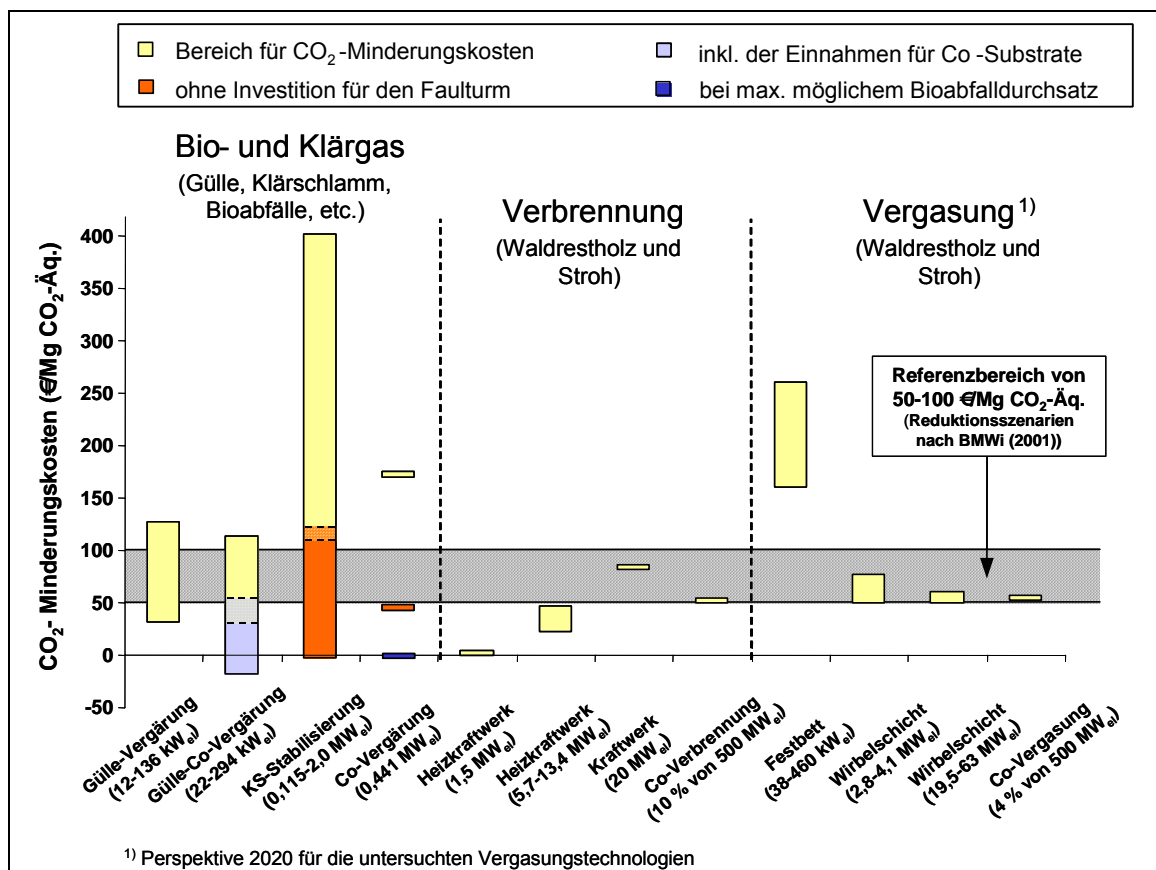


Abb. 5.5: Gegenüberstellung der CO₂-Minderungskosten der in der Studie betrachteten Technologien

Die CO₂-Minderungskosten sind aufgrund von CO₂-Reduktionszielen auf nationaler und internationaler Ebene für den Einsatz und die Förderwürdigkeit der verschiedenen betrachteten Technologien von zentralem Interesse. In Abb. 5.5 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der verschiedenen Technologien aufgezeigt.

Mit der reinen Gülle-Vergärung lassen sich CO₂-Minderungskosten zwischen 30 € (Großanlage) und 130 € (Kleinanlage) pro Mg CO₂-Äq. realisieren. Werden zusätzlich Co-Substrate eingesetzt und die hierdurch erzielbaren Erlöse mit einbezogen, reduzieren sich diese Kosten auf ca. -20 € (Großanlage) und 55 € (Kleinanlage) pro Mg CO₂-Äq. Bei den Bioabfallvergärungsanlagen ist die Situation unter Berücksichtigung der eingenommenen Abfallerlöse noch günstiger (vgl. auch Kapitel 4.3).

In gleicher Weise fällt bei Klärgas auf, dass bei eingerechneten Erlösen für die Co-Substrate und ohne Berücksichtigung der Investitionen für den Faulturm für die größeren Anlagen keine CO₂-Minderungskosten entstehen. Hinzu kommt bei Bio- und Klärgas, dass die vermiedene Methanemission nicht eingerechnet ist und sich im Falle der Berücksichtigung nochmals um 25-30 % niedrigere Kosten ergeben würden.

Bei der Verbrennung sind die Minderungskosten der kleinen Heizkraftwerke sehr günstig. Dies liegt, wie bei den CO₂-Minderungen, an der guten Wärmenutzung und somit

an der Substitution von Wärme, die mit fossilen Energieträgern erzeugt wird. Praktisch realisieren lassen sich solche Anlagen, die aufgrund einer hohen Anzahl an Volllaststunden große Wärmemengen an Wohn- oder Gewerbegebiete abgeben können, aber nicht an jedem Standort. Die kleinen Festbettvergaser sind aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten für eine CO₂-Minderungsstrategie nicht besonders empfehlenswert.

Die CO₂-Minderungskosten, die mit der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen verbunden sind, können anhand von Abb. 5.6 in CO₂-Minderungskosten von einigen anderen wichtigen Möglichkeiten zur CO₂-Entlastung eingeordnet werden.

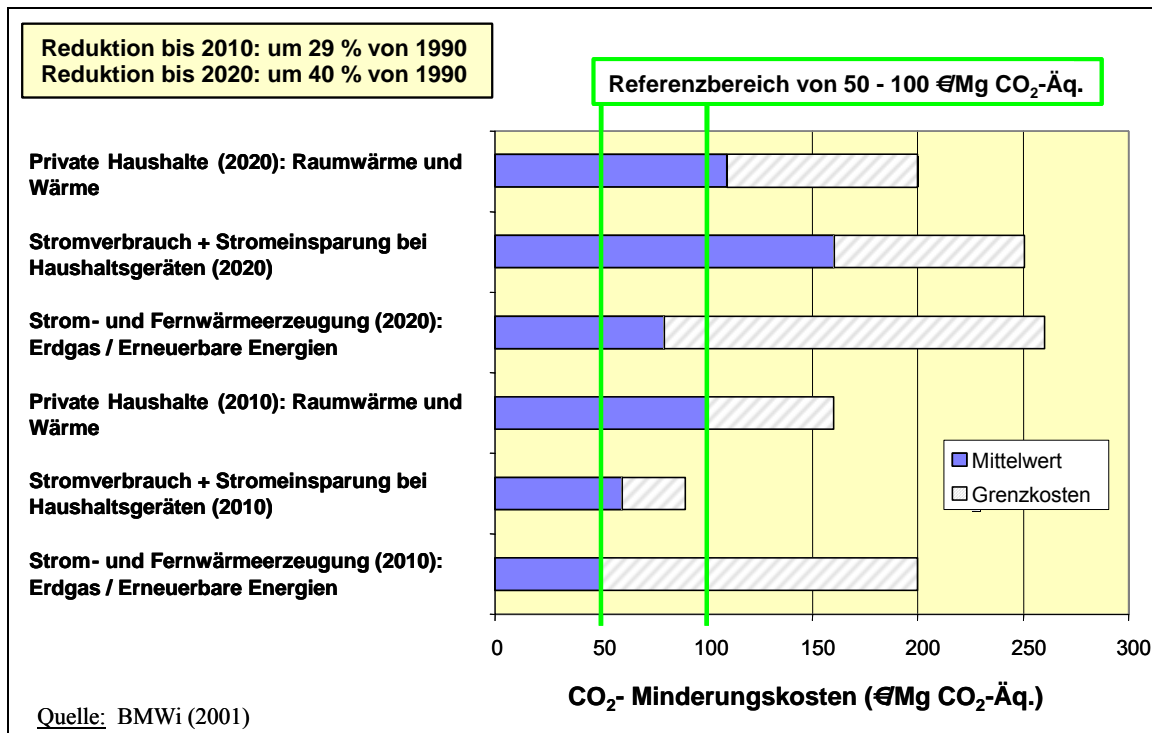


Abb. 5.6: Resultierende CO₂-Minderungskosten aus einem 40 %-igen Reduktionsszenario

Die in Abb. 5.6 dargestellten Ergebnisse stützen sich auf Abschätzungen, welche im Zusammenhang mit CO₂-Minderungsszenarien ausgearbeitet wurden (vgl. BMWi, 2001; Enquete-Kommission, 1990; Fahl et al., 1995). Daraus geht hervor, dass bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar 40 % CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 100 €/Mg CO₂-Äq. noch zu akzeptieren sind. Vor diesem Hintergrund stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei vielen der untersuchten Technologien zur energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen als durchaus günstig dar.

Werden die mittleren CO₂-Minderungskosten der untersuchten Technologien dieser Studie mit Abb. 5.6 verglichen, liegen diese in der Größenordnung der CO₂-Minderungskosten für Strom- und Fernwärmeerzeugung aus der „Prognos“-studie (BMWi, 2001) und in der gleichen Größenordnung wie die anderen Verbrauchssektoren. Dies untermauert die Erkenntnis, dass unter dem Blickwinkel von CO₂-Minderungsstrategien die energetische Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen eine feste Rolle spielen sollte, und dass eine Förderung dieser Technologien gerechtfertigt ist.

6 Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in der EU

Die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen ist in der Europäischen Union (EU)⁸ sehr unterschiedlich ausgeprägt. Dies liegt einerseits an den gegebenen natürlichen Rahmenbedingungen und Wirtschaftsstrukturen. Andererseits sind hierfür die von der Politik verfolgten Förderstrategien maßgeblich, die in sehr unterschiedlichem Maße vorgeben, wieweit die vorhandenen biogenen Reststoffe einer energetischen Verwertung zugeführt werden sollten.

Die nachfolgende Analyse zum Stand, zu den Potenzialen und den mittel- bzw. längerfristigen Zielen der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen in der EU und insbesondere in ausgewählten EU-Ländern soll dazu beitragen, die Verhältnisse in Deutschland in einen europäischen Vergleich zu bringen. Hierzu werden zusätzlich die in den EU-Ländern angewandten wichtigsten Förderstrategien für erneuerbare Energien skizziert. Hierbei ist es u.a. ein Ziel, zu illustrieren, wo die energetische Nutzung besonders weit vorangeschritten ist und wieweit durch Förderstrategien die Rahmenbedingungen weiter verbessert und bestehende Hemmnisse gemindert werden können. Letztendlich soll dies dazu beitragen, Voraussetzungen und Elemente zur erfolgreichen Förderung der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zu identifizieren. Es sollen Antworten gegeben werden auf die Fragen, welche Potenziale gegeben sind und in welchem Umfang und durch welche Maßnahmen die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen besser als bisher erschlossen werden kann.

In der nachfolgenden Bestandsaufnahme werden zunächst der Stand der energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und ihre Stellung im Energiesystem in der EU dargestellt. Daran schließen sich Angaben zu den technischen Potenzialen an. Diesen werden die teilweise sehr unterschiedlichen Verhältnisse und mittel- bzw. längerfristigen Realisierungsziele gegenüber gestellt, wie sie von den hier betrachteten Ländern der EU festgelegt wurden. Vorab muss in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen werden, dass sich die statistische Datenlage zu biogenen Reststoffen und Abfällen auf EU-Ebene keinesfalls besser als in Deutschland darstellt und sehr verbesserungswürdig erscheint. Folglich können die Angaben aus unterschiedlichen Quellen teilweise sehr widersprüchlich sein. Insbesondere muss die Darstellung der Daten – entgegen der hohen Komplexität der Rest- und Abfallstoffe in Art, Herkunft, Konversionsverfahren und Verwendungszweck – aufgrund der dürftigen Datenlage auf einem hoch aggregierten und stark vereinfachten Niveau erfolgen.

⁸ Europäische Union mit 15 Mitgliedsstaaten

6.1 Stand und Perspektiven in der EU

6.1.1 Erneuerbare Energieträger

Die erneuerbaren Energieträger trugen im Jahr 1997 etwa 6 % zur europäischen Energieversorgung bei, davon entfallen allein 2 Prozentpunkte auf aus Wasserkraft erzeugte Elektrizität (EU-Kommission, 2000a). Zwischen 1985 und 1998 ist in der Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen ein relativ starkes Wachstum (+ 30 %) zu verzeichnen, in absoluten Zahlen war dies ein Anstieg von 65 auf 85 Mio. Mg RÖE⁹ – einschließlich Wasserkraft.

Tab. 6.1: Bedeutung der erneuerbaren Energiequellen in der EU

	Anteil der REG am Primärenergieverbrauch (%)	Anteil der REG an der Bruttostromerzeugung (%)		Menge (TWh _{el})
	1997	1997	2010	2010
Belgien	1	1,1	6	6,3
Dänemark	8	8,7	29	12,9
Deutschland	2	4,5	12,5	76,4
Finnland	21,8	24,7	31	33,7
Frankreich	7	15,0	21	112,9
Griechenland	5	8,6	20,1	14,5
Großbritannien	1	1,7	10	50,0
Irland	2	3,6	13,2	4,5
Italien	16	16,0	25	89,6
Luxemburg	2	2,1	5,7	0,5
Niederlande	2	3,5	9	15,9
Österreich	23,3	70,0	78,1	55,3
Portugal	15,7	38,5	39	28,3
Schweden	28,5	49,9	60	97,5
Spanien	6	19,9	29,4	76,6
EU	6	13,9	22,1	674,9

Quelle: EU-Kommission (2000a,b; 2001a); Europäisches Parlament und Rat (2001)

Der Anteil erneuerbarer Energieträger (REG) fällt in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten (Bezugsjahr: 1997) höchst unterschiedlich aus, mit Werten zwischen 1 % und über 28 %, (vgl. Tab. 6.1). In Portugal (15,7 %), Finnland (21,8 %), Österreich (23,3 %) und Schweden (28,5 %) ist ihr Anteil aufgrund der Bedeutung der Biomasse (aus der Forstwirtschaft) und der Wasserkraft besonders hoch. Der Anteil regenerativer Energien an der Bruttostromerzeugung sowie die nationalen Ziele bis zum Jahr 2010 sind ebenfalls Tab. 6.1 zu entnehmen.

Der Beitrag der Biomasse zur Deckung des EU-Energieverbrauchs betrug im Jahr 1999 etwa 3 % (EU-Kommission, 2000a,b). Deutlich über diesem EU-Durchschnitt lag ihr Anteil in Österreich (12 %), Schweden (18 %) und Finnland (23 %).

⁹ Zum Vergleich: Die EU hatte im Jahr 1998 einen Energieverbrauch von 1.436 Mio. Mg RÖE; RÖE = Rohöleinheit; 1 kg RÖE = 41.868 kJ = 11,63 kWh = 0,0074 barrel

Im Zeitraum 1995 bis 1998 ist in der EU die Bereitstellung von Primärenergie durch Biomasse um 13,5 % gewachsen; in einzelnen Mitgliedsstaaten lag dieser Zuwachs prozentual deutlich darüber (z.B. 75 % in Deutschland und 94 % in Italien) (EU-Kommission, 2001a).

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger zur Deckung des Energieverbrauchs hängt sehr stark von der Entwicklung des Energieverbrauchs ab. So wurden die im Bereich der erneuerbaren Energieträger erzielten absoluten Zuwächse in den letzten Jahren durch die Erhöhung des Verbrauchs wieder weitgehend aufgezehrt. Der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen ist beispielsweise nur von 13,5 % im Jahre 1996 auf 14,2 % im Jahre 1998 gestiegen (vgl. Tab. 6.2). Im gleichen Zeitraum konnte der Anteil erneuerbarer Energiequellen am inländischen Primärenergieaufkommen der EU von 10,0 auf 11,3 % und bei der Deckung des Primärenergiebedarfs auf 5,9 % gesteigert werden.

Tab. 6.2: *Entwicklung der Energieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen in der EU*

	1989	1996	1997	1998
Anteil der REG am inländischen Primärenergieaufkommen (%)	k. A.	10,0	10,8	11,3
Anteil der REG am Primärenergieverbrauch (%)	k. A.	5,4	5,8	5,9
Strom aus REG (TWh_{el})	273,3	321,4	334,6	352,8
Anteil Strom aus REG (% v. Gesamt)	k. A.	13,5	14,0	14,2
Biomasse (Mio. Mg RÖE)	40,0	47,8	52,6	54,2

Quelle: EU-Kommission (2001a)

6.1.2 Biogene Reststoffe und Abfälle

Die derzeitige energetische Nutzung und das Potenzial der biogenen Reststoffe und Abfälle in der EU werden nachfolgend anhand einiger Abschätzungen dargestellt (vgl. Tab. 6.3 und Tab. 6.4). Daran anschließend wird für einige ausgewählte Länder der EU (s. Kap. 6.2) in etwas detaillierterer Weise deren energetische Nutzung und Perspektiven (soweit möglich) betrachtet. Hierbei wird jeweils Bezug zur spezifischen Energiesituation des Landes hergestellt und diskutiert.

Wichtige Quellen für biogene Festbrennstoffe sind Schwach- und Waldrestholz aus der Forstwirtschaft, Industrierestholz aus der Holzwirtschaft und Altholz. Konventionelle Arten der Verfeuerung von Brennholz (Scheitholz) in Privathaushalten sind hierbei nach wie vor von besonderer Bedeutung. Darüber hinaus ist festzustellen, dass die Nutzung bequem zu handhabender, qualitativ hochwertiger Biobrennstoffe mit hoher Energiedichte (z.B. Holzpellets) stark zunimmt. Im Jahr 1998 wurde in den Privathaushalten der EU Holz mit einem Energiewert von 25,6 Mio. Mg RÖE verbraucht. Zum Vergleich: Der Holzverbrauch der Industrie zur Bereitstellung von Energie lag im gleichen Zeitraum bei nur 8,7 Mio. Mg RÖE (EU-Kommission, 2001a).

Die installierten Kapazitäten zur Stromgewinnung aus Biogas-Deponien, Klärschlamm, Gülle und Abfällen aus der Nahrungs- und Futtermittelproduktion beliefen sich 1998 in der EU insgesamt auf etwa 700 MW_{el} (EU-Kommission, 2001a). Vom bestehenden Gülleaufkommen in der EU werden bislang nur 2 % über die Biogasgewinnung zur

Stromproduktion genutzt. Insgesamt betrug die Biogasgewinnung im Jahr 1998 rd. 0,8 Mio. Mg RÖE bzw. 34,1 PJ (vgl. Tab. 6.3). Das im Weißbuch vorgegebene ambitionierte Ziel eines Biogasanteils von 14 Mio. Mg RÖE (EU-Kommission, 1997) ist jedoch nur dann als realistisch einzustufen, wenn hierzu verstärkt Fördermaßnahmen eingerichtet werden. Die EU-Deponie-Richtlinie (Rat der Europäischen Gemeinschaften, 1999)¹⁰ wird dazu führen, dass biogene Rest- und Abfallstoffe in deutlich geringerem Umfang deponiert und verstärkt zur Biogasproduktion und somit zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehen werden.

Wie bereits erwähnt, haben sich die Mitgliedsstaaten verpflichtet, bis zum Jahre 2010 bestimmte Ziele bezüglich des Anteils der Energie aus erneuerbaren Energien bei ihrer Energieversorgung zu realisieren. Die Umsetzung dieser Ziele muss vor allem über die Ausschöpfung der Potenziale der biogenen Energieträger erfolgen. Bereits heute leisten diese Energieträger den größten Beitrag zu den erneuerbaren Energien in Europa (vgl. Tab. 6.3). Um das ambitionierte Verdopplungsziel der EU bis zum Jahr 2010 zu erreichen, soll die energetische Nutzung der Biomasse einschließlich der biogenen Reststoffe und Abfälle, bezogen auf das Jahr 1995, verdreifacht werden. In Folge davon muss der gesamte Zuwachs bei erneuerbaren Energien zu mehr als 80 % von biogenen Energieträgern getragen werden (vgl. EU-Kommission, 1997). Bevor nun auf den derzeitigen Stand der energetischen Nutzung und die Potenziale der biogenen Reststoffe und Abfälle in der EU eingegangen wird, sollte zum besseren Verständnis erwähnt werden, dass im Zusammenhang mit Potenzialen immer von technischen Potenzialen¹¹ ausgegangen wird. Dabei besteht natürlich immer die Frage, von welchem Technologiestatus ausgegangen wird.


Bei den in Tab. 6.3 bis Tab. 6.6 aufgeführten Zusammenstellungen muss explizit darauf hingewiesen werden, dass über die tatsächliche Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen nur wenig Informationen vorliegen. Aus der Vielzahl der Biomassefraktionen, die teilweise den biogenen Reststoffen und Abfällen zugeordnet werden, finden i.d.R. nur die mengenmäßig bedeutsamsten Zugang zu Statistiken. Die tatsächliche Nutzung bzw. das technische Potenzial kann aber nicht nur aufgrund fehlender, sondern auch wegen unsicherer statistischer Daten wesentlich von den angeführten Zahlenangaben abweichen. In vielen Fällen bleibt in solchen Statistiken, neben dem Aufkommen der mengenmäßig weniger relevanten biogenen Reststoffe und Abfälle, auch der hohe Selbstnutzungsanteil des jeweiligen Reststoff- bzw. Abfallerzeugers (z.B. Holzverarbeitende Industrie) unberücksichtigt. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei den in Tab. 6.3 oder Tab. 6.5 angegebenen Daten um Untergrenzen handelt.

Die angegebenen Daten sind folglich als Orientierungshilfe zu verstehen, um den Stand, die künftigen Entwicklungen und die energiepolitische Bedeutung der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe einordnen zu können.

¹⁰ Die Richtlinie enthält die Forderung nach einer Verminderung der für die Deponierung bestimmten biologisch abbaubaren Abfälle über einen Zeitraum von 15 Jahren auf 35 %.

¹¹ Grundsätzlich unterscheidet man zwischen theoretischem, technischem und wirtschaftlich erschließbarem Potenzial, wobei eine Größendegression in der angeführten Reihenfolge gegeben ist. Unter dem technischen Potenzial versteht man den Anteil des theoretischen Potenzials, welcher unter Berücksichtigung der gegebenen technischen, strukturellen, ökologischen und gesetzlichen Restriktionen nutzbar ist.

Tab. 6.3: Nutzung von Bioenergieträgern und ihre Einordnung in das Energiesystem der EU-Länder 1998

1998 ¹⁾	Angaben in PJ/a				Angaben in Prozent				
	Feste Bioenergieträger ^{2), b)}		Biogas ^{2), c)}	Summe aller erneuerbaren Energien (EE)	Primär-energie-aufkommen (PEA)	Primär-energie-verbrauch (PEV)	Anteil der Bioenergie (BE) an den EE	Anteil BE am PEA ^{d)}	Anteil BE am PEV ^{d)}
Strom	Wärme	Summe							
Deutschland ^{a)}	73,7	198,9	272,6	355,9	5.524,5	14.367,8	76,6	4,9 (6,4)	1,9 (2,5)
Österreich	32,3	114,6	146,9	283,2	379,3	1.187,0	51,9	38,7 (74,7)	12,4 (23,9)
Finnland	59,9	189,4	249,3	310,3	556,0	1.389,6	80,3	44,8 (55,8)	17,9 (22,3)
Dänemark	41,5	22,1	63,6	74,0	845,3	885,1	85,9	7,5 (8,8)	7,2 (8,4)
Niederlande	46,0	12,0	58,0	60,9	2.624,3	3.126,7	95,3	2,2 (2,3)	1,9 (1,9)
Schweden	84,4	221,9	306,3	575,0	1.265,7	2.015,5	53,3	24,2 (45,4)	15,2 (28,5)
Frankreich	79,6	396,5	476,1	707,2	5.065,6	10.547,0	67,3	9,4 (14,0)	4,5 (6,7)
Italien	22,7	266,6	289,3	558,3	1.447,8	7.225,6	51,8	20,0 (38,6)	4,0 (7,7)
Spanien	24,9	136,8	161,7	293,1	1.312,6	4.633,5	55,2	12,3 (22,3)	3,5 (6,3)
Portugal	6,4	94,4	100,8	150,4	150,4	955,4	67,0	67,0 (100)	10,5 (15,7)
Griechenland		38,1	38,1	56,7	421,2	1.126,3	67,1	9,0 (13,5)	3,4 (5,0)
Irland	1,3	5,7	7,0	10,8	103,8	546,0	63,7	6,7 (10,4)	1,3 (2,0)
Luxemburg	1,0	0,6	1,6	2,1	2,1	136,9	77,4	77,4 (100)	1,2 (1,5)
Belgien	15,4	10,7	26,1	32,6	515,4	2.352,1	79,9	5,1 (6,3)	1,1 (1,4)
Großbritannien	42,7	29,7	72,4	94,8	11.301,0	9.650,2	76,4	0,6 (0,8)	0,8 (1,0)
	531,8	1.738,0	2.269,8	3.565,3	31.514,9	60.144,7	63,7	7,2 (11,3)	3,8 (5,9)

a) Zu den fettgedruckten Ländern werden in den nachfolgenden Tabellen weitergehende Angaben gemacht.


b) Einschließlich energetischer Nutzung von Brennholz sowie (Siedlungs-/Gewerbe-)Abfällen. Ohne gezielt angebaute Energiepflanzen. Ohne energetische Nutzung von getrennt gesammelten Papierabfällen.

c) Geschätzte Zahlen von 1999 (umfassen auch Deponie- und Klärgas)

d) Werte in Klammern: Anteil aller erneuerbaren Energien am PEA bzw. PEV

Quelle: ¹⁾ EU-Kommission (2001b); ²⁾ Staif (2001)

Tab. 6.4: Abschätzung von jährlich nutzbaren Potenzialen von Bioenergieträgern in der EU (ohne Energiepflanzen)

Basisdaten für Potenzialabschätzungen (1999) (BML, 2000)		Länderbezogene Abschätzungen ^{a)} (FNR, 2000)			Weißbuch (EU-Kommission, 1997)		Eigene Abschätzung auf Basis der Daten von Deutschland	
		Landwirtschafliche Rückstände	Forstwirtschaftliche Rückstände	Summe	Angaben in PJ	Geschätztes Potenzial	Biogene Abfälle ^{c)}	in PJ
Mitgliedsstaat	Einwohner (Mio.)	Bevölkerungsdichte (EW/km ²)	Waldfläche 1000 km ²	Wald u. Agrarfläche (1000 m ² /EW)	%-Anteil Wald u. Agrarfläche an der Landesfläche	Angaben in PJ	Geschätztes Potenzial	in PJ
Deutschland	82,2	230	105	172	77,4	197	314	511
Österreich	8,1	96	33	34	79,7	22	143	165
Finnland	5,2	15	232	22	75,1	19	463	482
Dänemark	5,3	124	5	27	73,7	46	25	71
Niederlande	15,9	382	3	20	54,1	8	14	22
Schweden	8,9	20	223	31	56,5	30	612	642
Frankreich	58,7	108	150	301	82,9	309	539	848
Italien	57,7	191	68	156	74,2	110	134	244
Spanien	39,4	78	69	292	71,3	96	241	337
Portugal	10,0	109	31	39	76,6	8	129	137
Griechenland	10,5	80	29	51	61,0	27	55	82
Irland	3,8	54	3	44	67,5	9	18	27
Luxemburg	0,4	170	1	1	80,9	13	51	64
Belgien	10,2	335	6	14	65,9	108	69	177
Großbritannien	59,6	244	24	159	74,8	108	69	177
	376	116	982	1362	72,4	1.002	2.807	3.809
							2.284	9.630
							2.270	
							4.544	11.900
							11.300	

a) einschl. Brennholz, ohne Biogas, ohne Papierabfälle, ohne Klärschlamm

b) eigene Abschätzung auf Basis von Daten des Weißbuchs

c) Berücksichtigt wurden sämtliche biogenen Abfallfraktionen. Bei der Ermittlung des Korrekturfaktors wurde unterstellt, dass der Anteil der Rückstände, die bei der Bewirtschaftung von agrar- und forstwirtschaftlichen Flächen anfallen, das Gesamtaufkommen dominiert.

Wie aus Tab. 6.3 für das Jahr 1998 ersichtlich ist, leistet bereits heute die Bioenergie, respektive die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen¹² und Abfällen, von allen erneuerbaren Energien den größten Beitrag zur Energieversorgung in der Europäischen Union. Rund zwei Drittel der erneuerbaren Energie (EE) stammen von Bioenergieträgern. Dies entsprach 1998 in der EU insgesamt rd. 2.300 PJ/a, wobei hier deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen EU-Ländern bestehen. So tragen beispielsweise in den Niederlanden Bioenergieträger rd. 95 % zu den EE bei, während dies in Österreich nur rd. 52 % sind.

Bei den in Tab. 6.3 angegebenen festen Bioenergieträgern handelt es sich zum überwiegenden Teil um Schwach- und Waldrestholz aus der Forstwirtschaft, Industrierestholz aus der Holzwirtschaft, Altholz, aber auch um Gewerbe- bzw. Siedlungsabfälle. Die aus biogenen Rest- und Abfallstoffen gewonnenen gasförmigen und flüssigen Energieträger spielen derzeit innerhalb der EU eine eher untergeordnete Rolle. Das größte Aufkommen an Biogas¹³ dürfte jedoch in der Landwirtschaft zu erschließen sein.

Bei einer Gegenüberstellung der Bioenergieerzeugung mit dem jeweiligen Primärenergieverbrauch wird offensichtlich, dass zwischen den Ländern erhebliche Unterschiede bestehen (vgl. Tab. 6.3). Innerhalb der EU reicht die Schwankungsbreite von 0,8 % (Großbritannien) bis 17,9 % (Finnland). Dies basiert nicht nur auf landesspezifischen Gegebenheiten, sondern auch auf Unterschieden in der jeweiligen Energiepolitik, insbesondere bei der Förderung der erneuerbaren Energieträger.

Prinzipiell ist in nordeuropäischen Ländern das Aufkommen und daher die Nutzung von Rückständen aus der Forstwirtschaft höher als in südeuropäischen Ländern. Dagegen ist in den südlichen EU-Ländern das Aufkommen aus biogenen Reststoffen und Abfällen aus der Landwirtschaft höher. Eine Korrelation der von den Ländern eingesetzten Menge an Bioenergieträgern mit der jeweiligen Landesfläche macht deutlich, dass sich große Flächenstaaten – oft gekennzeichnet durch einen hohen Waldanteil und geringe Bevölkerungsdichte – in der Regel durch eine deutlich höhere Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle auszeichnen (Staiß, 2001).

Basierend auf offiziellen Abschätzungen wird derzeit in der Europäischen Union erst ca. ein Viertel des möglichen Potenzials bei biogenen Reststoffen und Abfällen ausgeschöpft. Bei der in Tab. 6.4 u.a. gezeigten Abschätzung der FNR (2000) wurden, wie schon in Tab. 6.3, nur biogene Festbrennstoffe berücksichtigt. Insofern gelten die dort gemachten Einschränkungen auch hier. Als wesentlich umfangreicher und aussagekräftiger stellt sich die Potenzialabschätzung der EU-Kommission zu den biogenen Reststoffen und Abfällen dar. Sie beruht auf den offiziellen Angaben der Europäischen Kommission, wie sie im Anhang des Weißbuchs für erneuerbare Energien veröffentlicht wurden (EU-Kommission, 1997).

¹² Da bei der bisherigen Erfassung schnellwachsende Baumarten und Energiepflanzen keine Rolle spielen, kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei den angegebenen festen Bioenergieträgern überwiegend um biogene Reststoffe handelt. Allerdings ist darin auch herkömmliches Brennholz enthalten. Dieses ist statistisch schlecht erfasst, da es normalerweise nicht über Märkte gehandelt wird.

¹³ Unter Biogas wird in der Statistik oft auch das Klär- und Deponiegas subsumiert.

Diesen Angaben der EU-Kommission ist zum Vergleich eine eigene Abschätzung gegenübergestellt, die auf vorliegenden detaillierten Abschätzungen für Deutschland aufbaut (vgl. Kap. 2). Für Deutschland wurden bei der Ermittlung des Aufkommens nahezu alle in Frage kommenden biogenen Reststoffe und Abfälle berücksichtigt. Hieraus ließ sich ein Mengenswert pro Einwohner ermitteln. Dieser Wert dient nun als Basis der Abschätzungen auf europäischer Ebene, wobei vereinfacht angenommen wird, dass Deutschland als Referenzland mit relativ ausgewogenem Verhältnis verschiedener Abfallerzeuger herangezogen werden kann.

Wie man anhand der Ergebnisse in Tab. 6.4 sieht, streuen die Angaben der einzelnen Abschätzungen teilweise stark. Aufgrund der Datenlage und der zum Teil sehr unterschiedlichen Annahmen für die Abschätzungen ist dies nicht weiter verwunderlich. Das vergleichsweise große verfügbare Potenzial zeigt, dass mittel- und längerfristig eine jährliche Nutzung in der Größenordnung von 4.000-6.000 PJ durchaus realistisch erscheint.

Es ist zu erwarten, dass diese geschätzten Potenziale schon bald nach oben zu korrigieren sind, wenn die Auswirkungen diverser europäischer Richtlinien, wie z.B. die Deponierichtlinie¹⁴ und die Klärschlammrichtlinie¹⁵, vollends zur Geltung kommen. Beide forcieren die thermische Verwertung. Inwieweit aber die zur Verfügung stehenden Potenziale wirklich genutzt werden, hängt letztlich von den bestehenden bzw. künftig vorherrschenden Rahmenbedingungen und Förderstrategien ab (vgl. Kap. 6.3).

6.2 Stand und Perspektiven in ausgewählten Ländern der EU

Im nun folgenden Kapitel werden anhand einiger ausgewählter Länder der EU deren derzeitige Nutzung, Potenziale und mittel- bis längerfristigen Perspektiven im Kontext mit der jeweiligen länderspezifischen Energiesituation dargestellt. Dabei ist es das Ziel, gewisse länderspezifische Besonderheiten zu erfassen.

Aufgrund der genutzten unterschiedlichen Quellen bzw. Berechnungs- und Bewertungsverfahren können sich Differenzen bezüglich der jeweils angegebenen länderspezifischen Daten ergeben.

6.2.1 Deutschland

Seit 1998 erfuhren in Deutschland insbesondere erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung einen deutlichen Zuwachs. So wurden im Jahr 2001 rd. 7 % der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen, wobei Wasser- und Windkraft mit rd. 86 % beitrugen (VDEW, 2002). Dieser Ausbau in der regenerativen Stromproduktion ist hauptsächlich auf die neu geschaffenen Instrumente zur Markteinführung¹⁶ zurück-

¹⁴ Da die Deponierung von organischen Abfällen ab 2005 untersagt, bzw. vom Glühverlust abhängig gemacht wird, müssen zwangsläufig alternative Entsorgungswege gefunden werden.

¹⁵ Insbesondere im Zusammenhang mit der neuen Abwasserrichtlinie der EU (diese schreibt auch eine Abwasserbehandlung für kleinere Gemeinden vor) werden die Klärschlammengen stark ansteigen. Betrug das Klärschlamm-aufkommen 1995 noch ca. 5,7 Mio. Mg TS, wird bis 2005 eine Menge von 15 bis 20 Mio. Mg TS erwartet (Schnurer, 2001).

¹⁶ Für den Strombereich sind in erster Linie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000), die Biomasseverordnung (2001), das Marktanreizprogramm (Zuschüsse bzw. verbilligte Darlehen), sowie das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm zu nennen.

zuführen. Aufgrund schlechterer Rahmenbedingungen konnte die Zunahme der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern nicht mit den Zuwächsen in der Stromproduktion mithalten¹⁷.

Im Jahr 1998 wurden in Deutschland ca. 356 PJ aus erneuerbaren Energieträgern (einschließlich Abfall und Klärschlammverbrennung) gewonnen (s. Tab. 6.3). Dies trug mit rd. 2,5 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Im Vergleich hierzu liegt in der EU der Beitrag der regenerativen Energieträger bei rd. 6 %. Wie aus Tab. 6.5 hervorgeht, werden in Deutschland ca. 170 PJ aus der energetischen Nutzung biogener Abfälle bereitgestellt, ohne die Verwendung von Brennholz (z.B. Scheitholz). Dies entspricht einem Anteil von ca. 1,2 % am Primärenergiebedarf. Verglichen mit anderen europäischen Ländern liegt Deutschland mit diesem Anteil eher im unteren Drittel. Die Bereitstellung von 170 PJ entspricht energetisch ca. 9,5 Mio. Mg oTS an biogenen Reststoffen und Abfällen. Verglichen mit einem für Deutschland geschätzten Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen von rd. 80 Mio. Mg oTS¹⁸ ergibt sich, dass ca. 12 % des zur Verfügung stehenden Gesamtaufkommens (Potenzial) derzeit energetisch genutzt werden.

Im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energien hat sich die Bundesregierung das (Etappen-) Ziel gesetzt, ihren Anteil bei der Deckung des Primärenergieverbrauchs von rund 2,1 % im Jahr 2000 auf mindestens 4,2 % im Jahr 2010 zu verdoppeln. Abschätzungen zeigen (vgl. Tab. 6.6), dass in diesem Zeitraum der Beitrag der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle mehr als verdreifacht werden könnte, ohne in Konflikt mit dem technischen Potenzial zu kommen.

Wie anhand der mittelfristigen Perspektiven deutlich wird (vgl. Tab. 6.6), liegen in Deutschland die derzeit noch weitgehend ungenutzten Potenziale in der Land- und Forstwirtschaft (vgl. Kap. 2). Das überwiegend in der Säge- und Holzverarbeitenden Industrie anfallende Restholz wird bei dem gegenwärtigen Anlagenbestand nahezu vollständig innerbetrieblich verwertet. Grünschnitt, Straßenbegleitgrün und ähnliche Rückstände werden bisher kaum und vom anfallenden Altholz lediglich ein Fünftel genutzt. Insbesondere die großen Potenziale an Schwach- und Waldrestholz sind derzeit nur ungenügend genutzt (vgl. Kap. 2). Nicht unwesentlich ist auch der Beitrag, den die gasförmigen Energieträger leisten könnten (vgl. Tab. 6.6). Den größten Teil wird dabei das aus landwirtschaftlichen Reststoffen und Abfällen gewinnbare Biogas einnehmen (vgl. Kap. 4.3).

Als Fazit kann mit Blick auf die technischen Potenziale festgehalten werden, dass die mittelfristig realisierbaren Zuwächse bei der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen insbesondere über die Holz- und Strohverbrennung und die Nutzung von Biogas (einschließlich Deponie- und Klärgas) stattfinden dürften. Auch wenn das angepeilte Mengenziel bis 2010 erreicht werden sollte, würde das technische Potenzial zu rd. 45 % ausgeschöpft sein.

¹⁷ Für den Wärmebereich existiert bisher kein mit dem EEG vergleichbares Gesetz. Des Weiteren erschweren niedrige Preise für Erdgas und Heizöl die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien.

¹⁸ Entspricht einem Energieäquivalent von 1.440 PJ

Tab. 6.5: Stand der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle in ausgewählten Ländern der EU

1998		 1) Deutschland ^{**}	 2) Österreich	 3) Finnland	 4) Dänemark	 5) Niederlande ^{***}	 6) Europa ^{b)}
(Angaben in PJ/a)							
Feste Brennstoffe	Abfallverbrennung	41 [*]	8,0	0,8	27,3	30	
	Klärschlammverbrennung		1,4	4,8 ^{***}	0,4	3	
	Co-Verbrennung	2,1	0,6				
	Altholz	52	56	7,1	5,8 [*]		
	Holzverbrennung	55	26	62,8	2,7 [*]	13	2.270
	Sonstiges ^{a)}	1,2		29,3	-		
	Strohverbrennung	2,8	1,3	-	14,3	-	
	Ablauge aus der Zellstoffindustrie	-	21	130	-	-	
	Vergasung	-	-	-	-	2	
	Deponiegas	8,1 ^{***}	2,6	0,2	1,5	6	34
Gasförmige Brennstoffe	Klärgas	0,3	1,2	0,4			
	Biogas	6,6	0,5	0,1	1,2		
	Summe	169,1	118,6	235,5	53,2	54	2.304
Relative Bedeutung	Anteil an den erneuerbaren Energien	47,5 %	41,9 %	75,9 %	72,9 %	88,7 %	64,6 %
	Anteil an der inländischen Primärenergiebereitstellung	3,1 %	31,3 %	42,4 %	6,3 %	2,1 %	7,3 %
	Anteil am Primärenergieverbrauch	1,2 %	10 %	16,9 %	6,0 %	1,7 %	3,8 %
	Anteil pro Einwohner (GJ/EW)	2,1	14,6	45,8	10,0	3,4	6,1

Bezugsjahr: ^{*} 1997, ^{**} 1999, ^{***} 2000; ^{a)} Grünschnitt, Industriestroh, Landschaftspflegegut, u.ä.; ^{b)} ohne Berücksichtigung von Biogas; mit Berücksichtigung von Brennholz

Quelle: ¹⁾ Bilitewski (2000), BIZ (2001), BMU (1999), Kallschmitt und Marten (2001), Staß (2001), Stat. BA (2001)

²⁾ u.a.: Amon (1997), Braun (2001), Österr. Biomasseverband (2001), Österr. BM für L.W (2001), Österr. Energieverwertungsagentur (2000),

Österr. Umweltbundesamt (2000), Plank (2001), Wirtschaftskammer Österr. (1997),

³⁾ Bioenergy in Finland (1998), Finnish Ministry of Trade and Industry (1999), Leinonen u. Kuitinen (2000), Vries et al. (2000), VTT Energy (2000)

⁴⁾ Danish Centre for Biomass Technology (2000, 1998a,b), Danish Ministry of Environment and Energy (2001), Danish Statistical Yearbook (2000)

⁵⁾ Biomaaster (2002), Dutch Min. of Economic Affairs (1997), Dutch National Inst. of Public Health (2001), Vries et al. (2000) ⁶⁾ vgl. Tab. 6.4

Tab. 6.6: Mittel- bzw. längerfristige Perspektiven der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle in ausgewählten Ländern der EU

	1)  Deutschland ^{b)} (ca. 2010)	2)  Österreich	3)  Finnland	4)  Dänemark	5)  Niederlande		6)  Europa
					2005	2005 - 2010	
Perspektiven und Potenziale (Angaben in PJ/a, gerundete Werte)							
Feste Brennstoffe	Abfallverbrennung	52	10	11	30	40	45
	Klärschlammverbrennung	11	1,4	10-30	0,6	18	20
	Co-Verbrennung		0,6				
	Altholz	81-100	56	12,5-16,7	10	13	13
	Forstrückstände	142	64	63-117			
	Sonstiges ^{a)}	47		30-46			
Gasförmige Brennstoffe	Strohverbrennung	104	2	5,8-29,3	19-27	-	-
	Ablauge aus der Zellstoffindustrie	-	21	130-160	-	-	-
	Vergasung	-	-	-	-	6	30
	Deponiegas	90	5,8	5,7			
	Klärgas	25-145	2,2	0,8	8-20	8	8
	Biogas	10	14,5	0,9			
Summe (gerundete Werte)							
	562-601	178	270-417	67-88	85	116	4.554
Relative Bedeutung	Anteil am Primärenergieverbrauch (1998) ^{c)}	3,9-4,2 %	15 %	19,4-30,0 %	7,6-9,9 %	2,7 %	3,7 %
	Anteil pro Einwohner (GJ/EW) ^{c)}	6,8-7,3	22	52-80	12,6-16,5	5,4	7,3
	Abschätzung des technischen Potenzials (PJ/a) ^{d)}	1.300	320	1.200	150	110	11.000
	Ausnutzungsgrad des Potenzials	43-46 %	56 %	23-35 %	45-59 %	71-105 %	-

^{a)} Grünschnitt, Industriestholz, u.ä.

^{b)} nur eingeschränkt mit anderen Ländern vergleichbar, da kein Zeithorizont angegeben wurde

^{c)} Annahme: Sowohl der angegebene Primärenergieverbrauch als auch die Bevölkerungszahl wurden als konstant angenommen.

^{d)} eigene Abschätzungen auf Basis der Daten von Deutschland, unter Berücksichtigung eines Korrekturfaktors, vgl. Tab. 6.4

Quelle:

1) Bilitewski (2000), BIZ (2001), BMU (1999), Kallschmitt und Marten (2001), Staß (2001), Stat. BA (2001)

2) u.a.: Amon (1997), Braun (2001), Österr. Biomasseverband (2001), Österr. BM für L/W (2001), Österr. Energieverwertungsagentur (2000),

Österr. Umweltbundesamt (2000), Plank (2001), Wirtschaftskammer Österr. (1997),

3) Bioenergy in Finland (1998), Finnish Ministry of Trade and Industry (1999), Leinonen u. Kuitinen (2000), Vries et al. (2000), VTT Energy (2000)

4) Danish Centre for Biomass Technology (2000, 1998a,b), Danish Ministry of Environment and Energy (2001), Danish Statistical Yearbook (2000)

5) Biomaaster (2002), Dutch Min. of Economic Affairs (1997), Dutch National Inst. of Public Health (2001), Vries et al. (2000)

6) vgl. Tab. 6.4

Obwohl die erneuerbaren Energien in Deutschland heute schon ein wichtiger Wirtschaftsfaktor¹⁹ sind (Staiß, 2001), stellen sich diese Energien wettbewerbsmäßig noch nicht als Selbstläufer dar (vgl. Kap. 4). Es müssen auch künftig eine Reihe weiterer Maßnahmen ergriffen werden, um ihren Ausbau voranzutreiben.

Detaillierte Angaben zum verfügbaren Aufkommen und zur Zusammensetzung der biogenen Reststoffe und Abfälle in Deutschland finden sich in Kap. 2.

6.2.2 Österreich

Österreich zählt weltweit zur Spitze jener Länder, die ihre Energieversorgung in hohem Maße auf erneuerbare, umweltfreundliche Energiequellen stützen, und liegt nach Schweden an zweiter Stelle in Europa (vgl. Tab. 6.3). Im Jahr 1998 hat der Anteil der erneuerbaren Energieträger rd. 24 % des Primärenergieverbrauchs gedeckt.²⁰ Die bedeutendsten Anteile bei den erneuerbaren Energiequellen in Österreich resultieren aus der Wasserkraft (ca. 48 %) sowie aus der energetischen Nutzung von Biomasse (ca. 45 %). Dies ist angesichts der günstigen natürlichen Begebenheiten zur Nutzung von Wasserkraft und der bereits erwähnten großen Waldfläche pro Einwohner (vgl. Tab. 6.4) verständlich.

Wie aus Tab. 6.5 ersichtlich, ergibt sich für Österreich eine Energieerzeugung aus biogenen Reststoffen und Abfällen in Höhe von rund 120 PJ pro Jahr. Mittelfristig hat die Regierung das Ausbauziel auf ca. 200 PJ pro Jahr gesetzt. Relativ große Zuwachsmöglichkeiten zeigt die Ausschöpfung der Potenziale von Biogas, Klärgas und Deponiegas (vgl. Tab. 6.6).

Das in der österreichischen Holzindustrie anfallende Rest- und Abfallholz (rund 1,5 Mio. Festmeter) wird zu rd. 70 % innerhalb dieses Industriezweiges energetisch selbst genutzt.²¹ Neben der Holzindustrie ist vor allem die Land- und Forstwirtschaft ein weiterer „Großproduzent“ von Holzabfällen und wird in dem künftigen Energieszenario den größten Anteil der Bioenergie stellen. Von dem theoretisch jährlich erntbaren Potenzial an Holzbiomasse sind rund ein Viertel (bzw. 60 PJ) als Abfall anzusehen (vgl. Tab. 6.6).

Auch in Österreich wird der Erzeugung von Energie aus Reststoffen und Abfällen eine volkswirtschaftliche Bedeutung beigemessen. Das Land bietet zahlreiche Förderungsmöglichkeiten auf Bundes- und Landesebene.

6.2.3 Finnland

Im Jahr 1997 trugen regenerative Energieträger rund 22 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Damit liegt Finnland hinsichtlich der relativen Bedeutung der

¹⁹ Im Jahr 2000 betrug das geschätzte Investitionsvolumen im Bereich erneuerbarer Energien rund 4,5 Mrd. €. Aus dem Betrieb der Anlagen wurde ein Umsatz von 2,5 Mrd. € erzielt. Der Gesamtumsatz der Branche (ohne Exporterlöse) wird auf rund 6,6 Mrd. € geschätzt. Heute dürften in Deutschland bereits zwischen 80.000 und 130.000 Personen direkt oder indirekt im Bereich erneuerbarer Energien tätig sein.

²⁰ Vgl. Bundesministerium für Umwelt Österreich: Erneuerbare Energieträger in Österreich, [http://www.bmu.gv.at/u_klimschtz/energie/erneuerbare_energetraeger_oe.htm]

²¹ Biomasse in der Industrie: EVA, <http://www.eva.or.at/projekte>

regenerativen Energieträger an dritter Stelle in der Europäischen Union, hinter Schweden und Österreich (vgl. Tab. 6.3). Wie aus Tab. 6.5 ersichtlich, ist in Finnland heute schon der Anteil der Energie, der aus biogenen Reststoffen und Abfällen gewonnen wird, beachtlich hoch. Ein Großteil der erneuerbaren Energie wird aus der Nutzung von Holz bzw. Holzabfällen bereitgestellt. Nicht in Tab. 6.5 aufgeführt ist die energetische Verwendung von Holz in Form von traditionellem Feuerholz. Sie beträgt in Finnland alleine etwa 40 PJ. Bedingt durch den Holzreichtum des Landes, existiert in Finnland darüber hinaus eine große Zellstoff- und Papierindustrie, welche die bei der Produktion entstehende Ablauge energetisch verwertet (genutztes Energiepotenzial derzeit ca. 130 PJ). Der Abfallverbrennung kommt in Finnland derzeit keine besondere Bedeutung zu. Es gibt dort lediglich eine einzige Verbrennungsanlage für unsortierten Hausmüll.

Eine große Energiequelle stellt der Torf dar. Über eine Einordnung des Torfs als erneuerbare Energiequelle wurde in der Vergangenheit kontrovers diskutiert. Die Regierung hat sich angesichts der langen Regenerationszeiten von Torf (Jahrtausende) überzeugen lassen, Torf künftig zwar noch als Biomasse im weitesten Sinne zu betrachten, dessen energetische Nutzung nun aber nicht mehr zu den erneuerbaren Energieträgern zu zählen.

In einem sogenannten „Action Plan for Renewable Energy Sources“ (Finnish Ministry of Trade and Industry, 1999) hat sich die finnische Regierung das ehrgeizige Ziel gesteckt, bis zum Jahr 2010 den Anteil der erneuerbaren Energie um weitere 125 PJ zu erhöhen und somit 27 % zur Deckung des Primärenergiebedarfs beizutragen. Dieses Ziel soll hauptsächlich dadurch erreicht werden, dass neben einem weiteren Ausbau der Wind- und Sonnenenergienutzung insbesondere der Anteil der Biomasse zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2010 auf rd. 30 % erhöht werden soll (vgl. Tab. 6.6).

Die Tatsache, dass rund 87 % der Landfläche Finnlands mit Wald bedeckt sind (vgl. Tab. 6.4), lässt erahnen, welches Potenzial in der energetischen Nutzung von Holz und Holzabfällen jeglicher Art steckt. So beabsichtigt die Regierung durch einen forcierten Ausbau der Holznutzung ein weiteres großes Energiepotenzial erschließen zu können.

Besondere Steigerungspotenziale werden in der Gewinnung von Biogas (inkl. Deponie- und Klärgas) gesehen. Im Hinblick auf die Umsetzung der europäischen Deponierichtlinie wird Finnland die thermische Verwertung von Abfällen mit biogenen Anteilen künftig weiter ausbauen. Schätzungen gehen davon aus, dass in der finnischen Industrie und in privaten Haushalten rund 4-6 Mio. Mg brennbare Abfälle²² mit organischen Anteilen anfallen, von denen bisher lediglich 10 % energetisch genutzt werden. Aufgrund der Reduzierung der Deponierung von Abfällen wird mittelfristig die Zahl der Verbrennungsanlagen deutlich ansteigen müssen (geplant sind 15-20 neue Anlagen bis zum Jahr 2005). Es wird davon ausgegangen, dass damit ein Energiepotenzial von bis zu 11 PJ/a verbunden ist.

²² Zusammensetzung: Brennbare Abfälle aus der Industrie (ohne Schlämme und Forstrückstände) 2-3 Mio. Mg; brennbare Haushaltsabfälle 0,8 Mio. Mg; Verpackungsabfälle 1-1,5 Mio. Mg; andere brennbare Abfälle 0,7 Mio. Mg.

6.2.4 Dänemark

Wie in Österreich, so wird auch in Dänemark die Energiepolitik – insbesondere die Politik zugunsten der regenerativen Energieträger – dadurch mitbestimmt, dass gänzlich auf den Einsatz von Kernenergie verzichtet wird.

Im Jahre 1998 betrug der Anteil der in Dänemark erzeugten regenerativen Energie rund 8 % des Primärenergieverbrauchs (vgl. Tab. 6.3). Ein Großteil dieser Energie stammt neben der Abfallverbrennung aus der energetischen Nutzung von Holz und Stroh, aber auch zu einem nicht unerheblichen Teil aus der Windkraft.

Wie anhand der Tab. 6.5 ersichtlich, ergibt sich für Dänemark eine geschätzte Energieerzeugung aus biogenen Reststoffen und Abfällen für das Jahr 1998 von ca. 53 PJ. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang der relativ hohe Anteil der Strohverbrennung (rd. 14 PJ/a). Auch in der Biogasnutzung hatte Dänemark bereits eine gewisse Vorreiterrolle. So wurden im Jahr 1998 in ca. 20 großen Biogasanlagen rund 50 Mio. m³ Biogas produziert, das bei einem Gehalt von 65 % CH₄ einem Energieäquivalent von rund 1,2 PJ entspricht (vgl. Tab. 6.5).

Die dänische Regierung hat sich in ihrem Plan für eine dauerhafte und nachhaltige Energieentwicklung („Energi 21“) zum Ziel gesetzt, bis zum Jahre 2005 den Anteil an regenerativer Energie am Primärenergieverbrauch auf 12-14 % zu steigern, dies entspricht rd. 100 PJ/a.²³ In diesem Plan ist beschrieben, wie ein künftiges Energiesystem entwickelt werden soll. Dabei sollen erneuerbare Energien kontinuierlich und stufenweise entsprechend den technologischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten in das bestehende Energiesystem eingegliedert werden. In diesem Zusammenhang sieht die Regierung insbesondere in der Verwertung von biogenen Reststoffen und Abfällen ein großes Potenzial.

Neben dem Zeithorizont 2005 beschreibt der Energieplan aber auch die langfristigen Ziele bis zum Jahr 2030. So ist geplant, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 jährlich um etwa 1 % zu steigern. Das bedeutet, dass im Jahre 2030 der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch rund 35 % (230 PJ) betragen würde. Dies soll in erster Linie durch den Ausbau bzw. die gesteigerte Nutzung von Bioenergie und Windkraft erreicht werden.

Basis dieser künftigen Energiegewinnung werden die Rückstände aus der Land- und Forstwirtschaft darstellen. So ist es beispielsweise ein Ziel der Regierung, die Waldfläche im Laufe der nächsten Baumgeneration nahezu zu verdoppeln. Damit verbunden könnte zusätzliches Schwach- und Waldrestholz für eine energetische Nutzung erschlossen werden. Ein gewisser Anteil dieser Wälder soll aus schnellwachsenden Laubbäumen bestehen, die als Energiepflanzen bis zum Jahr 2030 rund 45 PJ an Energie liefern könnten. Da Holz aus Schnellwuchsplantagen aber kein Abfall ist, wird es hier auch nicht weiter berücksichtigt.

Ein weiteres Potenzial bietet die Intensivierung der energetischen Nutzung von Rest-/Überschussstroh (vgl. Tab. 6.6), das gemeinsam mit Hackschnitzeln aus Holzabfällen der Industrie thermisch verwertet werden kann.

²³ Energieministerium Dänemark: Energy Information, 2.3 Renewable Energy, [<http://www.ens.dk/e21/e21uk/underkap/23.htm>]

Besondere Zuwachsmöglichkeiten werden im weiteren Ausbau der energetischen Nutzung von Biogas gesehen. Die dänische Regierung hat geplant, mit der Biogasproduktion bis zum Jahr 2005 eine Bereitstellung von rd. 8 PJ pro Jahr zu erreichen (vgl. Tab. 6.6). Damit soll dann allein die Biogasenergie rund 1 % des Primärenergieverbrauchs decken. Dieser Ausbau der Biogasproduktion soll insbesondere durch die Einbringung von rund 100.000 Mg Bioabfällen aus Haushalten zur Co-Vergärung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen realisiert werden. Zusätzlich zur Verwendung biogener Hausabfälle soll ermöglicht werden, dass Landwirte in ihren kleinen Biogasanlagen neben Gülle und Mist auch biogene Abfälle aus der Industrie einsetzen dürfen.

Insgesamt soll der Ausbau dezentraler Kraft-Wärmekopplung mit Stroh, Hackschnitzeln, Biogas und Deponiegas weiter vorangetrieben werden. Dazu hat die Regierung das „Gesetz zur Förderung von dezentraler Kraftwärme und zur Nutzung von Biobrennstoffen“ erlassen, welches die Möglichkeit bietet, einen Zuschuss von ca. 20-30 % der Investitionskosten zu erhalten. In einem weiteren „Gesetz über die Zuschüsse zur Stromerzeugung“ wird die Verstromung von Stroh und Hackschnitzeln bezuschusst. Darüber hinaus soll durch eine bestehende „Biomassevereinbarung“ mit den Energieversorgern ein gesteigerter Einsatz von Biomasse bei der Energieversorgung erreicht werden.

Abschließend ist festzuhalten, dass die dänische Regierung ihre hochgesteckten Ziele hinsichtlich der Stellung der regenerativen Energieträger noch nicht erreichen konnte, was in erster Linie auf die Schwierigkeiten bei der Errichtung von Biomasse betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zurückgeführt wird. Im Vergleich zu anderen Ländern der EU ist jedoch anzumerken, dass die Unterstützung der erneuerbaren Energien in Dänemark auf einem breiten politischen Konsens basiert, d.h. auch Regierungswechsel haben diese Unterstützung bisher nur unwesentlich beeinflusst.

6.2.5 Niederlande

Wie anhand der Tab. 6.3 ersichtlich ist, wurden in den Niederlanden im Jahr 1998 ca. 61 PJ durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt. Dies entspricht 1,9 % des Primärenergieverbrauchs des Landes. Damit liegen die Niederlande deutlich unter dem Durchschnittswert der Europäischen Union von rd. 6 % und sogar hinter Deutschland. Derzeit stammt in den Niederlanden der Großteil der erneuerbaren Energie aus der energetischen Nutzung von Biomasse und Abfall. Wie Tab. 6.5 zeigt, ist der Anteil der Energieerzeugung aus biogenen Reststoffen und Abfällen mit 54 PJ dominierend. Diese Entwicklung erscheint plausibel, da in diesem dicht besiedelten Land – die Niederlande haben in der EU die höchste Bevölkerungsdichte (vgl. Tab. 6.4) – Deponieflächen rar und zudem Industrien angesiedelt sind, die große Mengen an biogenen Reststoffen und Abfällen produzieren.

Aus der Szenariodarstellung 2005-2010 bzw. 2020 der Tab. 6.6 zeigt sich, dass grundsätzlich alle Formen von regenerativen Energien deutlich ausgebaut werden sollen. Diese Ziele wurden von der niederländischen Regierung in dem sogenannten „White Paper on Energy Policy“ fixiert. Bis zum Jahr 2020 sollen ca. 270 PJ an erneuerbarer Energie bereitgestellt werden. Dies entspricht einer Deckung des Primärenergieverbrauchs von 10 %. Hierbei sollen allein 43 % durch die energetische Nutzung von Abfällen und Biomasse zur Verfügung gestellt werden (vgl. Tab. 6.6). Dies mag, verglichen mit anderen Ländern der EU (insbesondere Finnland), wenig erscheinen. Da die Niederlande kaum über Wälder verfügen, in denen Biomasse in Form von Holz anfällt, sieht sich die

Regierung sogar gezwungen, künftig Biomasse aus dem Ausland zu importieren, damit die ehrgeizigen Ziele bis zum Jahr 2020 erreicht werden können.

Künftig soll die Abfallverbrennung weiter ausgebaut und die Ausnutzung der dabei entstehenden Energie weiter optimiert werden. Neben der herkömmlichen Abfallverbrennung, die heute schon rund 30 PJ pro Jahr bereitstellt (vgl. Tab. 6.5), setzen die Niederlande auch auf die Co-Verbrennung von Holzabfällen in Kohlekraftwerken.

In den Niederlanden kommen Anlagen zur energetischen Verwertung von Biomasse in den Genuss verschiedener Förderungen, da sie in die Kategorie der Grünen Investitionen fallen. Dies bedeutet u.a.: keine Kapitalertragssteuer, beschleunigte Abschreibungen, Erstattung der Energiesteuer auf Strom. Insgesamt setzt die niederländische Regierung auf ein breites Bündel von Maßnahmen, mit dem sowohl die technologische Entwicklung als auch die Markteinführung regenerativer Energieträger unterstützt wird.

6.3 Rahmenbedingungen und Förderstrategien

Der Einsatz biogener Rest- und Abfallstoffe bei der Bereitstellung von Strom, Wärme und Prozessenergie und die Nutzung effizienter Konversionstechniken kann durch finanzielle Anreize (z.B. feste Einspeisetarife, Investitionszuschüsse) gefördert werden. Dies kann mit unterschiedlichen Strategien und Instrumenten verfolgt werden. Zurzeit liegt der Schwerpunkt der Förderung auf der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern.

Höhere Vergütungen für Strom aus regenerativen Energiequellen können durch staatlich festgeschriebene Preisgarantien oder wettbewerbsorientierte staatliche Quoten (Aus-schreibungsverfahren oder grüne Zertifikate) erreicht werden. Nachfolgend werden Stand und Perspektiven der wesentlichen Förderinstrumente dargestellt und ihre Vor- und Nachteile diskutiert. Weitergehende Analysen hinsichtlich eines internationalen Vergleichs energiepolitischer Instrumente zur Förderung regenerativer Energien finden sich bei Espy (2001). Eine detaillierte Untersuchung zur Bedeutung des Quotenmodells für die regenerative Stromerzeugung wurde darüber hinaus von Drillisch (2001) durchgeführt.

6.3.1 Freiwillige Maßnahmen

Bei der Förderung der Nutzung biogener Energieträger kann zunächst einmal auf die Einsicht und freiwillige Bereitschaft von Industrie und Bevölkerung gesetzt werden. Mit Informationskampagnen, veränderten Ausbildungsinhalten, Fortbildungen und anderen Maßnahmen kann die Akzeptanz höherer Preise für Energie aus regenerativen Quellen gefördert werden. Ein Beispiel dafür ist das Angebot der Energieversorgungsunternehmen (EVU) an die Endkunden, Stromquelle und -preis entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft selbst zu bestimmen. Im Rahmen von Green-Pricing-Programmen der EVU wird ein Aufschlag auf den Strompreis pro kWh_{el} erhoben, aus dem die höheren Kosten für regenerativ erzeugten Strom gedeckt und der Zubau von Kapazitäten zur Erzeugung regenerativen Stroms finanziert werden. Die Wirkung freiwilliger Maßnahmen im Hinblick auf die Förderung von erneuerbaren Energien ist allerdings im Vergleich zu den nachfolgend beschriebenen Preisgarantien, Quotenmodellen und Investitionsförderung bescheiden.

6.3.2 Staatliche Preisgarantien

Ein bewährtes Instrument der Förderung der Erzeugung von REG-Strom sind staatlich festgeschriebene Einspeisevergütungen (Renewable Energy Feed in Tariffs – REFITs) während eines festgelegten Zeitraumes. Dieses System schreibt den Stromverteilern vor, dass sie den REG-Strom mit einem staatlich festgesetzten Mindestpreis pro kWh_{el} vergüten müssen und die ganze Produktion abzunehmen haben. Diese Förderpolitik wird in Deutschland, Dänemark, Italien, Spanien und Österreich praktiziert. In diesen Ländern befinden sich eine Vielzahl an Entwicklern und Herstellern im Technologiebereich erneuerbare Energien, eine dynamisch wachsende Industrie und eine beachtliche Installation an erneuerbaren Energieerzeugungskapazitäten.

Das in Deutschland 1990 eingeführte Stromeinspeisungsgesetz (1990, 1994), das am 1. April 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) abgelöst wurde, hatte für andere EU-Länder Vorbildcharakter. So wurde beispielsweise in Österreich für Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energieträgern mit der Verordnung zum ELWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) vom 14. April 2000 eine verbindliche Regelung über die Abnahme und Vergütung von Stromlieferungen in das Stromnetz geschaffen (Veigl, 2000). Strom aus Wind, Biomasse und Photovoltaik sollen bis zum Jahr 2005 drei Prozent des Letztverbraucherbezuges erreichen. Dem in Österreich geltenden Vorrang erneuerbarer Energieträger folgend, kann der Netzzugang verweigert werden, wenn ansonsten Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien oder aus fernwärmeorientierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen verdrängt würde.

Der wichtigste Vorteil staatlicher Preisgarantien ist die institutionelle Beherrschbarkeit und die relativ gute Planungs- und Investitionssicherheit, von der alle Beteiligten profitieren. Der garantierte Mindestpreis für Strom aus regenerativen Energiequellen wird über eine Umlage auf den Stromverbrauch finanziert. Diese betrug beispielsweise in Deutschland für das Jahr 2001 durchschnittlich rund 0,25 Cent/kWh_{el} (BMW, 2002a). Nachteil der staatlichen Preisgarantien ist u.a. die Unsicherheit über die Zielerreichung (evtl. Nachjustieren erforderlich) und die Kosten, die jedoch weder den Staatshaushalt belasten noch die Strompreise signifikant in die Höhe treiben.

Die Europäische Kommission hat mit ihrer Entscheidung vom 22. Mai 2002 das bis dahin noch offene Beihilfeverfahren wegen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 01. April 2000 endgültig eingestellt (EU-Kommission, 2002). Die EU-Kommission hat damit entschieden, dass es sich beim EEG nicht um eine Beihilfe im europarechtlichen Sinne handelt, da keine staatlichen Mittel transferiert werden. Diese Entscheidung bedeutet einen großen Gewinn an Rechtssicherheit für den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Das erfolgreiche deutsche Einspeisemodell, das mit festen, in zeitlichem Verlauf aber sinkenden Vergütungssätzen den Ausbau der erneuerbaren Energien stützt, wurde hierdurch bestätigt.

6.3.3 Staatliche Mengenregulierungen (Quotenmodelle)

Staatliche Mengenregulierungen werden in der EU zum einen über Quotenmodelle mit Ausschreibungs- und Bietverfahren und zum anderen über Quotenmodelle mit handelbaren sogenannten grünen Zertifikaten durchgeführt. Wie bereits einleitend angemerkt,

wurden detaillierte Untersuchungen zur Bedeutung des Quotenmodells für die regenerative Stromerzeugung von Drillisch (2001) durchgeführt.

Quotenmodell mit Ausschreibung

Der Staat kann die Erzeugung von REG-Strom durch wettbewerbsorientierte Quotenregelungen über Ausschreibungen fördern. Stromanbieter reichen im freien Wettbewerb bei einer staatlichen Stelle ihren Stromverkaufspreis ein. Der Staat vergibt ein festgelegtes Kontingent zur REG-Stromerzeugung an den günstigsten Anbieter. Die Quote bezieht sich auf die Anlagenkapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien erneuerbaren Stroms. Eigentliche Steuerungsgröße ist aber der Preis für REG-Strom. In den verschiedenen Ausschreibungsrunden hat sich der Preis für REG-Strom jedoch oft dem Preis für konventionellen Strom angenähert. Aus dem Aufkommen einer nationalen Stromabgabe werden die Verteiler für ihre Zusatzaufwendungen entschädigt. Nur wenige, finanzstarke Großkonzerne leisten sich ein Engagement unter diesen meist wenig rentablen Bedingungen. Mittlere und kleinere Unternehmen ohne starke finanzielle Rückendeckung bleiben bei dieser Förderung auf der Strecke.

Das Ausschreibungsmodell wird in Frankreich, Großbritannien und Irland angewendet. So fördert das NFFO-System (Non-Fossil-Fuels-Obligation) in Großbritannien den Wettbewerb unter den Stromanbietern und zwingt die REG-Stromproduzenten, die Kosten fortlaufend zu senken. Der im Rahmen der NFFO-Ausschreibungsregelung erzeugte erneuerbare Strom kann über eine vertraglich festgelegte Zeit zu einem im Vergleich zu Strom aus fossilen Energieträgern höheren Preis ins öffentliche Netz eingespeist werden. Für die öffentlichen Versorgungsunternehmen besteht eine Abnahmepflicht für den im Rahmen der Ausschreibung erzeugten REG-Strom.

Diesen unbestreitbaren Vorteilen stehen gewichtige Nachteile gegenüber. Zum einen ist nicht sicher, dass die kontrahierten Kapazitäten auch gebaut werden. Zweitens werden in der Preisentwicklung der einzelnen Ausschreibungsrunden z.T. nicht die tatsächlichen Kosten und Marktentwicklungen reflektiert. Drittens besteht für die Anbieter, die im Rahmen der Ausschreibung nicht berücksichtigt wurden, kein Anreiz, über die Erfüllung der Quote hinaus erneuerbaren Strom anzubieten. Letztendlich sind erfahrungsgemäß die Realisierungschancen für die Gewinner der Ausschreibung gering. Das Ende der 80er Jahre festgelegte Ziel, bis zum Jahr 2000 eine Kapazität von 1000 MW_{el} aufzubauen, konnte nicht erreicht werden (Anonymus, 2000). Dies liegt u.a. daran, dass im Zuge der NFFO-Ausschreibung erfolgreiche Bieter die vertraglich zugesicherte Kapazität de facto nicht installiert haben. Die Bewerbungen sind langwierig, kostspielig und für die abgewiesenen Bewerber entmutigend. Durch den enormen Preiskampf werden nur die allerbesten Standorte ausgewählt. Ein weiterer Nachteil ist die mangelnde Kontinuität. Das Rundensystem verhindert jegliche Beständigkeit im Bau der Anlagen, was für die Industrie ein wesentliches Handicap darstellt.

Quotenmodell mit Zertifikathandel

Ein vielversprechenderer Ansatz als das Ausschreibungsmodell ist die Förderung erneuerbarer Energien über wettbewerbsorientierte Quotenregelungen (grüne Zertifikate – Green Certificates). Der Staat legt fest, wieviel Strom aus erneuerbaren Energien stammen muss. Dies kann sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene geschehen. Der Prozentsatz an erneuerbaren Energien ist variabel und wird periodisch neu festge-

legt. Die Energieversorgungs- oder Stromverteilerunternehmen werden rechtlich verpflichtet, einen bestimmten Prozentsatz ihres Stromangebots aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen und haben dies durch Eigenproduktion oder Zukauf der benötigten grünen Zertifikate zu belegen. Die Zertifikate ihrerseits können auf dem freien Markt erworben und gehandelt werden. Neue REG-Stromerzeugungsanlagen werden dort errichtet, wo sie akzeptiert und wettbewerbsfähig sind. Somit regeln Angebot und Nachfrage den Preis. Die Möglichkeit, eine bestimmte Menge auf zukünftige Jahre zu übertragen, sorgt für eine gewisse Preisstabilität.

Das Quotenmodell ist zurzeit nur in den Niederlanden verbindlich. Seit 1998 gibt es dort ein „green label“ Zertifizierungssystem für Strom aus regenerativen Energien, für den eine höhere Vergütung erzielt werden kann (Lenz und Pfaffenberger, 1999). Hierbei wird nicht nach unterschiedlichen REG-Technologien differenziert. Zur Förderung von Technologien, die noch nicht marktreif sind, werden zusätzliche Förderinstrumente eingesetzt.

In verschiedenen anderen EU-Ländern (Dänemark, Belgien, Italien, Großbritannien und Schweden) ist die Einführung einer Mengenregulierung mit Quotensystem geplant bzw. in der Diskussion (Kühn, 2000). Beispielsweise will Dänemark bis 2003 ein Quotensystem mit Zertifikathandel für REG-Strom einführen. Ähnlich wie in den Niederlanden sollen bindende jährliche Quoten zunächst für einen Zeitraum von fünf Jahren festgelegt werden. Für fünf weitere Jahre soll eine Quote als Richtwert vorgegeben werden, um für potenzielle Investoren eine ausreichende Planungssicherheit zu gewährleisten. Eine Besonderheit der dänischen Überlegungen ist die Verteilung der Zertifikate auf die verschiedenen erneuerbaren Energiequellen. In den vergangenen Jahren hatte es in Dänemark immer wieder erhebliche Veränderungen in der Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien gegeben. Es kam zu einem Wechsel zwischen direkten Fördermodellen und Quotenregelungen. Im Jahr 2000 ist in Dänemark das „Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien“ in Kraft getreten. Darin sind Abnahmeverpflichtungen für regenerativ erzeugten Strom und die dafür von den EVU zu zahlenden Vergütungen festgelegt.

Das System der staatlich vorgegebenen Quoten für REG kann zu einer punktgenauen Zielerreichung führen, sofern die Umsetzung der Quote kontrolliert und eine Nichterfüllung mit einer Pönale sanktioniert wird. Es bleibt aber fraglich, wie eine effektive Kontrolle gewährleistet werden kann. Darüber hinaus dürfte der Innovationsdruck für die Entwicklung neuer Technologien eher gering und der Marktzugang für neue Technologien, wie z.B. Photovoltaik, eher erschwert sein, verglichen mit staatlichen Preisgarantien. Diese Nachteile des Instruments lassen sich, wie in Dänemark vorgesehen, durch eine Weiterentwicklung hin zu Quoten mindern, die nach einzelnen REG-Technologien differenziert sind.

Das Quotenmodell erlaubt es, jenseits der gewollten politischen Segmentierung des Strommarkts in REG-Strom und Normal-Strom, die Allokation grundsätzlich dem Wettbewerb zu überlassen. Der Charme eines Quotenmodells liegt somit in der Marktorientierung unterhalb der Ebene der grundsätzlichen politischen Intervention. Aus umweltökonomischer Sicht kann das angepeilte Mengenziel für die REG mit dem Quotenmodell mit Zertifikathandel, verglichen mit Preisgarantien, effizienter und mit einem kostenminimierten Technologiemix erreicht werden.

6.3.4 Investitionsförderung

In den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten kommen gleichzeitig meist verschiedene Instrumente zur Investitionsförderung zur Anwendung, um die hochgesteckten REG-Ziele zu erreichen. Es handelt sich dabei um Investitionsbeihilfen, Förderkredite und beschleunigte Abschreibungen.

In Deutschland fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) mit seinem Marktanreizprogramm²⁴ u.a. Maßnahmen zur energetischen Nutzung von Biomasse (BINE, 2001). Das seit Herbst 1999 bestehende Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien ist, wie die hohe Nachfrage zeigt, neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine der wichtigsten Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Die Förderung erfolgt mit staatlichen Mitteln aus dem Aufkommen der Ökosteuer. Da die Ökosteuer auf den Endenergieverbrauch erhoben wird, werden die erneuerbaren Energien ebenfalls belastet. Um mit dieser Steuer dennoch die umweltfreundlichen REG zu begünstigen, fließt ein Teil der Einnahmen in das Marktanreizprogramm.

Am 23. März 2002 sind neue Förderrichtlinien des Marktanreizprogramms für Erneuerbare Energien in Kraft getreten (BMWi, 2002b). Insbesondere die Zuschüsse für Biomasseanlagen wurden angehoben. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) fördert nun die Errichtung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse bis 100 kW mit 55 Euro (bislang 52 Euro) je kW errichteter installierter Nennwärmeleistung. Neu ist die Mindestförderung von 1.500 Euro bei Anlagen, die einen Kesselwirkungsgrad von mindestens 90 % haben. Für Anlagen über 100 kW gibt es einen Teilschulderlass von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Höhe von 55 € je kW; maximal werden 250.000 € gezahlt. Die BAFA fördert außerdem Biogas-Anlagen mit einer Leistung bis zu 70 kW_{el} mit einmalig 15.000 € als KfW-Teilschulderlass. Das Marktanreizprogramm hat bei der energetischen Nutzung von Biomasse zur Wärmebereitstellung in kleinen Anlagen für einen deutlichen Wachstumsschub gesorgt.

Eine weitere Investitionsförderung können die erneuerbaren Energien über das am 01. April 2002 in Kraft getretene Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Gesetz, 2002) erhalten. Hierbei ist zu beachten, dass nach §2 dieses Gesetzes KWKG-Strom, der nach dem EEG vergütet wird, nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes fällt. Das KWKG-Gesetz sieht eine gesetzliche Zuschussregelung zur Förderung von Strom aus bestehenden und modernisierten KWKG-Anlagen für die allgemeine Versorgung und eine flankierende Selbstverpflichtung zum Ausbau von KWKG-Kapazitäten im Bereich der Industrie vor. Darüber hinaus enthält das Gesetz zwei Elemente zum Zubau von Anlagen, die zum einen eine Förderung kleiner KWKG-Anlagen (BHKW) und zum anderen die Bezuschussung der Energieerzeugung durch Brennstoffzellen zum Ziel hat.

²⁴ Das Ziel des Marktanreizprogrammes ist es, die Marktdurchdringung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zu stärken und zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit beizutragen, damit sich ein sich selbst tragender Markt entwickeln kann.

6.3.5 Fazit

Als Fazit ist festzuhalten, dass in den EU-Ländern, in denen das Quotenmodell mit Ausschreibung bzw. Zertifikathandel praktiziert wird, die Kapazitäten bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wesentlich langsamer zunehmen als in EU-Ländern mit staatlich garantierter fester Einspeisevergütung (z.B. nach dem EEG). Diese Vergütung gewährt den Investoren über viele Jahre hinweg klare und positive Rahmenbedingungen, ohne den Staatshaushalt zu belasten bzw. den Strompreis signifikant zu erhöhen. Die hervorragende und inzwischen auch international anerkannte Wirkung des Förderinstrumentes Einspeisevergütung zeigt sich im deutlichen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland. Bis zur Verabschiedung der BiomasseV im Sommer 2001 bestanden keine ausreichend sicheren rechtlichen Regelungen für umfangreiche Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse. Seit Inkraft-Treten dieser Verordnung ist ein deutliches Wachstum in diesem Bereich festzustellen.

Als Fazit der detaillierten Untersuchungen von Drillisch (2001) und Espey (2001) werden dagegen eher Quotenmodelle als die zu bevorzugenden Förderinstrumente gesehen. Sie zeichnen sich insbesondere durch eine höhere Fördereffizienz, höhere Marktconformität und insbesondere durch eine leichtere Erweiterbarkeit auf ein europäisches Modell aus, als dies beispielsweise beim EEG möglich ist.

Die Quotenmodelle und ihre von Drillisch und Espey beschriebenen Vorteile sind jedoch mit dem Nachteil einer geringen Markteinführungsgeschwindigkeit für REG verknüpft. Mit ihnen allein dürften die mittelfristigen nationalen und europäischen Ausbauziele nicht zu erreichen sein.

Der überwiegende Teil der Biomasse wird traditionell im Bereich der Wärmebereitstellung verwendet. Vorherrschend sind hier die kleinen Holzfeuerungsanlagen, die jedoch einen niedrigen Ausnutzungs- und Wirkungsgrad aufweisen. Das Marktanreizprogramm zur effizienteren und weitergehenden Nutzung erneuerbarer Energien hat zu einem Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse im Wärmebereich geführt. Ein der Stromeinspeisevergütung vergleichbares Instrument für den Wärmemarkt fehlt jedoch. Die wünschenswerte Entwicklung von Nah- und Fernwärmenetzen ist aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten nur möglich durch beträchtliche finanzielle Unterstützung durch den Staat (Beispiel Österreich) oder durch die Einführung von Kohlenstoff- und Energiesteuern, von denen die Biomasse ausgenommen ist (Beispiel: Schweden).

6.4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Wie die Darstellungen gezeigt haben, leistet die energetische Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle heute bereits in nahezu allen Ländern der EU den größten Beitrag zur Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Dem hatte die EU mit dem in ihrem Weißbuch (EU-Kommission, 1997) angepeilten Verdopplungsziel bis 2010 auch Rechnung getragen. Vor dem Hintergrund des bisher Erreichten und der diskutierten zusätzlichen Veränderungen in den Rahmenbedingungen ist jedoch fraglich, ob dieses Ziel realisiert werden kann.

Im Gegensatz zu den meisten anderen Abfällen sind biogene Reststoffe und Abfälle in nur relativ unbedeutendem Maße vermeidbar. Dies wird an den mengenmäßig bedeutsamen Aufkommen in der Land- und Forstwirtschaft, in den Haushalten und der Indust-

rie (z.B. Nahrungsmittelindustrie, verarbeitendes Gewerbe) deutlich. Bei ausgewählten biogenen Abfällen – wie beispielsweise den Klärschlämmen – ist davon auszugehen, dass mittelfristig das Aufkommen in der EU noch deutlich zunehmen wird. Dies hängt beispielsweise bei Klärschlamm damit zusammen, dass es zu einem weiteren Ausbau der Abwasserbehandlungskapazitäten in der EU kommen wird, einhergehend mit höheren spezifischen Anforderungen an die Abwasserreinigung.

Die stoffliche Verwertung biogener Reststoffe und Abfälle stellt nicht nur heute sondern auch künftig verstärkt einen Engpass dar. Die zunehmende Flächenkonkurrenz bezüglich der Ausbringung von Behandlungsprodukten bzw. -rückständen (Komposte, Klärschlämme, Aschen, Wirtschaftsdünger u.a.) trägt neben den bereits genannten gesetzlichen Vorgaben dazu bei, dass die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen an Bedeutung gewinnen wird (Wintzer et al., 1996). Diese Entwicklung wird noch weiter verstärkt, da die verfügbare Fläche für die Ausbringung – insbesondere die landwirtschaftlich genutzte Fläche – sich stetig verringert, bedingt durch die Freisetzung in der Landwirtschaft selbst (Flächenstilllegung, Sozialbrache), insbesondere aber durch außerlandwirtschaftliche Flächennutzung (Siedlungs- und Infrastrukturf Flächen).

Ein besonderes Konkurrenzverhältnis besteht zwischen der energetischen Verwertung biogener Reststoffe und Abfälle und der weiterhin propagierten Kompostierung. Die Kompostierung kann in den meisten Fällen kostengünstiger realisiert werden als energetische Verwertungsverfahren. Die beim aeroben Abbau der organischen Substanz anfallende Energie (Wärme) bleibt jedoch ungenutzt. Darüber hinaus ist es auf dem Kompostmarkt zunehmend schwieriger, die steigenden Kompostmengen unter Erzielung von Erlösen absetzen zu können. Hier sollte über ein differenziertes Qualitätsmanagement das Augenmerk auf die Produktion und Vermarktung von hygienisch unbedenklich und mit wenig Schadstoffen belasteten Komposte gerichtet werden. In vielen Fällen – man denke hier vor allem an Klärschlämme oder behandelte Althölzer – sollte die stoffliche Verwertung aufgrund des Risikos des Vorhandenseins von Schadstoffen unterbleiben. Vielmehr sollten hygienisch bedenkliche oder mit Schadstoffen belastete biogene Reststoffe und Abfälle einer thermischen Verwertung zugeführt werden.

Bei der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen muss bei ökonomischen Analysen – im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energieträgern – immer mit in die Erwägung einbezogen werden, dass es sich hier i.d.R immer um Entsorgungsleistungen handelt, die ökonomisch vergütet werden könnten bzw. sollten.

Es ist erkennbar, dass aufgrund der Anforderungen verschiedener Richtlinien (z.B. Deponierichtlinie, Klärschlammrichtlinie, Verbrennungsrichtlinie) in Europa die Kapazität für energetische Behandlungs- und Verwertungsverfahren an Bedeutung gewinnen werden (Bilitewski, 2000). Hierfür ausreichende Kapazitäten müssen aber erst noch geschaffen werden. In diesem Zusammenhang besteht immer die Gefahr, dass ursprünglich fixierte Anforderungen an die Behandlung von Abfällen nachträglich deutlich gelockert werden. Dies zeigt beispielsweise in Deutschland der Vergleich zwischen der TASI und der später erfolgten Zulassung der mechanisch-biologischen Behandlung von Siedlungsabfällen. Die Anforderungen an den Glühverlust der Siedlungsabfälle, als Voraussetzung für deren Deponierung, wurden hierbei deutlich abgeschwächt.

Wie die Diskussion um erneuerbare Energien im Allgemeinen, so ist auch die Debatte über die energetische Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle im besonderen oft von subjektiven Werturteilen geprägt. So wird beispielsweise deren thermische Verwertung

häufig als Etikettenschwindel zugunsten der Abfallverbrennung wahrgenommen. Dies wird bedauerlicherweise auch dann getan, wenn eine stoffliche Verwertung dieser Reststoffe und Abfälle – aufgrund erkennbarer Schadstoffbelastungen oder fehlender Vermarktungsmöglichkeiten – deutlich in Frage zu stellen ist. Eine sachgerechte Bewertung der Behandlungs- und Verwertungsalternativen ist dann oft nicht mehr zu vermitteln.

Bei der Biogasnutzung ist innerhalb der EU eine erhebliche Diskrepanz zwischen den verfügbaren Potenzialen und deren Erschließung festzustellen. Hierfür sind nicht technische Hemmnisse sondern die i.d.R. fehlende Wettbewerbsfähigkeit verantwortlich.

Als Fazit bei den verschiedenen Fördermaßnahmen in einzelnen EU-Ländern ist festzuhalten, dass in den letzten Jahren die größten Zuwächse bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in denjenigen Ländern zu verzeichnen sind, in denen staatlich garantierte Festpreise angewandt werden. Unter diesem Blickwinkel hat der Erfolg des EEG in Deutschland für die Förderung der erneuerbaren Energieträger eine deutliche Vorbildfunktion für andere EU-Länder übernommen.

Mit Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes bestand teilweise Unsicherheit, inwieweit dieses Gesetz – wie auch das nachfolgende EEG – konform geht mit dem europäischen Recht bzw. gegen Wettbewerbsregeln der EU verstößt. Diese Bedenken wurden aber ausgeräumt. So hatte der europäische Gerichtshof (EuGH) bereits in seiner Entscheidung vom 13. März 2001 festgestellt, dass die Förderung des Ökostroms in Deutschland nicht gegen europäisches Recht verstößt (Frankfurter Rundschau, 2001). Die trotz dieser Entscheidung des EuGH seitens des EU-Wettbewerbskommissars aufrechterhaltenen Bedenken gegen das EEG in Deutschland (Die Welt, 2001) wurden von der EU-Kommission mit ihrer Entscheidung vom 22. Mai 2002 endgültig aufgegeben. Das entsprechende Beihilfeverfahren wurde eingestellt (EU-Kommission, 2002).

Ein ähnlich erfolgreiches Instrument für die Förderung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern steht derzeit noch aus. Förderungen in diesem Segment gehen ausschließlich über Investitionsförderungen. Gerade auch im Zusammenhang mit KWK-Anlagen könnte durch eine gezielte Förderung der Wärmenutzung („Wärmevergütung“) eine effizientere Brennstoffnutzung und in Folge davon ein größerer Beitrag zur CO₂-Minderung erschlossen werden. Die in Kap. 4 dargestellten Abschätzungen zu den Wärmegestehungskosten legen nahe, dass hier ein entsprechender Handlungsbedarf besteht.

Obwohl die erneuerbaren Energien in Deutschland heute schon ein wichtiger Wirtschaftsfaktor sind (Staiß, 2001), stellen sich diese Energien wettbewerbsmäßig noch nicht als Selbstläufer dar (vgl. Kap. 4). Es müssen auch künftig eine Reihe weiterer Maßnahmen ergriffen werden, um ihren Ausbau voranzutreiben.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Es war die Zielsetzung der vorliegenden Studie, anhand der Analyse der Bereitstellung und energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zu bewerten, welche Vor- und Nachteile damit einhergehen, welche Schlussfolgerungen sich daraus ergeben und welche Empfehlungen naheliegend sind (vgl. Kap. 1.1). Im Aufbau und der methodischen Vorgehensweise war die Studie darauf ausgerichtet, dass die aus den Ergebnissen abzuleitenden Schlussfolgerungen – teilweise auch schon Empfehlungen – bereits in den Kapiteln 2 bis 6) angeführt werden. Hierdurch kann ihre Schlüssigkeit im Zusammenhang mit den Ergebnissen besser nachvollzogen werden. Unter dieser Prämisse kann es folglich nicht mehr Zielsetzung dieses Kapitels sein, eine Einbettung und weitergehende Begründung für die nachfolgend aufgeführten Schlussfolgerungen zu liefern.

Die Anordnung der nachfolgend aufgeführten Schlussfolgerungen und Empfehlungen folgt dem Grundaufbau der Studie. In einem ersten Block werden Schlussfolgerungen zum Bereich Aufkommen und Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe (Kap. 2 und Kap. 3) dargestellt. Daran schließen sich Schlussfolgerungen an, die mit den Verfahren der energetischen Nutzung zusammenhängen (Kap. 4). In einem abschließenden Block sind die Schlussfolgerungen zusammengefasst, die aus der vergleichenden Gegenüberstellung der Verfahren zur energetischen Verwertung der biogenen Reststoffe und Abfälle stammen (Kap. 5). Hinzu kommen einige Schlussfolgerungen, die sich aus der Analyse zum Stand und den Perspektiven der energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe auf EU-Ebene und den unterschiedlichen Förderstrategien ergeben (Kap. 6).

7.1 Aufkommen und Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe

Die durchgeführten Abschätzungen zeigen, dass rd. 75 Mio. Mg oTS an biogenen Rest- und Abfallstoffen pro Jahr zur Verfügung stehen, die energetisch genutzt werden könnten. Diese Abschätzung zum technisch erschließbaren Potenzial wird eher als konservativ eingestuft. Rund zwei Drittel des Aufkommens kommen dabei aus der Land- und Forstwirtschaft. Vom Gesamtaufkommen werden derzeit erst ca. 15 % energetisch genutzt.

Die biogenen Reststoffe und Abfälle sind in ihrer Beschaffenheit sehr verschieden, entsprechend unterschiedlich ist die für die Erfassung, Konditionierung und den Transport eingesetzte Technik.

Die Bereitstellung aller diskutierten Rest- und Abfallstoffe lässt sich mit der verfügbaren Technik problemlos realisieren und wird am Markt überwiegend seit Jahrzehnten großtechnisch durchgeführt.

Schienenbasierte Logistikkonzepte zur Belieferung großer Biomasse(heiz)kraftwerke können zu einer erheblichen Akzeptanzsteigerung im kommunalen Bereich beitragen und die Genehmigungsverfahren vereinfachen. Ausschlaggebend hierfür sind die minierten Lkw-Straßentransporte und in Folge davon die geringeren Lärm- und Rußparti-

kelemissionen in Siedlungsgebieten. Außerdem verbessern derartige Konzepte die CO₂-Bilanz der Bereitstellungskette erheblich. Bei schweren biogenen Rest- und Abfallstoffen zeichnen sich für größere Transportentfernungen ab ca. 100 km Kostenvorteile der Schiene gegenüber dem Lkw ab.

Die CO₂-Emissionen der vorgelagerten Bereitstellungskette betragen bei holzreichen bzw. trockenen Rest- und Abfallstoffen maximal ca. 14 % der theoretisch substituierbaren Emissionen (bezogen auf Steinkohle). Deshalb ist der für die Bereitstellung aufgewandte Energieeinsatz nicht mehr als vernachlässigbar einzustufen und durch den Einsatz effizienter Systeme und Techniken möglichst gering zu halten.

Bei der Bereitstellung von Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft können Landwirte aufgrund des vorhandenen Know-how, der technischen Ausstattung und freier Kapazitäten eine zentrale Rolle spielen und sich somit zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten und Einkommensalternativen erschließen.

7.2 Verfahren der energetischen Nutzung

7.2.1 Biogas und Klärgas

Es gibt ein großes Mengenpotenzial (rd. 20 Mio. Mg oTS) an strukturarmen biogenen Rest- und Abfallstoffen, das durch die Gewinnung von Biogas bzw. Klärgas für die energetische Nutzung zur Verfügung steht. Das technische Potenzial zur Biogasnutzung aus Gülle ist derzeit nur zu rd. 5 % erschlossen. Aufgrund der interessanten Perspektiven – auch hinsichtlich der damit einhergehenden Beschäftigungsmöglichkeiten im ländlichen Raum – sollte die Erschließung dieses Potenzials weiter vorangetrieben werden.

Die Abschätzungen zur Wettbewerbsfähigkeit deuten an, dass vermutlich viele der kleinen Biogasanlagen in Deutschland, die nahezu ausschließlich auf Güllebasis betrieben werden, einer kritischen Überprüfung durch eine Vollkostenrechnung nicht standhalten könnten. Die Co-Vergärung von nichtlandwirtschaftlichen biogenen Rest- und Abfallstoffen bietet hier die Möglichkeit, die Wettbewerbsfähigkeit deutlich zu verbessern. Wie aktuelle negative Beispiele belegen, müsste der Einsatz von Co-Substraten jedoch einer regelmäßigen Überwachung unterzogen werden, um Missbrauch vorzubeugen.

Eine Biogaserzeugung aus strukturarmen Bioabfällen kann auch in Kläranlagen erfolgen. Die Vergärung (anaerobe Stabilisierung) von Klärschlamm auf kommunalen Kläranlagen ist eine bewährte und weit verbreitete Technik. Bereits heute werden ca. 80 % des bundesdeutschen Klärschlammes (2,5 Mio. Mg TM in 1998) anaerob stabilisiert und dabei nach Schätzungen ca. 2,0 TWh Strom (0,5 % des Stromverbrauchs in Deutschland) produziert. Deutliche Steigerungen der Stromproduktion aus Klärgas lassen sich durch die Co-Vergärung von unbelasteten biogenen Abfällen (Reststoffe der Lebensmittelindustrie, aufbereitete, kommunale Abfälle, usw.) realisieren. Wie im Falle der Biogasanlagen führt auch die Co-Vergärung in Kläranlagen zu deutlichen Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Minderungskosten. Dies gilt nur dann, wenn freie Faulturnkapazitäten bestehen.

Diese positiven Effekte sind jedoch vor dem Hintergrund möglicher negativer Effekte auf die Prozessstabilität der Faulung und der Kläranlage zu betrachten, die bei den hier durchgeführten Untersuchungen weitgehend unberücksichtigt geblieben sind.

Ohne die Co-Vergärung geeigneter Co-Substrate sind trotz der bestehenden Einspeisevergütungen des EEG nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wettbewerbsfähig.

Biogasanlagen und kommunale Klärgasanlagen mit Kapazitätsreserven könnten künftig zunehmend zu Konkurrenten um geeignete Substrate für die Co-Vergärung werden. Im ländlichen Raum sind dabei logistische Vorteile zugunsten der Vergärungsanlagen zu erkennen. Insbesondere die Möglichkeit der Ausbringung der anfallenden Faulschlammengen auf landwirtschaftlichen Flächen ist hierbei von Vorteil. Die Überwachung der Unschädlichkeit dieser Ausbringung muss aber als Voraussetzung gewährleistet sein.

7.2.2 Verbrennung und Vergasung

Im direkten Vergleich der dezentralen Wärmeerzeugung im Bereich einer Nennwärmeleistung von 30 kW werden die bestehenden Wettbewerbsnachteile von Holzpellets gegenüber Heizöl durch das Marktanreizprogramm nahezu ausgeglichen. Mittelfristig sind sinkende Marktpreise für Holzpellets zu erwarten, was diese Entwicklung noch verstärkt.

Biomassebefeuerte Heizwerke weisen im Allgemeinen eine hervorragende technische Reife auf, insbesondere bei Verwendung von Hackschnitzeln aus Waldrestholz. Im Gegensatz dazu ist bei einer Vollkosten-Betrachtung in vielen Fällen ihre wirtschaftliche Situation in Nahwärmesystemen unbefriedigend. Die Wärmegestehungskosten können etwa 20 bis 40 % über den entsprechenden Kosten einer Wärmegewinnung aus Heizöl oder Erdgas liegen.

Beim Vergleich der Verbrennungsanlagen ist der Betrieb von Biomasse-Heizkraftwerken nur dann sinnvoll, wenn infolge eines hohen ganzjährigen Wärme- oder Prozessdampfbedarfs die wärmegeführte Betriebsweise zu hohen Volllaststundenzahlen führt und ein hoher Auslastungsgrad bei der Wärmeverteilung besteht. Dann kann Wärme zu Kosten im Bereich von ca. 70 €/MWh bereitgestellt werden.

Bei Vollkostenbetrachtung ist derzeit eine konkurrenzfähige Erzeugung von Strom aus Waldrestholz oder Stroh nicht möglich. Dies trifft auch dann zu, wenn man die Rahmenbedingungen des EEG zugrunde legt. Bei der Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk wäre der verbleibende Subventionsbedarf noch am niedrigsten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es folglich zu erwägen, ob auch die Co-Verbrennung von Biomasse in Steinkohlekraftwerken in den Genuss einer Einspeisevergütung kommen sollte.

Die Co-Verbrennung von biogenen Rest- und Abfallstoffen in Steinkohlekraftwerken ist ohne zusätzliche Förderungsmaßnahmen nur dann wirtschaftlich, wenn die Annahme von z.B. Alt- und Industrieresthölzern oder von mechanisch entwässertem Klärschlamm für den Betreiber mit Erlösen verbunden ist.

Die Verbrennung von Alt- und Industrieresthölzern in einem 20 MW_{el} Biomassekraftwerk stellt sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen des EEG bereits wirtschaftlich dar, insbesondere dann, wenn die Brennstoffpreise im unteren Bereich der derzeitigen Marktbandbreite von 10 bis 40 €/Mg FM liegen.

Die Verfahren der Vergasung von biogenen Rest- und Abfallstoffen befinden sich in einem deutlich jüngeren Entwicklungsstadium als die Verfahren der Vergärung und der

Verbrennung. Deshalb dürfte es 15 Jahre oder länger dauern, bis der mengenmäßige Einsatz biogener Energieträger in Vergasungsanlagen eine bedeutsame Rolle spielen kann. Die Untersuchungen dieser Studie verdeutlichen jedoch das Zukunftspotenzial von Vergasungsanlagen. Dieses Zukunftspotenzial ist hauptsächlich durch die im Vergleich zu Verbrennungsanlagen höheren erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade bedingt. Das liegt daran, dass über den Zwischenschritt der Vergasung effiziente Gasmotoren, Gas- und Dampfturbinenkreisläufe und Brennstoffzellen zur weiteren Umsetzung in Strom und Wärme eingesetzt werden können.

Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass die Verbrennungsverfahren ihre besonderen Vorteile bei kleinen Heizanlagen und wärmegeführten Heizkraftwerken haben. Aus den Ergebnissen der Studie geht auch hervor, dass die strategischen Vorteile der Technologien mit integrierter Vergasung eher bei stromgeführten Heizkraftwerken oberhalb von einigen MW_{el} oder bei Kraftwerken bis in den Bereich von 50 bis 100 MW_{el} zu sehen sind.

Diese unterschiedlichen strategischen Vorzugsbereiche zeigen sich sowohl bei den Abschätzungen der Studie zur Wirtschaftlichkeit als auch bei den Abschätzungen zu den CO_2 -Minderungskosten.

Wenn man technologiepolitische Präferenzen diskutiert, geht es deshalb weniger um die Frage, ob die Verbrennung oder die Vergasung zu bevorzugen ist. Es geht vielmehr um die Frage, in welchen Bereichen der Anlagengrößen und der Standortvorteile hinsichtlich der Wärmenachfrage günstige Perspektiven am ehesten zu sehen sind.

Mit zunehmender Transportentfernung gerät Stroh gegenüber Hackschnitzeln aus Waldrestholz beim Einsatz in Verbrennungsanlagen in Wettbewerbsnachteil. Dieser Nachteil ist beim Einsatz in Vergasungsanlagen weniger ausgeprägt.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass mit wachsender Anlagengröße die Gesamtkosten zunehmend von den Brennstoffkosten dominiert werden.

7.3 Vergleichende Gegenüberstellung der Verfahren und Förderstrategien

Sowohl bei den Technologien der Verbrennung als auch bei denen der Vergasung und der Vergärung wäre eine zunehmende Realisierung der energetischen Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung wünschenswert. Durch das EEG und durch das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung ist in diesem Sinne viel eingeleitet worden. Die Ergebnisse der Studie zeigen jedoch, dass die Verfahren der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen mit KWK-Anlagen bis auf wenige Ausnahmen unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen trotz des EEG noch nicht wirtschaftlich sind. Als Ergänzung zum EEG sollte deshalb analog eine „Wärme-gutschrift“ für Wärme aus erneuerbaren Energieträgern näher erwogen werden.

Das EEG ist gegenwärtig auf Stromerzeugungsanlagen bis 20 MW_{el} begrenzt. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass sowohl die Stromerzeugungskosten als auch die CO_2 -Minderungskosten bei Vergasungsanlagen oberhalb von 20 MW_{el} zunehmend geringer werden. Dies weist auf volkswirtschaftliche Vorteile bei größeren Anlagen hin. Bei der anstehenden Novellierung des EEG sollte deshalb eine Ausweitung des Gesetzes auf Leistungen deutlich über 20 MW_{el} näher in Betracht gezogen werden. Dabei dürfte sich

im Verlaufe der nächsten 5 Jahre angesichts des jungen Entwicklungsstandes der Vergasertechnologien eher eine positive Signalwirkung für die technische Entwicklung ergeben als eine ins Gewicht fallende Bindung öffentlicher Mittel.

Unter dem Blickwinkel der Minderung von treibhausrelevanten Emissionen werden durch die Biogasgewinnung und -nutzung sehr effiziente und kostengünstige Möglichkeiten geboten. Neben der alleinigen Substitution fossiler Energieträger geht mit der Biogasnutzung zusätzlich auch eine Minderung der bisher von der Land- und Abfallwirtschaft verursachten Methanemissionen einher. Unter diesem Blickwinkel erscheint eine Förderung dieser Technologien besonders gerechtfertigt.

Die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen bietet hinsichtlich der verfügbaren Mengen, der CO₂-Entlastung und der CO₂-Minderungskosten ein interessantes Potenzial. Hinsichtlich der CO₂-Minderung lässt sich das Fazit ziehen, dass die untersuchten Modellanlagen bei der Betrachtung ihrer CO₂-Minderungskosten durchaus günstige Möglichkeiten darstellen, zu den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung einen wichtigen Beitrag zu leisten.

In nahezu allen Ländern der EU leistet die energetische Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle bereits heute den größten Beitrag zur Energieversorgung aus erneuerbaren Energien. Dem hatte die EU mit dem in ihrem Weißbuch (EU-Kommission, 1997) angepeilten Verdopplungsziel bis 2010 auch Rechnung getragen.

Hinsichtlich der verschiedenen angewandten Fördermaßnahmen in einzelnen EU-Ländern ist festzuhalten, dass in den letzten Jahren die größten Zuwächse bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in denjenigen Ländern zu verzeichnen sind, in denen staatlich garantierte Festpreise angewandt werden. Unter diesem Blickwinkel hat die erfolgreiche Einführung des EEG in Deutschland für die Förderung der erneuerbaren Energieträger eine Vorbildfunktion für andere EU-Länder übernommen.

Erschließbare Beschäftigungseffekte für den ländlichen Raum hängen in erster Linie mit der Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe zusammen. Unterstellt man, dass die Hälfte des zur Verfügung stehenden technischen Potenzials der biogenen Rest- und Abfallstoffe ausgeschöpft wird, so würde dies bundesweit zu einer Mehrbeschäftigung von ca. 40.000 Arbeitskräften führen. Hiervon wäre der überwiegende Anteil dem land- und forstwirtschaftlichen Sektor zur Bereitstellung der Energieträger zuzuordnen.

Die Ergebnisse zu den erzielbaren Beschäftigungseffekten deuten jedoch an, dass beschäftigungsstrukturelle Probleme im ländlichen Raum nicht mit einer ausgeweiteten Bereitstellung von biogenen Energieträgern zu bewältigen sind. Es gäbe sicherlich kostengünstigere Maßnahmen zur Förderung zusätzlicher Beschäftigung generell und speziell auch im ländlichen Raum. Die Vorteile der biogenen Energieträger und eine Begründung für deren Förderung sind v.a. bei den durch sie realisierbaren Beiträgen zur Minderung der Emission von treibhausrelevanten Gasen zu sehen. Die Beschäftigungseffekte sind als günstiger Nebeneffekt zu werten.

Literatur

Literatur zu Kap. 1

- BiomasseV, 2001: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV). BGBl I (29), 1234-1236
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung), 2001: Daten zur Input-Output-Rechnung für 1997. Persönliche Mitteilung, 24. Oktober 2001, Berlin
- DLG (Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft e.V., Hrsg.), 1991a: DLG-Futterwerttabellen – Schweine (6. Aufl.). DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 64 S.
- DLG, 1991b: DLG-Futterwerttabellen für Wiederkäuer (6. Aufl.). DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 112 S.
- DLG, 1973: DLG-Futterwerttabellen. Mineralstoffgehalte in Futtermitteln. Arbeiten der DLG 62. DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 199 S.
- EEG, 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (29. März 2000). BGBl I (13), 305-309
- EU-Kommission, 1997: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97) 599 endg. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, 63 S.
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Hrsg.), 2000: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. FNR, Gülzow, 281 S.
- GEMIS, 2002: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.13 (Mai 2002). Öko-Institut, Darmstadt, [<http://www.oeko.de/service/gemis>]
- IKP, 1998: GaBi 3 – das Softwaresystem zur ganzheitlichen Bilanzierung. Stuttgart, [<http://www.ikp2.uni-stuttgart.de>]
- KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung, 1999: Datenbank organisch/mineralische Abfälle und Wirtschaftsdünger. KTBL, Darmstadt, Dez. 1999 - eigene Auswertungen
- Marutzky, R., und K. Seeger, 1999: Energie aus Holz und anderer Biomasse. Grundlagen, Technik, Entsorgung, Recht. DRW-Verlag Weinbrenner, Leinfelden-Echterdingen, 352 S.
- Rat der Europäischen Union, 1999: Richtlinie 1999/31/EG vom 26. April 1999 über Abfalldeponien (Deponie-Richtlinie). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften 42 (L182), 1-19
- Statistisches Bundesamt, 2001: Daten zur Input-Output-Rechnung für 1997. Persönliche Mitteilung, Oktober 2001, Wiesbaden
- TASi, 1993: Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von Siedlungsabfällen (TA Siedlungsabfall, TASi). Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz, vom 14. Mai 1993. Bundesanzeiger Nr. 99a, 4967ff.
- Thomé-Kozmiensky, K. J., 1998: Mitverbrennung von Klärschlamm. Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft, 137
- TREMOM, 1995: Traffic Emission Estimation Model (TREMOM). IFEU, Heidelberg, [http://www.ifeu.de/soft/seiten/so_trem.htm]
- VDI, 2000: VDI-Richtlinie 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf, 52 S.

Literatur zu Kap. 2

- AbfKlärV, 1992: Klärschlammverordnung (AbfKlärV) vom 15. April 1992. BGBl I 21, 912-916
- AltholzV, 2002: Verordnung über die Entsorgung von Altholz. BT-Drucksache 14/8198, 06.02.2002, 31 S.

- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, 2000: Energiebericht Bayern 1999/2000. Daten zur Entwicklung der bayerischen Energiewirtschaft mit Energiebilanz. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie, München, 108 S.
- BioAbfV, 1998: Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlichen und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV) vom 21. September 1998. BGBl I (65), 2955-2981
- BiomasseV, 2001: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV). BGBl I (29), 1234-1236
- BML (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten), 2000: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2000. Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 533 S.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 2001: Klärschlamm-Fachinfo. Statistik vom 18. Dezember 2001, Bonn
- BMU, 1999a: Organische Schadstoffe bei der Klärschlammverwertung. Bericht des Bundesumweltministeriums über die Notwendigkeit der Festlegung zusätzlicher Regelungen. Umwelt 2, 75-78
- BMU, 1999b: Klärschlammverwendung in der Landwirtschaft im Zeitraum 1994 bis 1997. Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die EU-Kommission. Umwelt 3, 126-130
- BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), 2001: Statistischer Monatsbericht 2/2001. Reihe Daten-Analysen mit „Futterwirtschaft“, BMVEL, Bonn
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), 2002: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). BT-Drucksache 14/9807, 34 S.
- BMWi, 2001: Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung - Energiebericht. BMWi, Bonn, 114 S.
- Bundesrat, 2001: Entschließung des Bundesrates für ein Verbot der Klärschlammausbringung auf landwirtschaftlich genutzten Flächen – Antrag des Freistaates Bayern. Bundesrat, Berlin, 3 S.
- Bundesregierung, 2002: Konsequenzen der BSE- und MKS-Krise für die landwirtschaftliche Verwertung von Klärschlämmen und Komposten. Antwort der Bundesregierung vom 12. 7. 2002. BT-Drucksache 14/9778, 23 S.
- Deutscher Bundestag, 1993: Verwendung und Entsorgung von Klärschlämmen. Antwort der Bundesregierung. BT Drucksache 12/4621, Bonn, 11 S.
- Dieter, M., H. Englert und M. Klein, 2001: Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Arbeitsbericht 2001/11 des Instituts für Ökonomie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (BFH), Hamburg, 40 S.
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung), 1999: Holz – ein Bioenergieträger mit Zukunft? Wochenbericht des DIW 66 (26), 491-498
- DLG (Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft e.V., Hrsg.), 1991a: DLG-Futterwerttabellen – Schweine (6. Aufl.). DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 64 S.
- DLG, 1991b: DLG-Futterwerttabellen für Wiederkäuer (6. Aufl.). DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 112 S.
- DLG, 1973: DLG-Futterwerttabellen. Mineralstoffgehalte in Futtermitteln. Arbeiten der DLG 62. DLG-Verlag, Frankfurt a.M., 199 S.
- DNK (Deutsches Nationales Komitee des Weltenergieerates), 2000: Energie für Deutschland 2000. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. DNK, Düsseldorf, 50 S.
- EEG, 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (29. März 2000). BGBl I (13), 305-309
- EnStatG, 2002: Entwurf eines Gesetzes über Energiestatistiken (Energiestatistikgesetz – EnStatG). BT-Drucksache 14/8388, 27.02.2002, 21 S.
- Esch, B., 1999: Reale Mengen und Qualitäten der in Deutschland anfallenden Klärschlämme – Ergebnisse der ATV-Umfrage 1996. In: 1. ATV-Klärschlammstage in Würzburg. 7.-10. Juni 1999. ATV, Hennef, 19 S.
- Esch, B., und G. Krüger, 1999: Entsorgung von Kläranlagenrückständen in Deutschland. Ergebnisse der ATV-Umfrage für 1996. Korrespondenz Abwasser 46 (6), 943-952

- EU-Kommission, 2000a: Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte (Brüssel, 19.10.2000). KOM(2000) 574 endg., Brüssel, 162 S.
- EU-Kommission, 2000b: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (von der Kommission vorgelegt am 31. Mai 2000) (KOM(2000) 279 endg. - 2000/0116(COD)). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, C311 E, 320-326
- EU-Kommission, 1999: Durchführung der Richtlinie 91/271/EWG des Rates vom 21. Mai 1991 über die Behandlung von kommunalem Abwasser, geändert durch die Richtlinie 98/15/EG der Kommission vom 27. Februar 1998. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, 29 S.
- Europäisches Parlament, 2001a: Verordnung (EG) Nr. 999/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Mai 2001 mit Vorschriften zur Verhütung, Kontrolle und Tilgung bestimmter transmissibler spongiformer Enzephalopathien. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 147 (31.05.2001), 1-40
- Europäisches Parlament, 2001b: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. II. Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem gemeinsamen Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Erlass der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (5583/1/2001-C5-0133/2001-2000/0116(COD)). Sitzungsprotokoll (Ablauf der Sitzung: 4. Juli 2001), 10-15
- Europäisches Parlament und Rat, 2001: Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L 283 (27.10.2001), 33-40
- Feller, S., A. Göldner, B. Krausenboeck, N. Remler, B. v. Webenau und H. Weixler, 1999/2000: Teilmechanisierte Bereitstellung, Lagerung und Logistik von Waldhackschnitzeln (2. Auflage, März 2000). Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), Nr. 21, Freising, 105 S.
- Feller, S., N. Remler und H. Weixler, 1998: Vollmechanisierte Waldhackschnitzel-Bereitstellung. Ergebnisse einer Arbeitsstudie am Hackschnitzel-Harvester. Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), Nr. 16, Freising, 76 S.
- Fricke, K., und Th. Turk, 2000: Stand und Perspektiven der biologischen Abfallverwertung und -behandlung in Deutschland. TA-Datenbank-Nachrichten 9 (1), 24-36
- Haschke, P., 1998: Forstliche Energieholzpotenziale in Deutschland und Aspekte ihrer zukünftigen Nutzung. Holzzentralblatt 53, 801-806
- Hydro Agri Dülmen GmbH (Hrsg.), 1993: Faustzahlen für Landwirtschaft und Gartenbau. Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 618 S.
- IWR (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien), 2002: Bundesregierung will Anteil der regenerativen Energien bis 2010 verdoppeln – IWR erneuert Forderung nach industriepolitischem Leitziel. Pressemitteilung des IWR vom 10. Juli 2002, Münster
- Kern, M., 1999: Input und Output. Müllmagazin 1, 24-27
- Kötting, J., 2000: Anlagenplanung – Einfluss der Umweltgesetzgebung und Auswirkungen auf die Umwelt – Fallbeispiele und Wirtschaftlichkeit. In: VDI-Bildungswerk (Hrsg.): Strom und Wärme aus Holz und Biomasse – Biogas. Handbuch zum Seminar 40-10-01 in Freiberg, am 09. und 10. November 2000, VDI-Bildungswerk GmbH, Düsseldorf, 10 S.
- KTBL, VDLUFA und Gütegemeinschaft Bodenverbesserung, 1999: Datenbank organisch/mineralische Abfälle und Wirtschaftsdünger. KTBL, Darmstadt, Dez. 1999 – eigene Auswertungen
- Lang, A., J. Spennemann, H. Weimar und O. Ringema, 2000: Altholz – eine Gefahr für den Rohholzabsatz. Abschlussbericht (31. Juli 2000), Ordinariat für Holztechnologie, Universität Hamburg, 108 S.
- Lord Phillips, J. Bridgeman und M. Ferguson-Smith, 2000: The BSE inquiry report. [<http://www.bseinquiry.gov.uk/report>]
- Marutzky, R., 2000: Potenziale an Holzbrennstoffen in Deutschland. In: VDI-Bildungswerk (Hrsg.): Strom und Wärme aus Holz und Biomasse – Biogas. Handbuch zum Seminar 40-10-01 in Freiberg, am 09. und 10. November 2000, VDI-Bildungswerk GmbH, Düsseldorf, 8 S.

- Marutzky, R., und K. Seeger, 1999: Energie aus Holz und anderer Biomasse. Grundlagen, Technik, Entsorgung, Recht. DRW-Verlag Weinbrenner, Leinfelden-Echterdingen, 352 S.
- Mellinghoff, S., und M. Becker, 1998: Distribution des Holzes in der Bundesrepublik Deutschland 1995 (Holz-Distributionsanalyse). Forstabsatzfonds und CMA, Bonn
- Nottrodt, A., J. Wandschneider, M. Gutjahr und J. Chibiorz, 2001: Technische Anforderungen und allgemeine Empfehlungen für die Entsorgung von Tiermehl und Tierfett in Verbrennungsanlagen (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). Umweltbundesamt, Berlin, 63 S.
- Reimann, D., 1993: Klärschlamm verwerten und entsorgen. Jährliche volkswirtschaftliche Kosten der Schlammbehandlung ohne Investitionen von 1,5-2,0 Mrd. DM. Umwelt 23 (5), 278-281
- Reimann, D., 1989: Heizwert und Schwermetall aus Klärschlamm. Müll und Abfall, Beiheft Nr. 28, Klärschlamm Entsorgung: Behandlung – Verwertung – Verbrennung – Deponierung, 16-19
- Remler, N., und M. Fischer, 1996: Kosten und Leistung bei der Bereitstellung von Waldhackschnitzeln (Ergebnisse einer Literaturstudie). Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, Nr. 11, Freising, 68 S.
- Ruhr-Stickstoff AG (Hrsg.), 1988: Faustzahlen für Landwirtschaft und Gartenbau (11. Aufl.). Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup, 587 S.
- Scheurer, W., und U. Richers, 2000: Untersuchungen zum Stand der Mitverbrennung von Klärschlamm, Hausmüll und Biomasse in Kohlekraftwerken (Schlussbericht, März 2000). Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD), Universität Stuttgart, 194 S.
- Six, J., 2000: Erzeugung von Wärme und Strom in größeren Anlagen im Bereich 10-100 MW – Umrüstungen in Braunkohlefeuerungen. In: VDI-Bildungswerk (Hrsg.): Strom und Wärme aus Holz und Biomasse – Biogas. Handbuch zum Seminar 40-10-01 in Freiberg, am 09. und 10. November 2000, VDI-Bildungswerk GmbH, Düsseldorf, 22 S.
- Speckels, L., 2000: Zusammenstellung zur Herkunft und Verwendung von Altholz in Deutschland. Persönliche Mitteilung vom 06.12.2000, Universität Hamburg, Ordinariat für Holztechnologie
- SRU (Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen), 2002: Umweltgutachten 2002. Für eine neue Vorreiterrolle. BT-Drucksache 14/8792, 552 S.
- SRU (Hrsg.), 1985: Umweltprobleme der Landwirtschaft (Sondergutachten). Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart/Mainz, 423 S.
- Staiß, F., 2001: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Hrsg.), Verlag Bieberstein, Radebeul, 448 S.
- Statistisches Bundesamt, 2002: Abfallentsorgung 1996-1998. Fachserie 19, Reihe 1, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 76 S.
- Statistisches Bundesamt, 2001: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 1998 – ausgewählte vorläufige Ergebnisse – Teil II (Kanalisation, Abwasserbehandlungsanlagen). Statistisches Bundesamt, Zweigstelle Bonn VIII B 31, März 2001
- Statistisches Bundesamt, 1998a: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 1995. Fachserie 19, Reihe 2.1, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 60 S.
- Statistisches Bundesamt, 1998b: Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe und bei Wärmekraftwerken für die öffentliche Versorgung 1995. Fachserie 19, Reihe 2.2, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 99 S.
- Statistisches Bundesamt, 1997: Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe und in Krankenhäusern 1993. Fachserie 19, Reihe 1.2, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 252 S.
- Statistisches Bundesamt, 1996: Öffentliche Abfallbeseitigung 1993. Fachserie 19, Reihe 1.1, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 128 S.
- Sundermann, B., F. Spoden und R. Dohr, 1999: Aufkommen und Verwertungswege für Altholz in Deutschland. Müll und Abfall 31 (5), 269-274
- Thomé-Kozmiensky, K. J., 1998: Mitverbrennung von Klärschlamm. Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft, 137
- VDEW, 2002: Sieben Prozent Öko-Strom. Pressemitteilung des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) vom 25.02.2002, Frankfurt a.M.

Wagner, E., 2000: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 2000. Elektrizitätswirtschaft 99 (24), 10-24

Weiland, P., 1992: One- and two-step anaerobic digestion of solid agroindustrial residues. Proceed. Int. Sympos. on anaerobic digestion of solid waste, Venice (Italy), 14.-17. April 1992, 193-199

Literatur zu Kap. 3

ABMG, 2002: Gesetz über die Erhebung von streckenbezogenen Gebühren für die Benutzung von Bundesautobahnen mit schweren Nutzfahrzeugen (Autobahnmautgesetz für schwere Nutzfahrzeuge – ABMG) vom 11. April 2002. BGBl I, 23, 1234-1238

Badische Gemeindeversicherung, 2001: Schriftliche Mitteilungen zur Versicherung von Kfz und Lkw, Karlsruhe

BDG (Bundesverband des deutschen Güterkraftverkehrs), 1999: Kostenorientierte Unverbindliche Richtsatz-Tabellen (KURT) für den Güterkraftverkehr mit Erläuterungen von Klaus Pittrohf. Verkehrs-Verlag J. Fischer, Düsseldorf

BMVBW, 2001: Informationen zur zeitbezogenen Autobahngebühr. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen

DB Cargo AG, 2001a: Cargo Aktuell, 2, 2001, 10-12

DB Cargo AG, 2001b: Cargo Aktuell, 3, 2001, 16

DB Cargo AG, 2002: Geschäftsbericht 2001, Mainz, 60 S.

Dieter, M., H. Englert und M. Klein, 2001: Abschätzung des Rohholzpotenzials für die energetische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland. Arbeitsbericht 2001/11 des Instituts für Ökonomie der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft (BFH), Hamburg, 40 S.

DIN 51731, 1996: Deutsches Institut für Normung (Hrsg.). Norm Prüfung fester Brennstoffe, Presslinge aus naturbelassenem Holz. Anforderungen und Prüfung. Berlin, 4 S.

EBO, 1967: Eisenbahn-Bau- und -Betriebsordnung (EBO) vom 8. Mai 1967. BGBl II S. 1563, zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuordnung des Eisenbahnwesens vom 27. Dezember 1993, BGBl. I S. 2378, 2422; BGBl. III 933-10. In: Freise, R.: Handbuch der Eisenbahngesetze. 12. Aufl., Hestra-Verlag, 1998

Feller, S., A. Göldner, B. Krausenboeck, N. Remler, B. v. Webenau und H. Weixler, 1999/2000: Teilmechanisierte Bereitstellung, Lagerung und Logistik von Waldhackschnitzeln (2. Auflage, März 2000). Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), 21, Freising, 105 S.

Feller, S., N. Remler und H. Weixler, 1998: Vollmechanisierte Waldhackschnitzel-Bereitstellung. Ergebnisse einer Arbeitsstudie am Hackschnitzel-Harvester. Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), 16, Freising, 76 S.

Finanzamt Karlsruhe-Stadt, 2001: Schriftliche Mitteilungen zur Kfz-Steuer, Karlsruhe

Gellenbeck, K., D. Oelgemöller und R. Reuter, 1998: Optimierung der Sammel- und Transportlogistik für Abfälle aus Haushaltungen – Praktisches Beispiel in einem Landkreis. Korrespondenz Abwasser, 45(2), 279-283

Graage, K.D., LUB Consulting GmbH (Dresden) und E. Enthaler, Dornier SystemConsult GmbH (Friedrichshafen), 1997: Handbuch Güterverkehr Binnenschifffahrt im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr (BMV). Abschlussbericht FE-Nr. 30 288/ 95, BMV, Bonn

Kombiverkehr (Deutsche Gesellschaft für kombinierten Güterverkehr mbH & Co.KG, Hrsg.), 2001: Geschäftsbericht 2000. 53 S.

KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft), 2000: Taschenbuch Landwirtschaft 2000/2001. Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster

Maibach, M., D. Peter und B. Seiler, 1995: Ökoinventar Transporte. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Transportsystemen und für den Einbezug in Ökobilanzen. Schwerpunktprogramm Umwelt, Modul 5, INFRAS

Remler, N., und M. Fischer, 1996: Kosten und Leistung bei der Bereitstellung von Waldhackschnitzeln. Berichte aus der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), 11, 68 S.

- Rentz, O., H. Sasse, U. Karl und J.-P. Lonjaret, 1997: Klärschlamm Entsorgung in Baden-Württemberg. Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, Stuttgart, 307 S.
- Seufert, H., 1999: Lkw- und Containereinsatz – Transportgeschwindigkeit und -leistung landwirtschaftlicher Fahrzeuge. CD-Rom, Institut für Landtechnik, Gießen
- StVZO, 1988: Straßenverkehrszulassungsordnung vom 28.9.88. BGBl I, S. 1793; zuletzt geändert durch Verordnung vom 03.08.00, BGBl I, S. 1273
- Thomé-Kozmiensky, K.-J., 1998: Klärschlamm Entsorgung – Enzyklopädie der Kreislaufwirtschaft. TK Verlag, 806 S.
- TREMODO, 1995: Traffic Emission Estimation Model (TREMODO). IFEU, Heidelberg, [http://www.ifeu.de/soft/seiten/so_trem.htm]
- Weise, G., 1999: International Workshop Agricultural Transport. Proceedings, Justus-Liebig-Universität, Institut für Landtechnik und Section III of CIGR
- Wendtland, M., 1993: Mercedes 1850 LS – Großraumfahrerhaus mit Eurocab und 500 PS darunter. Güterverkehr, 11, 38-42

Literatur zu Kap. 4

- AbfAbIV, 2001: Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen und über biologische Abfallbehandlungsanlagen (Abfallablagerungsverordnung) vom 20. Februar 2001. BGBl I, 305
- AbfKlärV, 1992: Klärschlammverordnung vom 15. April 1992 (AbfKlärV). BGBl I, 912
- AbfVerbrG, 1994: Gesetz über die Überwachung und Kontrolle der grenzüberschreitenden Verbringung von Abfällen (Abfallverbringungsgesetz) vom 30. September 1994. BGBl I, 2771
- AbwV, 2001: Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (Abwasserverordnung). Neugefasst durch Bekanntgabe vom 20. September 2001. BGBl I, 2440, Erstfassung vom 21. März 1997, BGBl I 1997, 566
- AG BHKW (AG für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.), 2001: BHKW-Kenndaten 2001. Verlag Rationeller Energieeinsatz, Frankfurt
- AltholzV, 2002: Verordnung über die Entsorgung von Altholz (Altholzverordnung). BT-Drucksache 14/8199, 06. Februar 2002, 31 S.
- ASUE (Hrsg.), 2001: BHKW-Kenndaten 2001. Module, Anbieter, Kosten. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), Kaiserslautern, 47 S.
- ATV (Abwassertechnische Vereinigung), 1996: ATV-Handbuch: Klärschlamm (4. Auflage). Ernst & Sohn Verlag, Berlin, 729 S.
- AVV (Abfallverzeichnisverordnung), 2001: Verordnung zur Umsetzung des Europäischen Abfallverzeichnisses vom 10. Dezember 2001. BGBl I, 3379
- BAFA, 2001: Neue Richtlinie zum Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien. Pressemitteilung (13/2001) des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn, 25. Juli 2001
- Bald, A., J. Beer und K. Faltin (Siemens Erlangen), 1993: Heizkraftwerke mit Gasturbinen – Technik, Ökonomie und Ökologie. District Heating International, V. 22(5-6), 253-264
- BBodSchG, 1998: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Bodenveränderungen und zur Sanierung von Altlasten (Bundes-Bodenschutzgesetz) vom 17. März 1998. BGBl I, 502
- BBodSchV, 1999: Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung vom 12. Juli 1999. BGBl I, 1554
- BImSchG, 1990: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz) vom 14. Mai 1990. BGBl I, 880
1. BImSchV, 1997: Erste Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen) vom 14. März 1997. BGBl I, 490
 4. BImSchV, 1997: Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen) vom 14. März 1997. BGBl I, 504
 9. BImSchV, 1992: Neunte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über das Genehmigungsverfahren) vom 29. Mai 1992. BGBl I, 1001

13. BImSchV, 1983: Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungsanlagen) vom 22. Juni 1983. BGBl I, 719
 17. BImSchV, 1990: Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe) vom 23. November 1990. BGBl I, 2545, 2832
 22. BImSchV, 1993: Zweiundzwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Immissionswerte) vom 26. Oktober 1993. BGBl I, 1819
 30. BImSchV, 2001: Dreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfällen) vom 20. Februar 2001. BGBl I, 305
- BioAbfV, 1998: Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung) vom 21. September 1998. BGBl I, 2955
- BiomasseV, 2001: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001. BGBl I, 1234
- BML, 2000: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2000. Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 533 S.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 2001a: Abfallwirtschaftspolitik aktuell. Auswirkungen neuer europäischer Richtlinien und Stand der Umsetzung abfallrechtlicher Projekte in Deutschland, 27 S.
- BMU, 2001b: Förderung erneuerbarer Energien. Förderprogramme zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien im Überblick, Art. Nr. 2218, 16 S., [www.bmu.de]
- BMU, 2001c: EU-Richtlinie zur Förderung der Erneuerbaren Energien ist in Kraft getreten. 9 S.
- BMU, 2001d: Abfallrecht aktuell. Verordnungen des Bundes für eine nachhaltige Abfallwirtschaft in Deutschland, 12 S.
- BMU, 2001e: Waste Management Policy in Germany. The effects of new European directives and implementation status of waste law projects in Germany. Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, 22 S.
- BMU, 2000a: Nationales Klimaschutzprogramm. Beschluss der Bundesregierung vom 18. Oktober 2000. Fünfter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“, Berlin
- BMU, 2000b: Umweltgesetzbuch. Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, Artikel-Nr. 2202, 3 S.
- BMVEL (Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft), 2001: Agrarbericht der Bundesregierung 2001. BMVEL, Bonn, 96 S. + Anhang
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), 2002a: Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom 15. März 2002. Bundesanzeiger Nr. 58 vom 23. März 2002, 5877
- BMWi, 2002b: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). Berlin, 28. Juni 2002 [http://www.bmwi.de/Homepage/Presseforum/...]
- BMWi (Hrsg.), 2001: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%igen-Reduktionsszenarios. Endbericht von Prognos, EWI und BEI, Juli 2001. Gutachten erstellt im Auftrag des BMWi, Dokumentation Nr. 492, Berlin, 79 S. + Anhang
- Böhnke, B., W. Bischofsberger und C.F. Seyfried (Hrsg.), 1993: Anaerobtechnik. Springer Verlag, Berlin
- Bridgwater, A.V., 1995: The Technical and Economic Feasibility of Biomass Gasification for Power Generation. Fuel 74 (5), 631-653
- Buck, P., und W. Triebel, 2000: Betriebserfahrungen bei der Mitverbrennung von Klärschlämmen im Steinkohlekraftwerk Heilbronn. VGB Kraftwerkstechnik 12/2000, 84-87
- CADDET, 2000: Wood waste as a substitute for Coal. Technical Brochure No. 114, CADDET Centre for renewable Energy, United Kingdom, 4 S.
- C.A.R.M.E.N., 2001: Biomasseheizkraftwerk Taufkirchen – Energie aus Biomasse im großen Stil. Herausgeber: C.A.R.M.E.N., Straubing, 4 S.
- Clausen, Chr., 2001: Co-firing of Straw in Denmark. VDI-Berichte, 1588, 143-153
- Council of EC, 1999: Council Directive 1999/31/EC of 26 April 1999 on the Landfill of Waste. Official Journal of the European Communities No L 182/1, 16.7.1999

- Dichtl, N., H. Meyer und H.-H. Niehoff, 1997: Technisch/wirtschaftliche Aspekte der Faulgasverwertung in Gasmotoren auf Kläranlagen im Zusammenwirken von Abwasserreinigung, Schlammbehandlung, Energieautarkie und Berücksichtigung weitergehender Emissionsaspekte. Mitteilungen der Oswald-Schulze-Stiftung, Heft 22, Eigenverlag, 153 S.
- DMG, 1977: Düngemittelgesetz vom 15. November 1977. BGBl I, 2134
- DüngeV, 1996: Verordnung über die Grundsätze der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngemittelverordnung) vom 26. Januar 1996. BGBl I, 118
- EAKV, 1996: Verordnung zur Einführung des Europäischen Abfallkatalogs (EAK-Verordnung) vom 13. September 1996. BGBl I, 1428
- Edelmann, W., und H. Engeli, 1992: Potential, Verfahrenstechnik und Kosten der Vergärung biogener Abfälle. Stuttgarter Berichte zur Abfallwirtschaft 51, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 7-22
- Edelmann, W., H. Engeli und T. Kull, 1993: Stand der Anaerobtechnik aus technologischer und entsorgungsbezogener Sicht. In: K. Wiemer und M. Kern (Hrsg.): Biologische Abfallbehandlung – Kompostierung – Anaerobtechnik – Kalte Vorbehandlung. Abfall-Wirtschaft, Neues aus Forschung und Praxis, M.I.C. Baeza-Verlag, Witzenhausen, 771-787
- EEG, 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (29. März 2000). BGBl I (13), 305-309
- Enquête-Kommission, 2002: Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Zusammenfassung des Berichts vom 2. Juli 2002. BT-Drucksache 14/9400, Auszug
- Enquête-Kommission, 1990: Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“. 3. Bericht zum Thema Schutz der Erde. BT-Drucksache 11/8030, Bonn, 935 S.
- EnWG, 1998: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 24. April 1998. BGBl I, 730-736
- Esch, B., 1999: Reale Mengen und Qualitäten der in Deutschland anfallenden Klärschlämme – Ergebnisse der ATV-Umfrage 1996. 1. ATV-Klärschlammstage in Würzburg, 7.-10. Juni 1999, ATV (Abwassertechnische Vereinigung), Hennef, 19 S.
- Esch, B., und G. Krüger, 1999: Entsorgung von Kläranlagenrückständen in Deutschland. Ergebnisse der ATV-Umfrage für 1996. Korrespondenz Abwasser 46 (6), 943-952
- EU-Kommission, 2000: Richtlinie 2000/76/EG (Verbrennungs-Richtlinie) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 04. Dezember 2000 über die Verbrennung von Abfällen. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 332 (28.12.2000), 91-111, letzte Berichtigung der Richtlinie im Amtsblatt L 332 (31.05.2000), 52
- EU-Kommission, 1997: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97) 599 endg. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, 63 S.
- EU-Kommission, 1996a: Richtlinie 96/61/EG (IVU-Richtlinie) des Rates vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 257 (10.10.1996), 26-40
- EU-Kommission, 1996b: Richtlinie 96/59/EG (PCB/PCT-Richtlinie) des Rates vom 16. September 1996 über die Beseitigung polychlorierter Biphenyle und polychlorierter Terphenyle (PCB/PCT). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 257
- EU-Kommission, 1993: Verordnung (EWG) Nr. 259/93 (Abfallverbringungs-Verordnung) des Rates vom 01. Februar 1993 zur Überwachung und Kontrolle der Verbringung von Abfällen in der, in die und aus der Europäischen Gemeinschaft. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 030 (06.12.1993), 1-28, letzte Berichtigung der Verordnung im Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 047 (08.03.1996), 64
- EU-Kommission, 1991: Richtlinie 91/689/EWG des Rates vom 12. Dezember 1991 über gefährliche Abfälle. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 377 (31.12.1991), 20-27, letzte Berichtigung der Richtlinie im Amtsblatt L 023 (30.01.1998), 39

- EU-Kommission, 1986: Richtlinie 86/278/EWG (Klärschlamm-Richtlinie) des Rates vom 12. Juni 1986 über den Schutz der Umwelt und insbesondere der Böden bei der Verwendung von Klärschlamm in der Landwirtschaft. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 181 (04.07.1986), 6-12, letzte Berichtigung der Richtlinie im Amtsblatt L 191 (15.07.1986), 23
- EU-Kommission, 1985: Richtlinie 85/337/EWG (UVP-Richtlinie) des Rates vom 27. Juni 1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 175 (05.07.1985), 40-48
- EU-Kommission, 1975: Richtlinie 75/442/EWG (Abfallrahmenrichtlinie) des Rates vom 15. Juli 1975 über Abfälle. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 194 (25.07.1975), 39-41
- Europäisches Parlament und Rat, 2001: Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L 283 (27.10.2001), 33-40
- Faaij, A., B. Meuleman und R. van Ree, 1998: Long Term Perspective of Biomass Integrated Gasification with Combined Cycle Technologie. EWAB Report 9840
- Fachverband Biogas, 2003: Schriftliche Mitteilung des Fachverbandes (Frau Patten), 6. Juni 2003
- Fachverband Biogas, 2001: Persönliche Mitteilung des Fachverbandes (Frau Patten), 12. Oktober 2001
- Fachverband Biogas, 2000a: Potentiale der Biogastechnik in der Landwirtschaft. Mitteilung des Fachverbandes, August 2000
- Fachverband Biogas, 2000b: Daten zur Aufschlüsselung der elektrischen Leistung. Mitteilung des Fachverbandes (Frau Patten), 26. Oktober 2000
- Fachverband Biogas, 1995: Standortverzeichnis der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 29.12.1994). Fachverband Biogas e.V., D-74592 Kirchberg-Weckelweiler
- Fahl, U., E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger und A. Voß, 1995: Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 21, Stuttgart
- Fischer, M., 2001: Wirtschaftliche Kraftwärmekopplung mit nachwachsenden Brennstoffen am Beispiel KWK Gütersloh. VDI-Berichte, 1588, 263-272
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Hrsg.), 2000: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. FNR, Gülzow, 281 S.
- Franke, J., und R. Krahl, 2001: Erste Wahl. Siemenspower journal online, November 2001, 5 S.
[http://www.siemenswestinghouse.com/download/pool/kral_d_f4.pdf]
- Fratzscher, W., und K. Stephan (Hrsg.), 2000: Strategien zur Abfallenergieverwertung – Ein Beitrag zur Entropiewirtschaft. Vieweg Verlag, Wiesbaden, 337 S.
- Friedrich und Karl Bay GmbH & Co. KG Kesselfabrik Bietigheim-Bissingen, 2000: Persönliche Mitteilungen (Herr Märkle)
- Gemeinde Großkrotzenburg: Technische Daten des Kraftwerk Staudinger.
[<http://www.grosskrotzenburg.de/kraftwrk.htm>]
- GewAbfV, 2002: Verordnung über die Entsorgung von gewerblichen Siedlungsabfällen und von bestimmten Bau- und Abbruchabfällen (Gewerbeabfallverordnung) vom 19. Juni 2002. BGBl I, 1938-1942
- Gosch, A., 1993: Grundlagen und Anwendungsbereiche der Anaerobtechnik. In: K. Wiemer und M. Kern (Hrsg.): Biologische Abfallbehandlung – Kompostierung – Anaerobtechnik – Kalte Vorbehandlung. Abfall-Wirtschaft, Neues aus Forschung und Praxis, M.I.C. Baeza-Verlag, Witzenhausen, 741-769
- Heinrich, P., und B. Jahraus, 2002: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse – Gutachten. Fichtner, Stuttgart, 77 S.
- Kahl, W., und A. Vosskuhle (Hrsg.), 1998: Grundkurs Umweltrecht, Einführung für Naturwissenschaftler und Ökonomen. Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, 445 S.
- Kaltschmitt, M., und H. Hartmann, 2001: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 770 S.

- Kehr, M., und D. Oetjen, 1994: Kraftwerksprojekte der 90er Jahre. VGB Kraftwerkstechnik (Aug. 1994), 74(8), 705-710
- Kern, M., 2000: Vergärungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland. In: Hösel, G., W. Schenkel und H. Schnurer (Hrsg.): Müll Handbuch. Kennzahl 5911, Lfg. 2/00, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 1-16
- KfW, 2002: Programm zur Förderung erneuerbarer Energien. Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Stand: 04/2002). Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Frankfurt/M, [<http://www.kfw.de>]
- KfW, 2001a: Programm zur Förderung erneuerbarer Energien – im Rahmen des KfW-Programms zur CO₂-Minderung (Stand: 07/2001). Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Frankfurt/M, [<http://www.kfw.de>]
- KfW, 2001b: Förderprogramm Erneuerbare Energien: Antragseingänge, Zusagen und Verwendungszwecke seit Programmstart. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Kreditsekretariat – Volkswirtschaft (Herr Dr. Klaus Oppermann, E-mail vom 18.09.2001), Frankfurt/M
- KfW, 2001c: Stand der Förderung von Biogasanlagen (Stand: 24.09.2001) nach dem Förderprogramm Erneuerbare Energien. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Abt. KSB (Frau Iris Brand, Fax vom 26.09.2001), Frankfurt/M
- Kindler, H. W., 2000: Klärschlamm-Mitverbrennung im Kraftwerk Zolling – Betriebserfahrungsbericht. Biogene Abfälle/Holz/Klärschlamm am 13./14.04.00 in Bamberg, 9 S.
- Klärschlammverordnung → s. AbfKlärV
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, 2002: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002. BGBl I, 1092-1096
- Krapf, G., 2001: Evaluierung bestehender Pilot- und Demonstrationsanlagen zur regenerativen Energieerzeugung auf Basis Biomasse in der Bundesrepublik Deutschland – Kurzfassung des Endberichts. C.A.R.M.E.N e.V., Rimpf, 110 S.
- KrW-/AbfG, 1994: Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz) vom 27. September 1994. BGBl I, 2705
- Kyoto-Protokoll, 1997: Documents of the conference of the parties, at its third session (COP 3). December 1997, Kyoto, 1-10, [<http://www.unfccc.de/resource/cop3.html>]
- LfU (Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg), 1998: Stromverbrauch auf kommunalen Kläranlagen. LfU Karlsruhe, Handbuch Wasser 4(13), 119 S.
- Mühlstein, J., 1998: Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke beleben den Stromwettbewerb. GWF Gas - Erdgas, 139(4), 235-237
- Müller, K.-D., 2002: Persönliche Mitteilungen zum GuD Kraftwerk Mainz-Wiesbaden
- MURL (Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen), 1999a: Handbuch Energie in Kläranlagen. MURL, Düsseldorf, 369 S.
- MURL, 1999b: Energetische Grob- und Feinanalysen von Kläranlagen. MURL, Düsseldorf, 95 S.
- MURL, 2001: Abfälle aus Kläranlagen in Nordrhein-Westfalen, Teil B Klärschlamm Entsorgung in Europa. Berichte zur Umwelt, Bereich Abfall (6), 374 S.
- Nikolaisen, L., C. Nielsen, M. G. Larsen, V. Nielsen, U. Zielke, J. K. Kristensen und B. Holm-Christensen, 1998: Stroh als Energieträger Technik-Umwelt-Ökonomie. Center für Biomasse-Technologie, Dänemark, 51 S.
- Oechsner, H., und M. Knebelspieß, 2000: Bei Biogas gut rechnen. Überlegungen zur Anlagen-Wirtschaftlichkeit. LW BW 167 (21), 12-15
- Oechsner, H., und M. Knebelspieß, 1999: Ermittlung des Investitionsbedarfs und der Verfahrenskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen – Abschlussbericht. (Bewilligungsbescheid: AZ.BML: 113-072-54401-4/1-99), Dezember 1999, Universität Hohenheim, Landesanstalt für landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen, 173 S.
- Oheimb, R. von, 1993: Entwicklung, Stand und Perspektiven landwirtschaftlicher Biogaserzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. KTBL-Arbeitspapier 185, Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 7-10
- Omnicol Borsig Energy GmbH, Wielenbach, 2001: Persönliche Mitteilungen (Herr Hofstetter)

- Oppermann, K., und J. Hentschel, 2001: Perspektiven erneuerbarer Energien 3: Biomasse. Unveröffentlichtes Manuskript vom 18.09.2001, KfW, Frankfurt, 14 S.
- Ortmaier, E., K. Hank, B. Schiebelsberger und I. Oberberger, 2001: Techno-ökonomische Analyse von Biomasseheizwerken: Der Einfluss wesentlicher Systemparameter auf die Wärmegestehungskosten. VDI-Berichte, 1588, 45-60
- Padinger, R., und J. Spitzer, 2001: Pelletfeuerungen. VDI-Berichte, 1588, 105-128
- Produktbeschreibungen von Viessmann Werke AG Allendorf, VKK Standardkessel Köthen GmbH, Buderus Heiztechnik GmbH, Hamburg, Oertli-Rohleder Wärmetechnik GmbH, Möglingen, Loos International Deutschland, Gunzenhausen
- Rat der Europäischen Union, 1999: Richtlinie 1999/31/EG vom 26. April 1999 über Abfalldeponien (Deponie-Richtlinie). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften 42 (L182), 1-19
- Rosenwinkel, K.-H., U. Austermann-Haun und H. Meyer, 1998: Mitbehandlung von Reststoffen in Faulanlagen. ATV-Fortbildungskurs I/4 vom 14. - 16.10.98 in Fulda „Schlammbehandlung, -verwertung und -beseitigung“
- Ruchser, M., 2000: Leitfaden für die Errichtung von Holzenergie-Anlagen (Umsetzung – Wirtschaftlichkeit – Technologie). Forum für Zukunftstechnologien/EFO Energie Forum GmbH, Bonn, 134 S.
- Schmelz, K.-G., 2001: Erfahrungen bei der Faulgaserzeugung aus Klärschlamm und anderen organischen Abfällen. In: VDI: Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektive. VDI-Berichte 1620, VDI Verlag GmbH, 207 S.
- Schmelz, K.-G., und W. Bidlingmaier, 2000: Co-Vergärung von Klärschlamm und Bioabfällen. Manuskripte zur Abfallwirtschaft, Rhombos-Verlag, Berlin, 220 S.
- Schnurer, H., 2001a: Die Zukunft der landwirtschaftlichen Verwertung von Klärschlämmen. Stellungnahme auf der Veranstaltung der Kommunalen Umwelt-Aktion UAN in Walsrode, 3 S.
- Schnurer, H., 2001b: Weites Spielfeld. Die rechtlichen Vorgaben und politischen Ziele der Abfallwirtschaft in Deutschland setzen auf technische, organisatorische und ökonomische Innovationen. Müll-Magazin, (4), 38–41
- Schramek, E.-R. (Hrsg.), 1992: Recknagel, Sprenger, Hönnmann: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik (66. Auflage). R. Oldenbourg Verlag, München Wien, 1780 S.
- Schramek, E.-R. (Hrsg.), 1999: Recknagel-Sprenger-Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2000 (69. Auflage). R. Oldenbourg Verlag, München Wien, 2010 S.
- Schulz, H., 1996: Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele. Ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 187 S.
- Seeger, K., und V. Schäfer, 2001: HKW Pfaffenhofen – Erfahrungen im laufenden Betrieb – Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit. VDI Wissensforum 11./12.10.01 in Freiburg, 13 S.
- Siemens AG, Erlangen, 2001: Persönliche Mitteilungen (Herr Hassmann)
- Solantausta, Y., A.V. Bridgwater und D. Beckman, 1997: The Performance and Economics of Power from Biomass. In: Conference on Developments in Thermochemical Biomass Conversion. London
- Solantausta, Y., A.V. Bridgwater und D. Beckman, 1996: Electricity Production by Advanced Power Systems. VTT Research Notes 1729
- Sorensen, L. H., und H. B. Jorgensen, 2001: Straw-fired combined heat and power plant. VDI-Tagung 16./17.05.01 in Salzburg, 7 S.
- SRU (Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen), 2002: Umweltgutachten 2002. Für eine neue Vorreiterrolle. BT-Drucksache 14/8792, 552 S.
- SRU, 2000: Umweltgutachten 2000. Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 685 S.
- Staiß, F., 2001: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Hrsg.), Verlag Bieberstein, Radebeul, 448 S.
- Statistisches Bundesamt, 2001: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 1998. Fachserie 19, Umwelt, Reihe 2.1
- Statistisches Bundesamt, 1998: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 1995. Fachserie 19, Umwelt, Reihe 2.1

- Steier, K., 2000: Klärschlamm-Mitverbrennung im Kraftwerk – Ein preiswertes Verwertungsverfahren. Biogene Abfälle/Holz/Klärschlamm am 13./14.04.00 in Bamberg, 23 S.
- Stromeinspeisungsgesetz, 1990: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990. BGBl I (67), 2633-2634
- Stromeinspeisungsgesetz, 1994: Gesetz zur Änderung des Stromeinspeisungsgesetzes vom 19. Juli 1994. BGBl I (46), 1623
- TA Abfall, 1991: Zweite Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz (Technische Anleitung zur Lagerung, chemisch/physikalischen, biologischen Behandlung, Verbrennung und Ablagerung von besonders überwachungsbedürftigen Abfällen) vom 12. März 1991. Dt. Gemeindeverlag, Köln, Nr. 8, 139
- TA Luft, 1986: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft) vom 27. Februar 1986. Dt. Gemeindeverlag, Köln, S. 95, ber. S. 202 (am 12. Dezember 2001 wurde eine Novellierung der TA Luft beschlossen)
- TASi, 1993: Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von Siedlungsabfällen (TA Siedlungsabfall, TASi). Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz, vom 14. Mai 1993. Bundesanzeiger Nr. 99a, 4967ff.
- Tidden, F., 1992: Stand der anaeroben Behandlung von Bioabfällen. In: Thomé-Kozmiensky, K., und P. Scherer (Hrsg.): Getrennte Wertstofffassung und Biokompostierung 2. EF-Verlag für Energie- und Umwelttechnik, Berlin, 201-231
- TierKBG, 2001: Gesetz über die Beseitigung von Tierkörpern, Tierkörperteilen und tierischen Erzeugnissen (Tierkörperbeseitigungsgesetz). Neugefasst durch Bekanntgabe vom 11. April 2001, BGBl I, 524, Erstfassung vom 6. September 1976, BGBl I 1976, 2313, 2610
- UBA (Umweltbundesamt) (Hrsg.), 2002: Umweltdaten Deutschland 2002. KOMAG Berlin-Brandenburg, 57 S.
- Uil, H. den, 2000: CASST: A New and Advanced Process for Biomass Gasification, ECN_Report RX-00-026
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure), 2000: VDI-Richtlinie 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf, 52 S.
- VDI-TGA, 2002: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – die "Neue 2067". VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung (VDI-TGA), Konferenzband Hannover 2002, VDI-Verlag
- Voß, W., und M. Bassfeld, 2001: Planung des Holzkraftwerkes Baruth. VDI Wissensforum 11./12.10.01 in Freiberg, 22 S.
- Wagner, E., 2000: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 2000. Elektrizitätswirtschaft 99 (24), 10-24
- Weiland, P., 2001: Grundlagen der Methangärung – Biologie und Substrate. In: VDI (Hrsg.): Biogas als regenerative Energie – Stand und Perspektiven. Tagung 19. und 20. Juni 2001, Hannover, VDI-Berichte 1620, VDI Verlag, Düsseldorf, 19-32
- Weiland, P., 1999: Agricultural waste and wastewater sources and management. In: Rehm, H.-J., und G. Reed (Eds.): Biotechnology – Environmental Processes I. Vol. 11a, Wiley-VCH, Weinheim, 217-238
- Wellinger, A., U. Baserga, W. Edlmann, K. Egger und B. Seiler, 1991: Biogas-Handbuch. Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen (2. Auflage). Witz, Aarau, 178 S.
- WHG, 1996: Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz). Neugefasst durch Bekanntgabe vom 12. November 1996, BGBl I 1996, 1695, Erstfassung vom 27 Juli 1957, BGBl I 1957, 1110, 1386
- Wiemer, K., und M. Kern, 1998: Kompost-Atlas 1998/1999. Anlagenhandbuch: Kompostierung, Anaerobtechnik, Mechanisch-biologische Abfallbehandlung und Aggregate. Abfall-Wirtschaft, Neues aus Forschung und Praxis, M.I.C. Baeza-Verlag, Witzenhausen, 725 S.
- Wiemer, K., und M. Kern, 1994: Grundlagen und Verfahren der Anaerobtechnik. Abfall-Wirtschaft, Neues aus Forschung und Praxis, M.I.C. Baeza-Verlag, Witzenhausen, 256 S.
- Wintzer, D., B. Fürniß, S. Klein-Vielhauer, L. Leible, C. Leichsenring, E. Nieke und H. Tangen, 1994: Modellversuch „Wärme und Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen“ – Auswertung von 30 Machbarkeitsstudien. FNR (Hrsg.), Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 1, 88 S. + Anhang

Literatur zu Kap. 5

- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Hrsg.), 2001: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%igen-Reduktionsszenarios. Endbericht von Prognos, EWI und BEI, Juli 2001. Gutachten erstellt im Auftrag des BMWi, Dokumentation Nr. 492, Berlin, 79 S. + Anhang
- EEG, 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (29. März 2000). BGBl I (13), 305-309
- Enquête-Kommission 1990: Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“. 3. Bericht zum Thema Schutz der Erde. BT-Drucksache 11/8030, Bonn, 935 S.
- Fahl, U., E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger und A. Voß, 1995: Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Band 21, Stuttgart

Literatur zu Kap. 6

- Amon, T., 1997: Reduktionspotentiale für klimarelevante Spurengase durch dezentrale Biomethanisierung in der Landwirtschaft. Studie im Auftrag des Österreichischen Bundesministeriums für Umwelt, Jugend und Familie und der Akademie für Umwelt und Energie, Band 26/1998, Laxenburg, 166 S.
- Anonymus, 2000: NFFO in Großbritannien.
[<http://www.wu-wien.ac.at/usr/h93/h9350393/chorherr/Homepage/euro/gros.htm>]
- Bilitewski, B., 2000: Stand und Prognosen der Entsorgungssituation für Siedlungsabfälle in Deutschland. TA-Datenbank-Nachrichten 9 (1), 17-24
- BINE, 2001: Informationsdienst Juli 2001: Marktanreizprogramm für Erneuerbare Energien – Neue Richtlinien, Informationsdienst BINE - Fachinformationszentrum Karlsruhe, Büro Bonn, 2 S.
- Bioenergy in Finland, 1998: Biomass Resources.
[http://194.142.156.236/english/bioenergy_in_finland/3_0biomass_resources.htm]
- Biomaaster, 2002: [<http://www.biomaaster.nl/english/...>]
- BIZ (Biomasse Info-Zentrum), 2001: Basisdaten Bioenergie Deutschland. Aktuelle Informationen und Daten zum Thema Bioenergie in Deutschland. Stuttgart
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 1999: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMU und des Umweltbundesamtes (UFOPLAN-Vorhaben 298 97 340), Berlin, 520 S.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), 2002a: Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). BT-Drucksache 14/9807, 36 S.
- BMWi, 2002b: Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom 15. März 2002. Bundesanzeiger Nr. 58 vom 23. März 2002, 5877
- Braun, R., 2001: Die Rolle von Biogas als erneuerbarer Energieträger. In: Erneuerbare Energien – Nachwachsende Rohstoffe: Biogas – ordnungsgemäße Verwertung der Biomasse entsprechend dem Kreislaufprinzip. [<http://www.erneuerbareenergie.at/teil6/teil6.htm>]
- Dänisches Center für Biomasse-Technologie, 1998a: Holz als Energieressource.
[<http://www.videncenter.dk/groen.PDF>]
- Dänisches Center für Biomasse-Technologie, 1998b: Stroh als Energieträger. Technik-Umwelt-Ökonomie. Kopenhagen, 52 S. [<http://www.videncenter.dk/gule%.PDF>]
- Danish Centre for Biomass Technology, 2000: Danish Bioenergy Solutions – reliable & efficient. Arhus, 50 S. [<http://www.videncenter.dk/expor.PDF>]
- Danish Ministry of Environment and Energy, 2001: Biogas. The National Danish Energy Information Centre, [<http://www.ens.dk/e21/e21uk/underkap/23.htm>]
- Danish Statistical Yearbook, 2000: Environment and Energy. Table 19: Amount of waste analysed by type of waste and treatment 1998

- Die Welt, 2001: Brüssel geht gegen Ökostrom vor. EU-Kommissar Monti hält die Subventionen in Deutschland für nicht rechtmäßig. Die Welt, 24.07.2001
- Drillisch, J., 2001: Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung. Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten. Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 57, Oldenbourg Industrieverlag, München, 397 S.
- Dutch National Institute of Public Health and the Environment, 2001: Production of renewable energy. [http://www.rivm.nl/environmentaldata/B_resources/.../htm]
- Dutch Ministry of Economic Affairs, 1997: Renewable Energy – Advancing Power, Action Programme for 1997-2000. The Hague, 63 S.
- EEG, 2000: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (29. März 2000). BGBl I (13), 305-309
- Espey, S., 2001: Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern. Bremer Energieinstitut, Bremen, 339 S.
- EU-Kommission, 2002: Staatliche Beihilfe NN 68/2000 - Deutschland. C (2002) 1889fin, 4 S.
- EU-Kommission, 2001a: Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über die Umsetzung der Gemeinschaftsstrategie und des Aktionsplans zu erneuerbaren Energiequellen (1998-2000) vom 16.02.2001. KOM(2001)69 endgültig, 48 S.
- EU-Kommission, 2001b: 2000 – Annual Energy Review (January 2001). Office for official publication of the European Communities, Luxembourg, 223 S.
- EU-Kommission, 2000a: Grünbuch. Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit vom 29.11.2000. KOM(2000)769 endgültig, 110 S.
- EU-Kommission, 2000b: Grünbuch. Die Sicherheit der Energieversorgung der Union. Technischer Hintergrund. 88 S.
- EU-Kommission, 1997: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97) 599 endg. Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, 63 S.
- Europäisches Parlament und Rat, 2001: Richtlinie 2001/77/EG vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L 283 (27.10.2001), 33-40
- Finnish Ministry of Trade and Industry, 1999: Action Plan for Renewable Energy Sources in Finland. Publication 1/2000, Helsinki, 40 S.
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Hrsg.), 2000: Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. FNR, Gülzow, 281 S.
- Frankfurter Rundschau, 2001: Deutsche Ökostrom-Förderung ist rechtens. Europäischer Gerichtshof gibt Umwelt-Zielen Vorrang vor Binnenmarkt-Regelungen. Frankfurter Rundschau, 14.03.2001
- Kaltschmitt, M., und D. Marten, 2001: Biogas als regenerative Energie im Energiesystem – Stand und Perspektiven. VDI-Berichte 1620, 207 S.
- Kühn, I., 2000: Einführung zum Handel mit grünen Zertifikaten. Vortragsdokumentation zur Tagung „Handel mit Emissionen und grünen Zertifikaten“ am 03. Juli 2000 in Wien, 10 S.
- KWK-Gesetz, 2002: Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz) vom 19. März 2002. BGBl I (19), 1092-1096
- Lenz, S., und W. Pfaffenberger, 1999: Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell. In: Blum, W., (Hrsg.): Energie, Plutonium, Strom und die Umwelt. 17 Vorträge der Tagungen Heidelberg (1999) und Dresden (2000), Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V., Bad Honnef, 257-268
- Leinonen, S., und V. Kuittinen, 2000: Biogas in Finland 1998. University of Joensuu, Karelian Institute, Department of Ecology and Finnish Biogas Association, Joensuu, 5 S.
- Netherlands Bioenergy Association, 2000: Puts energy into biomass. Utrecht, 5 S., [<http://www.xs4all.nl>]
- Österreichischer Biomasseverband, 2001: Potentiale der Biomassenutzung in Österreich, 2 S. [<http://www.biomasseverband.at/kanal1/potentia.htm>]

- Österreichische Energieverwertungsagentur, 2000: Biomasse in der Industrie. Ein expandierender Markt. [<http://www.ewa.or.at/projekte/....htm>]
- Österreichisches Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft Umwelt und Wasserwirtschaft, 2001: Bundes-Abfallwirtschaftsplan. Bundesabfallbericht 2001, Wien, 149 S.
- Österreichisches Umweltbundesamt, 2000: Thermische Behandlung von Reststoffen und Abfällen in Österreich. Wien, 8 S.
[http://www.ubavie.gv.at/publikationen/uba-aktuell/archiv/2000/02/TM_2000-02-02-1.htm]
- Plank, J., 2001: Bioenergiepotentiale für Österreich. In: Erneuerbare Energien – Wachsende Rohstoffe. Energiepotentiale in der Landwirtschaft. Rahmenbedingungen und Praxisprojekte. 10 S.
[<http://www.erneuerbareenergie.at/teil4/teil4.htm>]
- Rat der Europäischen Union, 1999: Richtlinie 1999/31/EG vom 26. April 1999 über Abfalldeponien (Deponie-Richtlinie). Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften 42 (L182), 1-19
- Schnurer, H., 2001: Die Zukunft der landwirtschaftlichen Verwertung von Klärschlämmen. Stellungnahme auf der Veranstaltung der Kommunalen Umweltaktion UAN in Walsrode, 3 S.
- Staiß, F., 2001: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2001. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Hrsg.), Verlag Biebrich, Radebeul, 448 S.
- Statistisches Bundesamt, 2001: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 1998. Umwelt Reihe 2.1, Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart, 27 S.
- Stromeinspeisungsgesetz, 1990: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990. BGBl I (67), 2633-2634
- Stromeinspeisungsgesetz, 1994: Gesetz zur Änderung des Stromeinspeisungsgesetzes vom 19. Juli 1994. BGBl I (46), 1623
- VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft), 2002: Sieben Prozent Öko-Strom. Pressemitteilung des VDEW vom 25.02.2002, Frankfurt a.M.
- Veigl, A., 2000: Strom aus Erneuerbaren im neuen EIWOG. Die Zeitschrift der Energieverwertungsagentur, 4, 3-4
- Vries, R., R. Meijer, L. Hietanen, E. Lohiniva und K. Sipilä, 2000: Evaluation of the Dutch and Finnish situation of energy recovery from biomass and waste. A management summary. Arnhem, 26 S.
- VTT Energy, 2000: New Energy Technology. Waste to energy. Fuel, heat, electricity. Jyväskylä (Finland), 6 S.
- Wintzer, D., L. Leible, Ch. Rösch, R. Bräutigam, B. Fürniß und G. Sardemann, 1996: Wege zur umweltverträglichen Verwertung organischer Abfälle. Erich Schmidt Verlag, Berlin, 373 S.
- Wirtschaftskammer Österreich, 1997: Datenbank der Wirtschaftskammer Österreich. Biomasse. [http://www.wko.at/up/udb/html_umwelt/...]

Anhang

Bei den nachfolgenden Tabellen können sich durch Rundungen Abweichungen bei den Zahlenangaben ergeben.

Anhang zu Kap. 3

Tab. A 3.1: Daten zu Ballenpressen für die Bergung von Stroh

	Rundballenpresse		Quaderballenpresse
	klein	groß	
Technik und Bedienung			
D×H, L×B×H (m)	1,2×1,2	1,5×1,2	1,2×0,8×0,8
Ballenvolumen (m ³)	1,4	2,1	0,8
Ballendichte (Mg/m ³)	0,10	0,10	0,13
Ballenmasse (Mg)	0,14	0,21	0,10
Durchsatz (Ballen/h)	2,5	3,2	6,0
Lebensdauer, leistungsbedingt (Mg)	-	-	40.000
Lebensdauer, leistungsbedingt (Ballen)	30.000	-	-
Lebensdauer, zeitbedingt (a)	10	10	10
Betriebsstunden (Bh/a) ^{a)}	165	200	300
Instandhaltung (% der Investition)	2 %	2 %	2 %
Betriebsstoffe			
Garnverbrauch (kg/Bh)	5,5	5,3	3,6
Personalbedarf			
Bedienung (h/a)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
Wartung (h/a)	26	26	26
Investition (1.000 €)	20,0	23,0	80,0
Kosten (1.000 €/a)			
Kapitalkosten	2,8	3,3	11,4
Kosten für Instandhaltung und Versicherungen	2,7	4,9	11,3
Betriebskosten	1,8	2,1	2,2
Personalkosten ^{b)}	0,3	0,3	0,3
Summe Kosten	7,7	10,7	25,2
Kosten (€/Bh)			
Kapitalkosten	17,5	16,5	38,0
Kosten für Betriebsstoffe	11,3	10,8	7,4
Kosten für Instandhaltung und Versicherung	16,3	24,8	37,6
Personalkosten	2,1	1,7	1,1
Summe Kosten	47,2	53,8	84,0
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen			
Dieserverbrauch (kWh/Bh)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)			
gesamt	0,74	0,80	1,15
dv. direkt	0,16	0,13	0,09

^{a)} Betriebsstunden nach KTBL (2000)

^{b)} mit Lohn Maschinenführer: 13 €/h

Quelle: Firmeninformationen (2001), KTBL (2000)

Tab. A 3.2: Daten zum landwirtschaftlichen Schlepper und zur Kettensäge

	Schlepper			Kettensäge, mittlere Größe
	mit spez. Frontlader	Allrad		
		70 kW	90 kW	
Technik und Bedienung				
Eigengewicht (Mg)	7			0,01
max. Nutzlast (Mg)	2	n.r.		n.r.
Antriebsleistung (kW)	70	70	90	5
Lebensdauer (a)	5	12		5
Betriebsstunden (Bh/a)	2.000	833		500
Instandhaltung (% der Investition)	8 %			5 %
Betriebsstoffe				
Diesel-/Benzinverbrauch ^{a)} (l/Bh)	8,1	11,1	14,0	3,0
Personalbedarf				
Bedienung (Ah/Bh)	1			1
Wartung (Ah/a)	52			63
Investition (1.000 €)	40	40	54	3
Kosten (1.000 €/a)				
Kapitalkosten	9,8	5,0	6,7	0,7
Kosten für Instandhaltung u. Versicherungen	4,1	4,1	5,4	0,1
Betriebskosten	3,7	2,1	2,7	1,5
Personalkosten ^{b)}	26,7	11,5	11,5	7,3
Summe Kosten	44,3	22,8	26,3	9,7
Kosten (€/Bh)				
Kapitalkosten	4,9	6,0	8,1	1,5
Kosten für Betriebsstoffe	1,9	2,6	3,2	3,0
Kosten für Instandhaltung u. Versicherungen	2,1	5,0	6,4	0,2
Personalkosten	13,3	13,8	13,8	14,6
Summe Kosten	22,2	27,4	31,6	19,3
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen				
Dieserverbrauch (kWh/Bh)	81	111	140	27
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	25	34	43	8
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)				
gesamt	1,14	1,24	1,29	1,19
dv. direkt	1,03	1,06	1,06	1,13

n.r. = nicht relevant

^{a)} Mittellast^{b)} mit Lohn Maschinenführer: 13 €/h

Quelle: KTBL (2000), Seufert (1999), Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.3: Daten zur Erfassung von Waldrestholz

	Bereitstellung von						
	Scheitholz		Hackschnitzeln				vollmechani- sierte Erfassung
	motor- manuelle Erfassung		motor- manuelle Erfassung		teilmechanisierte Erfassung		
Technik und Bedienung							
eingesetzte Technik	Kettensäge		Kettensäge, Hacker,		Kettensäge, Zangen- schlepper, kranbe- schickter Hacker		Harvester
eingesetztes Personal	Kettensägen- führer, 2 Schichter		Kettensägen- führer, 3 Beschicker		3 Maschinenführer		Maschinen- führer
Brusthöhdurchmesser (cm)	10	mittlerer	10	mittlerer	10	mittlerer	n.r.
Erfassungsleistung (Mg TM/Bh)							
Kettensägenführer	0,4	0,9	0,8	1,7	0,8	1,7	n.r.
Zangenschlepper	n.r.		n.r.		2,4	2,4	n.r.
Hacker/Harvester	n.r.		1,4	1,4	13	13	3,0
Kosten (€/Mg TM)							
Kettensäge (vgl. Tab. A 3.2)							
Kapitalkosten	3,5	1,7	1,8	0,8	1,8	0,8	n.r.
Kosten für Betriebsstoffe	7,2	3,5	3,6	1,7	3,6	1,7	n.r.
Kosten für Instandhaltung	0,6	0,3	0,3	0,1	0,3	0,1	n.r.
Personalkosten	35,2	16,9	17,6	8,5	17,6	8,5	n.r.
Summe Kosten	46,5	22,3	23,2	11,2	23,2	11,2	n.r.
Zangenschlepper (vgl. Tab. A 3.2)							
Kapitalkosten	n.r.		n.r.		3,3	3,3	n.r.
Kosten für Betriebsstoffe	n.r.		n.r.		1,3	1,3	n.r.
Kosten für Instandhaltung, Versi- cherung, Steuern	n.r.		n.r.		2,7	2,7	n.r.
Personalkosten	n.r.		n.r.		5,7	5,7	n.r.
Summe Kosten	n.r.		n.r.		13,0	13,0	n.r.
Hacker bzw. Harvester							
Kapitalkosten	n.r.		6,1	6,1	3,2	3,2	15,7
Kosten für Betriebsstoffe	n.r.		1,9	1,9	1,2	1,2	1,8
Kosten für Instandhaltung, Versi- cherung, Steuern	n.r.		3,6	3,6	1,7	1,7	14,2
Personalkosten	n.r.		44,5	44,5	1,7	1,7	7,3
Summe Kosten	n.r.		56,2	56,2	7,8	7,8	39,1
Kosten insgesamt (€/Mg TM)							
Kapitalkosten	3,5	1,7	7,9	7,0	8,3	7,4	15,7
Kosten für Betriebsstoffe	7,2	3,5	5,5	3,6	6,2	4,3	1,8
Kosten für Instandhaltung, Versi- cherung, Steuern	0,6	0,3	3,9	3,7	4,6	4,5	14,2
Personalkosten	97,7	47,0	62,1	53,0	25,0	15,8	7,3
Summe Kosten	109,0	52,4	79,4	67,3	44,1	32,0	39,1
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen							
Dieserverbrauch (kWh/Mg TM)	65	31	74	57	117	100	106
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	20,1	9,7	22,6	17,4	35,9	30,7	32,2
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)							
gesamt	6,0	3,5	3,6	3,6	2,1	1,4	0,6
dv. direkt	5,9	3,4	3,4	3,4	1,9	1,2	0,2

n.r. = nicht relevant

Quelle: Firmeninformation (2001), Feller et al. (1999/2000; 1998)

Tab. A 3.4: Daten zur kommunalen Erfassung von Bioabfall, Rest- und Sperrmüll

Sammelgebiet	Stadt						Land			
	ohne Wechselbehälter			mit Wechselbehälter ^{a)}			ohne Wechselbehälter		mit Wechselbehälter ^{a)}	
Sammlung erfolgt	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll
Abfallart										
Technik und Bedienung										
Art des Fahrzeugs	Hecklader						Hecklader			
Anzahl Kammern	1			1			1		1	
Aufbau: rotierend/statisch	rotierend	statisch		statisch			rotierend	statisch	statisch	
Nutzvolumen Fahrzeug (m ³)	22	22	25	27			22	20	27	
Nutzlast Fahrzeug (Mg)	14	13	11	11			14	10	11	
max. Ladevolumen (m ³)	19	22	25	15	21	27	19	20	15	23
max. transportierbare Masse (Mg)	14	12 ^{b)}	6	11	11 ^{b)}	7	14	9	11	11
Dieserverbrauch Sammelfahrzeug (l/d) ^{c)}	47	47	51	43	42	36	52	56	47	45
Dieserverbrauch Sammel-fahrzeug (kWh/Mg TM)	298	76	32	239	47	12	239	55	196	36
Bedienpersonal	1 Fahrer, 2 Sammler						1 Fahrer, 1 Sammler			
max. Gewicht des Lkw für Wechselbehälter-Transport (Mg)	n.r.			40			n.r.		40	
Anzahl Wechselbehälter pro Lkw	n.r.			3			n.r.		3	
Dieserverbrauch Lkw pro Fahrt (l/Fahrt)	n.r.			6,5			n.r.		6,5	
Dieserverbrauch (kWh/Mg TM)	n.r.			30,4	12,4	10,8	n.r.		23,2	9,5
Sammelkonzepte										
Fahrtstrecke ^{d)} innerorts (ohne Sammeln) (km)	10			5			5		5	
Fahrtstrecke ^{d)} Landstraße (km)	10						15			
Durchschnittsgeschwindigkeit (km/h) ^{e)}	28,6			20,0			36,4		20,0	
Sammelfahrten (n/d)	1	1	3	1	2	6	1	2	1	2
Fahrtzeit (h/d)	1,4	1,4	4,2	0,5	1,0	3,0	1,1	2,2	0,5	1,0
Leerzeit/Zeit für Containerwechsel (h/d)	0,3	0,3	0,8	0,3	0,5	1,5	0,3	0,5	0,3	0,5
Reinigungszeit (h/d)	0,3			0,3						
Arbeitszeit (h/d)	7,7			7,7			8,0		8,0	
verbleibende Sammelzeit (h/d)	5,8	5,8	2,5	6,7	6,0	3,0	6,7	5,3	7,3	6,5
Sammelleistung ^{f)} (Mg FM/h)	0,9	2,8	12,2	0,9	2,8	12,2	1,1	3,4	1,1	3,4
Sammelleistung (Mg TM/a)	393	1.550	3.984	454	2.221	7.673	544	2.563	593	3.113

Sammelgebiet	Stadt						Land			
	ohne Wechselbehälter			mit Wechselbehälter ^{a)}			ohne Wechselbehälter		mit Wechselbehälter ^{a)}	
Sammlung erfolgt	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll
Abfallart	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Sperrmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll	Bioabfall	Bioabfall und Restmüll
Investition (1.000 €)										
Sammelfahrzeug ^{g)}	136,4	142,2	146,6	181,4			136,4	160,8	181,4	
Lkw für Wechselbehälter-Transport	n.r.			121			n.r.		121	
Kosten (1.000 €/a)										
Sammelfahrzeug										
Kapitalkosten ^{h)}	19,4	20,2	20,9	25,8			19,4	22,9	25,8	
Versicherung, Instandhaltung, Steuern	8,4	8,7	9,0	11,0			8,4	9,8	11,0	
Betriebsstoffe	5,4	5,4	5,9	5,0	4,8	4,1	6,0	6,4	5,3	5,2
Personalkosten ⁱ⁾	117,0			117,0			81,5		81,5	
Lkw für Wechselbehälter-Transport										
Kapitalkosten	n.r.			22,4			n.r.		22,4	
Versicherung, Instandhaltung, Steuern	n.r.			29,8			n.r.		29,8	
Betriebsstoffe	n.r.			70,2			n.r.		70,2	
Personalkosten	n.r.			49,5			n.r.		49,5	
Summe Kosten (€/Mg TM)										
Kapitalkosten	49,4	13,1	5,2	59,7	12,8	4,4	35,7	8,9	45,3	9,0
Betriebsstoffe	13,7	3,5	1,5	14,7	3,7	1,9	11,0	2,5	11,4	2,6
Instandhaltung, Versicherung, Steuern	21,4	5,6	2,3	33,0	8,6	4,6	15,4	3,8	24,1	5,8
Personalkosten	297,8	75,5	29,4	264,0	55,2	17,5	149,8	31,8	141,3	27,8
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen										
Dieserverbrauch (kWh/Mg TM)	298	76	32	269	59	22	239	55	220	46
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Mg TM)	91	23	10	82	18	7	73	17	67	14
Beschäftigungseffekte (Ah/Mg TM)										
gesamt	16	4	2	15	3	1	8	2	8	2
dv. direkt	15	4	1	13	3	1	7	2	7	1

n.r. = nicht relevant

^{a)} nach Abroll-Container-Transport-System (ACTS)^{b)} bei Kompression um 20 Vol.-%^{c)} Dieserverbrauch beim Sammeln: 6 l/Bh, beim Fahren: 30 l/Bh^{d)} Die Fahrtstrecke entspricht dem tatsächlich zurückgelegten Weg.^{e)} Geschwindigkeit innerorts: 20 km/h; Geschwindigkeit auf der Landstraße: 50 km/h^{f)} nach eigener Recherche^{g)} Investition Aufbau inkl. 20 % Rabatt, Fahrgestell einheitlich 128.000 €^{h)} mit Nutzungsdauer von 10 a und 7 % Zinsⁱ⁾ inkl. 75 Ah Wartung pro Fahrzeug und Jahr

Quelle: Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.5: Daten zu den betrachteten Lagerarten

Lagerarten	Lagerhalle		Schotterplatz	Betonplatte	Hochsilo		Maschinenhalle
	ohne Gebläse	mit Gebläse			aus Holz	aus Stahl	
Lager für	Waldrestholz (HS)		Altholz, Industrie-restholz	Klär-schlamm/Bioabfall	Holz-/Stroh-pellets	Holz-/Stroh-pellets	Maschinen
Technische Daten							
Grundfläche (m ²)	600	600	3.000	450			750
überdachte Fläche (m ²)	600	600	0	160			750
mit Material bedeckte Fläche/ Nutzfläche (m ²)	600	600	2.870	350			675
Lagervolumen (m ³)	1.500	1.500	3.000	700	250	250	4.725
Volumenstrom (m ³ /s)		10					
Luftwechselzahl (1/h)		15					
Energieverbrauch (kWh_{el}/a)							
Beleuchtung	1.600	1.600	1.600	800	800	800	1.600
Gebläse (ca. 7 kW _{el})		33.000					
Energieverbrauch, Strom	1.600	34.600	1.600	800	800	800	1.600
Personalbedarf (h/a)							
Wartung	48	48	24	24	24	24	48
Investitionen (1.000 €)							
Investition Gebäude	128	147	14	50	107	129	885
spez. Investition (€/m ²)	213	244	4,7	111			187
Investition Maschinen		22					
Kosten (1.000 €/a)							
Kapitalkosten Gebäude	9,3	10,6	1,0	3,6	7,8	9,3	64,1
Kapitalkosten Maschinen		3,1					
Kapitalkosten gesamt	9,3	13,7	1,0	3,6	7,8	9,3	64,1
Instandhaltung, Versicherungen, Steuern	1,3	2,1	0,1	0,5	1,1	1,3	8,8
Strom	0,2	3,7	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Personalkosten	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0
Summe Kosten	11,8	20,5	1,8	4,7	9,5	11,2	74,1
Kosten (€/m³*a)							
Kapitalkosten	6,17	7,08	0,34	5,2	31,12	37,34	13,57
Strom	0,11	2,44	0,06	0,1	0,34	0,34	0,04
Instandhaltung, Versicherungen, Steuern	0,85	1,42	0,05	0,7	4,29	5,15	1,87
Personalkosten	0,64	0,64	0,16	0,7	1,92	1,92	0,20
Gesamtkosten	7,8	11,6	0,6	6,7	37,7	44,8	15,7
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen							
Strombedarf (kWh _{el} /(m ³ *a))	1,1	23,1	0,5	1,1	3,2	3,2	0,3
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./m ³ *a))	0,8	16,7	0,4	0,8	2,3	2,3	0,24
Beschäftigungseffekte (Ah/(m³*a))							
gesamt	0,13	0,20	0,01	0,11	0,56	0,65	0,21
dv. direkt	0,03	0,03	0,01	0,03	0,10	0,10	0,01

Quelle: Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.6: Daten zum landwirtschaftlichen Güllefass und Anhänger

	Güllefass	Anhänger	
		klein	groß
Technik und Bedienung			
zul. Gesamtgewicht (Mg)	17	8	18
Eigengewicht (Mg)	5	2	4
max. Nutzlast (Mg)	12	6	14
Maße Aufbau (m)	n.r.	4,5×2,2×1,5	5,2×2,4×1,5
Maße mit Sonderaufbau (m)	n.r.	4,5×2,2×2,0	5,2×2,4×2,0
Ladevolumen pro Anhänger (m ³)	n.r.	14,9	18,7
Ladevolumen pro Zug (m ³)	n.r.	29,7	37,4
Lebensdauer (a)	10	15	
Betriebsstunden Jahr (Bh/a)	500	500	
Instandhaltung (% der Investition)	4 %	4 %	
Personalbedarf			
Bedienung (h/a)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
Wartung (h/a)	26	26	
Investition			
Investition (1.000 €)	19,0	8,2	17,0
Kosten (1.000 €/a)			
Kapitalkosten	2,7	0,9	1,9
Kosten für Instandhaltung und Versicherungen	0,8	0,3	0,7
Betriebskosten	-	-	-
Personalkosten ^{a)}	0,3	0,3	0,3
Summe Kosten	3,8	1,6	2,9
Kosten (€/Bh)			
Kapitalkosten	5,4	1,8	3,7
Kosten für Instandhaltung und Versicherungen	1,5	0,7	1,4
Betriebskosten	-	-	-
Personalkosten ^{a)}	0,7	0,7	0,7
Summe Kosten	7,6	3,2	5,8
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen			
Dieserverbrauch (kWh/Bh)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	siehe Schlepper (vgl. Tab. A 3.2)		
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)			
gesamt	0,14	0,08	0,12
dv. direkt	0,05	0,05	0,05

n.r. = nicht relevant

^{a)} mit Lohn Maschinenführer: 13 €/h

Quelle: KTBL (2000), Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.7: Daten zu den Behältnissen für den Straßentransport

Gutart	ldw. Transport			Lkw-Zug, Sattelaufleger oder Silofahrzeug							
	flüssiges Gut	Schüttgut		flüssiges Gut	Schüttgut					Stroh	
Transportsystem	Vaku- umfass	An- hänger (klein)	An- hänger (groß)	Saug- fahr- zeug	Absetz- mulden	Abroll- contai- ner	Lkw- Zug	Sattel- auflie- ger	Silo- fahr- zeug	Lkw- Zug	Sattel- auflie- ger
Abdeckung	keine	Planen, Deckel	Planen, Deckel	keine	Planen, Deckel	Planen, Deckel	Planen, Deckel	Planen, Deckel	keine	Planen	Planen
Leergewicht des Zugs (Mg/Zug)	12	11	15	24	20	20	18	15	15	18	15
max. Zuladung (Mg) ^{a)}	28	12	25	16	20	20	22	25	25	22	25
Transportbehälter											
Länge ^{b)} (m)	6,0	4,50	5,20	7,0	2,6	7,0	4,8/5,2 ^{c)}	13,0	12,0	4,8/5,2 ^{c)}	13,0
Breite ^{b)} (m)	1,6	2,20	2,40	1,9	2,0	2,4	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4
Höhe ^{b)} (m)	1,6	1,50	1,50	2,0	2,0	2,25	2,25	2,3	2,3	2,4	2,4
Volumen (m ³) pro Transportbehälter	12,0	14,9	18,7	20,0	10,5	37,8	54,0	70,0	50,0	57,6	75,0
Anzahl Transportbehälter	1	2	2	1	3	2	2	1	1	2	1
Transportvolumen pro Zug (m ³)	12,0	29,7	37,4	20,0	31,5	75,6	54,0	70,0	50,0	115,2	75,0
Befüllungsgrad	95 %	90 %	90 %	95 %	90 %	90 %	90 %	90 %	95 %	90 %	90 %
Ladevolumen pro Zug (m³)	11,4	26,7	33,7	19,0	28,4	68,0	48,6	63,0	47,5	103,7	67,5

^{a)} berechnet aus max. Gesamtgewicht (40 Mg) und Leergewicht bzw. technische Auslegung der Behältnisse

^{b)} Angaben als liches Maß

^{c)} Länge Zugmaschine/Länge Anhänger

Quelle: Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.8: Daten zu den Behältnissen für den Schienentransport und Kombinierten Verkehr

Gutart	Schienentransport						Kombinierter Verkehr		
	Schüttgut					Stroh	Schüttgut	Stroh	
			schwer	leicht					
Transporttechnik	Awilog-Mulden	ACTS	Offener Wagen, ES 049	Offener Wagen, EAS 069 modifiziert	Silowagen, Ucs 909	Schiebewandwagen, Habbins 345	Silo, B 913	Offener Wechselbehälter, C 745	
Wagon									
Ladelänge (m)	18,53	18,53	8,76	14,50	n.r.	22,97	18,53	18,53	18,53
Ladebreite (m)	2,66	2,66	2,76	2,76	n.r.	2,74	2,66	2,66	2,66
Ladehöhe (m)	2,50	2,50	1,50	2,50	n.r.	2,40	2,90	2,90	2,90
Ladefläche (m ²)	49,28	49,28	24,18	40,02	n.r.	60,5	49,28	49,28	49,28
zulässiges Ladegewicht (Mg) ^{a)}	57	45	21	40	34	40	71	71	71
Transportbehälter									
Länge (innen) (m)	2,5	5,7	8,76	14,5	n.r.	23,0	8,9	7,25	7,25
Breite (innen) (m)	2,00	2,40	2,76	2,76	n.r.	2,7	2,45	2,45	2,45
Höhe (innen) (m)	1,75	2,25	1,50	2,5	n.r.	2,4	2,45	2,3	2,7
Volumen (m ³)	8,5	30,8	36,3	100,1	34,0	160,0	42,1	40,0	48,0
max. Traglast (Mg)	10	n.b.	21	40	21	40	n.b.	n.b.	n.b.
realisierbare Last (Mg)	8,1	15	21	40	21	40	27	14 ^{b)}	14 ^{b)}
Anzahl Transportbehälter pro Wagon	7	3	1	1	1	1	2	2	2
Transportvolumen pro Wagon (m ³)	59,5	92,3	36,3	100,1	34,0	160,0	84,2	80,0	96,0
Befüllungsgrad (%)	90 %	90 %	90 %	90 %	95 %	80 %	95 %	90 %	86 %
Ladevolumen pro Wagon (m³)	53,6	83,1	32,6	90,1	32,3	129,0	80,0	72,0	83,0

n.r. = nicht relevant, n.b. = nicht bekannt

^{a)} bei einer Transportgeschwindigkeit ≥ 90 km/h^{b)} aus 44 Mg Gesamtgewicht abzgl. Gewicht Wechselbehälter (je 1 Mg) und Leergewicht Lkw-Zug

Quelle: Firmeninformationen (2001)

Tab. A 3.9: Daten zu Radladern

Radlader Typ	46 kW	61 kW
Technische Daten		
Eigengewicht (Mg)	4,5	6,7
Ladehöhe mit Schaufel (m)	2,50	2,75
Ladehöhe mit Gabel für Paletten, Strohballen (m)	2,98	3,16
Ladevolumen Schaufel (m ³)	1	1,3
Lebensdauer (Bh)	15.000	
Lebensdauer (a)	12	
Betriebsstunden (Bh/a)	1.250	
Instandhaltung (% der Investition)	4 %	
Betriebsstoffe		
Dieserverbrauch (l/Bh)	9	11
Personalbedarf		
Bedienung (Ah/Bh)	1	
Wartung (Ah/a)	50	

Radlader Typ	46 kW	61 kW
Investition		
Investition (1.000 €)	41	46
Kosten (1.000 €/a)		
Kapitalkosten	5,1	5,8
Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Steuern	1,7	2,4
Betriebskosten	5,2	6,3
Personalkosten Wartung ^{a)}	1,0	1,0
Personalkosten Bedienung ^{a)}	25,0	25,0
Summe Kosten	38,0	40,5
Kosten (€/Bh)		
Kapitalkosten	4,1	4,6
Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Steuern	1,4	1,9
Betriebskosten	4,1	5,1
Personalkosten	20,8	20,8
Summe Kosten	30,4	32,4
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen		
Dieserverbrauch (kWh/Bh)	90,2	110,3
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	27,5	33,6
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)		
gesamt	1,16	1,19
dv. direkt	1,04	1,04

^{a)} mit Lohn Maschinenführer: 20 €/h

Quelle: Firmeninformationen (2001), KTBL (2000)

Tab. A 3.10: Annahmen zur Berechnung der Transportkosten landwirtschaftlicher Züge

Parameter	Wert
Langsam-Fahrstrecke ^{a)}	10 km
Schnell-Fahrstrecke ^{a)}	Gesamtstrecke abzgl. 10 km Langsam-Fahrstrecke
Durchschnittsgeschwindigkeit Langsam-Fahrstrecke	10 km/h
Durchschnittsgeschwindigkeit Schnell-Fahrstrecke	27 km/h
An- und Abfahrt zum Einsatzort	2 × 2 km mit 10 km/h
Be- und Entladezeit Vakuumfass	0,5 h
Rangier-/Rüst-/Entladezeit pro zwei Anhänger und Fahrt	0,4 h
Beladezeit von zwei Anhängern mit je max. 6 Mg Nutzlast	0,6 h
Beladezeit von zwei Anhängern mit je max. 14 Mg Nutzlast	0,7 h

^{a)} Die Transportstrecke entspricht der doppelten Transportentfernung (Hin- und Rückfahrt)

Quelle: Seufert (1999)

Tab. A 3.11: Daten zur Vollkostenrechnung für einen Lkw (Sattelzug)

	Sattelzug	dv. Zugmaschine	dv. Sattelaufleger
Technik und Bedienung			
Anzahl Achsen		zweiachsig	dreiachsig
zulässiges Gesamtgewicht (Mg)	40	18	22
Antriebsleistung (kW)	370	370	n.r.
Lebensdauer (1000 km)	n.r.	720	1.200
Laufleistung (1000 km/a)		120	
Einsatztage (d/a)		260	
Betriebsstunden (Bh/a)		2.400	
Lebensdauer (a)	n.r.	6	10
Betriebsstoffe			
Dieserverbrauch Lkw beim Laden/Rangieren der Container (l/Bh)	10	10	n.r.
Dieserverbrauch Lkw bei Überlandfahrt (l/km)	0,6	0,6	n.r.
Personalbedarf			
Bedienung (Ah/Bh)		1	
Wartung (Ah/a)		104	
Investitionen ^{a)}			
Investitionen (1.000 €)	120,8	92,0	28,8
Kosten (1.000 €/a)			
Kapitalkosten	22,4		
Kosten für Betriebsstoffe	29,8		
Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Steuern	69,1		
Autobahngebühr/Maut	1,3		
Personalkosten	49,5		
Gesamtkosten	172,1		
Kosten (€/Bh)			
Kapitalkosten	9,4		
Kosten für Betriebsstoffe	12,4		
Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Steuern	28,8		
Autobahngebühr/Maut	0,5		
Personalkosten	20,6		
Gesamtkosten	71,7		
Energieverbrauch und CO₂-Emissionen			
Dieserverbrauch (kWh/Bh)	301		
CO ₂ -Emissionen (kg CO ₂ -Äq./Bh)	92		
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)			
gesamt	1,7		
dv. direkt	1,04		

n.r. = nicht relevant

^{a)} Zugmaschine mit 40 % Rabatt, Sattelaufleger mit 30 % Rabatt

Quelle: Badische Gemeindeversicherung (2001), BDG (1999), BMVBW (2001), Finanzamt Karlsruhe (2001), Firmeninformationen (2001), Wendtland (1993)

Tab. A 3.12: Annahmen zur Berechnung der Transportkosten mit Lkw (Sattelzug)

Parameter	Wert
Transportentfernungen ^{a)}	
bei langsamer Fahrt (20 km/h)	5 km
bei mittelschneller Fahrt (50 km/h)	bis max. 45 km
bei schneller Fahrt (70 km/h)	Gesamtentfernung abzgl. 50 km
An- und Abfahrtszeit zum Einsatzort, inkl. Rüstzeit	0,7 h (2 × 10 km, davon 10 km mit langsamer und 10 km mit mittlerer Geschwindigkeit zurückgelegt)
Beladezeit	0,6 h (Radladerbeladung von 30 m ³ schweren Guts)
Entladezeit	0,2 h
Übernachtung	Die Übernachtungskosten sind in den Personalkosten enthalten.

^{a)} Die Transportstrecke entspricht der doppelten Transportentfernung (Hin- und Rückfahrt)

Quelle: Seufert (1999), Firmenangaben (2001)

Tab. A 3.13: Annahmen für den Vor- und Nachlauf auf der Straße für Transporte mit Awilog-Mulden

Behältersystem	Awilog-Mulden, 8,5 m ³ Behältervolumen, Planenabdeckung
transportiertes Gut	schweres Schüttgut, hier: entwässerter Klärschlamm
Schienentransport	7 Awilog-Mulden pro Wagon, ein Wagon pro Schienentransport
Straßentransport	
Vorlauf	Lkw mit Anhänger und Ladevorrichtung: 2 Fahrten mit drei Mulden und Anhänger, 1 Fahrt mit einer Mulde ohne Anhänger; jeweils über 10 km Transportentfernung
Nachlauf	Lkw ohne Anhänger: 7 Fahrten mit einer Mulde über 500 m vom Gleis bis zum Brennstoffannahnebunker

Tab. A 3.14: Einfluss der Lkw-Maut auf Gesamtkosten und Beschäftigungseffekte

	2002 ^{a)}	mit deutscher Lkw-Maut ab 2003 ^{b)}	mit Schweizer Lkw-Maut
Kosten (1.000 €/a)			
Autobahngebühr/Maut	1,3	20,9	84,0
Gesamtkosten	172,1	191,7	254,8
Kosten (€/Bh)			
Autobahngebühr/Maut	0,5	8,7	35
Gesamtkosten	71,7	79,9	106,2
Beschäftigungseffekte (Ah/Bh)			
gesamt	1,7	1,8	2,14
dv. direkt	1,04	1,04	1,04

n.r. = nicht relevant

^{a)} vgl. Werte aus Tab. A 3.11

^{b)} gemäß ABMG vom 11. April 2002

Quelle: Finanzamt Karlsruhe (2001)

Anhang zu Kap. 4.2

Tab. A 4.1: Daten zur Wärmeerzeugung in Zentralheizungsanlagen mit 30 kW Nennwärmeleistung als fossile Referenztechnologien

Verbrennungstechnologie	Einheit	Heizöl (HEL)	Erdgas
Technik			
Nennwärmeleistung	(MW _w)	0,03	0,03
Volllaststunden	(h/a)	1.600	1.600
Jahresnutzungsgrad (Wärme) ^{a)}		88 %	90 %
Brennstoffbedarf (H _u)	(MWh _{in} /a)	55	53
Wärmeproduktion beim Endverbraucher	(MWh _w /a)	48	48
Investitionen			
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	20,8	13
insgesamt, spezifisch	(€/kW _w)	693	433
- dv. für bauliche Anlagen	(1.000 €)	8	7
- dv. für maschinelle Anlagen	(1.000 €)	12,8	6
wirtschaftliche Lebensdauer: Bauliche Anlagen	(a)	50	50
wirtschaftliche Lebensdauer: Maschinelle Anlagen	(a)	15	15
Jahreskosten - Fixkosten			
Zins, vgl. Kap. 1.3.3		7 %	7 %
Kapitalkosten: Bauliche Anlagen	(€/a)	580	478
Kapitalkosten: Maschinelle Anlagen	(€/a)	1.405	703
Kapitalkosten, insgesamt	(€/a)	1.985	1.181
Personalaufwand ^{b)}	(AK)	0,001	0,001
Personalkosten	(€/a)	37	22
Instandhaltung und Wartung (2 % der Investition)	(€/a)	416	260
Summe Fixkosten	(€/a)	2.438	1.463
Jahreskosten - variable Kosten			
Brennstoffkosten	(€/MWh _{in})	23	31 ^{c)}
Brennstoffkosten, Leistungspreis	(€/kW _{installiert})	-	10
Brennstoffkosten, insgesamt	(€/a)	1.255	2.013
Fremdenergie (elektr. Strom für Kessel, Brenner)	(MWh/a)	0,53	0,50
Fremdenergie (elektr. Strom für Kessel, Brenner)	(€/a)	74	70
Summe variable Kosten	(€/a)	1.329	2.083
Wärmegestehungskosten			
spezifisch	(€/MWh_w)	78	74
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)			
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{in})	0,306	0,230
pro Jahr	(Mg CO ₂ -Äq./a)	17	12
spezifisch	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _w)	0,348	0,256
Beschäftigungseffekte			
direkt	(AK/a)	0,001	0,001
indirekt (für Anlagenbau und Betrieb)	(AK/a)	0,018	0,011
indirekt (für Brennstoffbereitstellung)	(AK/a)	0,001	0,009
Summe, direkt und indirekt	(AK/a)	0,021	0,021
spezifisch	(AK/TWh _w)	431	437

^{a)} Wärmeabgabe am Kesselausgang (ohne Berücksichtigung der Verteilungsverluste im Haus) in Relation zum Energiegehalt des eingesetzten Brennstoffs

^{b)} Personalaufwand: 1 AK = 1700 h/a bzw. 25.000 €/a

^{c)} Der angegebene mittlere Arbeitspreis ergibt sich aus gestaffelten Arbeitspreisen, der Leistungspreis kommt noch hinzu.

Tab. A 4.2: Daten zur Wärmeerzeugung in Heizwerken mit 500 kW Nennwärmeleistung mit Nahwärmenetz als fossile Referenztechnologien

Verbrennungstechnologie	Einheit	Heizöl (HEL)	Erdgas
Technik			
Nennwärmeleistung	(MW _w)	0,5	0,5
Volllaststunden	(h/a)	2.200	2.200
Jahresnutzungsgrad (Kessel) ^{a)}		91 %	91 %
Netzverteilungsverluste für Heizwasser in Fernheizungen	(MWh _w /MWh _w)	12 %	12 %
Jahresnutzungsgrad ^{b)}		80 %	80 %
Brennstoffbedarf (H _u)	(MWh _{in} /a)	1.380	1.380
Wärmeproduktion (netto) pro Jahr	(MWh _w /a)	1.100	1.100
Investitionen			
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	460	533
insgesamt, spezifisch	(€/kW _w)	920	1065
- dv. Heizwerk	(1.000 €)	190	200
- dv. Wärmeverteilung (Nahwärmenetz)	(1.000 €)	100	100
- dv. Anschlusskostenbeitrag für Erdgasnetz	(1.000 €)	-	63
- dv. verbraucherseitige Einrichtungen	(1.000 €)	100	100
- dv. Projektmanagement	(1.000 €)	70	70
- dv. für bauliche Anlagen	(1.000 €)	200	260
- dv. für maschinelle Anlagen	(1.000 €)	260	273
wirtschaftliche Lebensdauer: Bauliche Anlagen	(a)	50	50
wirtschaftliche Lebensdauer: Maschinelle Anlagen	(a)	20	20
Jahreskosten - Fixkosten			
Kapitalkosten: Bauliche Anlagen	(€/a)	14.500	18.800
Kapitalkosten: Maschinelle Anlagen	(€/a)	24.500	25.700
Kapitalkosten, insgesamt ^{c)}	(€/a)	39.000	44.500
Personalaufwand für Bedienung und Reinigung ^{d)}	(AK)	0,13	0,1
Personalkosten	(€/a)	6.500	5.000
Instandhaltung und Wartung (Fremdpersonal)	(€/a)	1.600	1.200
Steuern u. Versicherungen (0,2 % u. 0,3 % der Inv.)	(€/a)	2.300	2.700
Verwaltungskosten für Wärmeabrechnung	(€/a)	1.300	1.300
Summe Fixkosten	(€/a)	50.700	54.700
Jahreskosten - variable Kosten			
elektrischer Strom	(€/a)	2.300	2.300
Brennstoffkosten	(€/MWh _{in})	19	17
Brennstoffkosten	(€/a)	26.100	23.400 ^{e)}
Leistungspreis bei Erdgasanschluss	(€/a)	-	6.300
Summe variable Kosten	(€/a)	28.400	32.000
Wärmegestehungskosten			
spezifisch	(€/MWh _w)	71,90	86,700
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)			
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{in})	0,306	0,230
pro Jahr	(Mg CO ₂ -Äq./a)	420	320
spezifisch	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _w)	0,382	0,291
Beschäftigungseffekte			
direkt	(AK/a)	0,13	0,10
indirekt (für Anlagenbau und Betrieb)	(AK/a)	0,34	0,38
indirekt (für Brennstoffbereitstellung)	(AK/a)	0,02	0,10
Summe, direkt und indirekt	(AK/a)	0,49	0,58
spezifisch	(AK/TWh _w)	445	527

^{a)} Jahresnutzungsgrad ohne Berücksichtigung der Netzverteilungsverluste

^{b)} Wärmeabgabe beim Verbraucher unter Berücksichtigung der Netzverteilungsverluste in Relation zum Energiegehalt des eingesetzten Brennstoffs

^{c)} Die Kosten der Wärmeverteilung sind berücksichtigt.

^{d)} Personalaufwand: 1 AK = 1700 h/a bzw. 50.000 €/a

^{e)} Der angegebene mittlere Arbeitspreis ergibt sich aus gestaffelten Arbeitspreisen, der Leistungspreis kommt noch hinzu.

Tab. A 4.3: Daten zur Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken (500 MW_{el}) bzw. Strom- und Wärme-erzeugung in Erdgas-GuD-Anlagen als fossile Referenztechnologien

Technologie der Stromerzeugung	Einheit	Steinkohle- kraftwerk ^{a)}	Erdgas-GuD- Kraftwerk ^{a)}
Technik			
Elektrische Leistung (Netto-)	(MW _{el})	500	398
Volllaststunden für Stromerzeugung ^{a)}	(h/a)	5.000	5.000
Jahresnutzungsgrad (elektrisch)		42 %	55 %
Brennstoffbedarf (H _u)	(MWh _{in} /a)	5.952.000	3.618.000
Stromproduktion (netto) pro Jahr	(MWh _{el} /a)	2.500.000	1.990.000
Wärmeauskopplung pro Jahr, vergütet	(MWh _w /a)	entfällt	220.000
Investitionen			
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	550.000	150.000
insgesamt, spezifisch	(€/kW _{el})	1100	377
- dv. für bauliche Anlagen ^{b)}	(1.000 €)	220.000	60.000
- dv. für maschinelle Anlagen ^{b)}	(1.000 €)	330.000	90.000
wirtschaftliche Lebensdauer: Bauliche Anlagen	(a)	50	50
wirtschaftliche Lebensdauer: Maschinelle Anlagen	(a)	20	20
Jahreskosten - Fixkosten			
Kapitalkosten: Bauliche Anlagen	(1.000 €/a)	15.900	4.300
Kapitalkosten: Maschinelle Anlagen	(1.000 €/a)	31.100	8.500
Kapitalkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	47.000	12.800
Personalaufwand ^{c)}	(AK)	220	24
Personalkosten	(1.000 €/a)	11.000	1.200
Instandhaltung und Wartung (2 % der Investition)	(1.000 €/a)	11.000	3.000
Steuern u. Versicherungen (0,9 % u. 0,3 % der Inv.)	(1.000 €/a)	6.600	1.800
Summe Fixkosten	(1.000 €/a)	75.600	18.800
Jahreskosten - variable Kosten			
Hilfs- und Betriebsmittel	(1.000 €/a)	4.000	1.300
spezifisch	(€/MWh _{el})	1,60	0,65
Betriebsstoffe für Entschwefelung	(1.000 €/a)	1.900	-
spezifisch	(€/MWh _{el})	0,77	-
Brennstoffkosten	(1.000 €/a)	29.800	47.000
spezifisch	(€/MWh _{in})	5	13
Summe variable Kosten	(1.000 €/a)	35.700	48.300
Gesamtkosten			
Erlöse aus dem Wärmeverkauf: (Annahme: 20 €/MWh Wärme)	(1.000 €/a)	entfällt	4.400
Stromgestehungskosten	(1.000 €/a)	111.300	62.700
spezifisch	(€/MWh_{el})	44,50	31,50
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)			
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{in})	0,403	0,230
pro Jahr	(1.000 Mg CO ₂ -Äq./a)	2.399	832
spezifisch	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{el})	0,960	0,418
Beschäftigungseffekte			
direkt	(AK/a)	220	24
indirekt (für Anlagenbau und Betrieb)	(AK/a)	530	142
indirekt (für Brennstoffbereitstellung)	(AK/a)	523	209
Summe, direkt und indirekt	(AK/a)	1.273	375
spezifisch	(AK/TWh _{el})	509	188

^{a)} Die Abschätzungen beruhen überwiegend auf Angaben zum E.ON-Staudinger Steinkohlekraftwerk (Gemeinde Großkrotzenburg, 2002) bzw. der GuD-Anlage bei den Kraftwerken Mainz-Wiesbaden (Mühlstein, 1998; Müller, 2002; Bald et al., 1993). Das Steinkohlekraftwerk ging bereits 1992 ans Netz, gehört jedoch zu den neuesten in Deutschland. Die GuD-Anlage wurde 2001 in Betrieb genommen. Beide Anlagen werden gegenwärtig mit hohen Volllaststundenzahlen betrieben. Die in der Tabelle aufgeführten 5000 h/a entsprechen eher einem Durchschnittswert des bestehenden deutschen Kraftwerkparcs.

^{b)} Abgeschätzte Werte: 40 % für bauliche Anlagen, 60 % für maschinelle Anlagen

^{c)} Personalaufwand: 1 AK = 1700 h/a bzw. 50.000 €/a

Anhang zu Kap. 4.3

Tab. A 4.4: Daten zu Gülle-Biogasanlagen

Biogasanlagen	Einheit	Gülle-Vergärung		
		Anlagengrößen		
Fermentervolumen, brutto	(m ³)	200	600	2.500
BHKW-Leistung, insgesamt	(kW _{el})	12	32	136
Anzahl Fermenter		1	2	4
Durchsatz pro Jahr: Gülle (Frischmasse)	(Mg FM/a)	1.200	3.000	12.500
Durchsatz (Trockensubstanz)	(Mg TS/a)	108,0	270,0	1.125,0
dem Reaktor zugeführte oTS	(Mg oTS/a)	77,8	194,4	810,0
Gülle-Durchsatz in Großvieheinheiten	(GVE/a)	66,7	166,7	694,4
Verweilzeit im Reaktor, abgeleitet	(d)	54,8	65,7	65,7
Raumbelastung, durchschnittlich	(kg oTS/(m ³ *d))	1,07	0,89	0,89
Biogasertrag	(MWh/a)	244	619	2.581
Prozesswärme-Bedarf	(MWh/a)	54,0	137,4	514,8
Prozessstrom-Bedarf	(MWh _{el} /a)	17,1	37,2	120,0
Stromproduktion, brutto	(MWh _{el} /a)	68,4	185,8	800,0
Strom, eingespeist ins Netz	(MWh _{el} /a)	51,3	148,6	680,0
Wärmeproduktion, brutto	(MWh/a)	146,6	359,2	1.445,1
Wärmeproduktion, netto	(MWh/a)	92,7	221,8	930,3
Wärmeproduktion, vergütet	(MWh/a)	36,7	71,8	216,8
Wärmeerlös	(€/a)	958	1.878	5.665
Stromerlös nach EEG	(€/a)	5.247	15.200	69.534
<i>Stromerlös, nach Steinkohlestrom (zum Vergleich)</i>	(€/a)	2.284	6.617	30.272
Investitionen , insgesamt	(1.000 €)	73	134	380
- dv. für bauliche Anlagen	(1.000 €)	30	56	146
- dv. für maschinelle Anlagen	(1.000 €)	43	78	234
Kapitalkosten	(€/a)	6.895	12.621	36.270
Personalkosten	(€/a)	2.373	4.745	9.490
Instandhaltung, Wartung, Versicherung	(€/a)	1.853	3.874	13.300
Gesamtkosten	(€/a)	11.121	21.241	59.060
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschrift)	(€/MWh _{el})	198	130	79
Mehrkosten zur fossilen Referenz	(€/MWh _{el})	153,5	85,7	34,0
CO₂-Minderung (CO ₂ -Äquivalente)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	62,0	167,7	728,2
spezifisch	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{el})	1,209	1,128	1,071
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	127,0	76,0	31,8
Beschäftigungseffekte , insgesamt (brutto)	(AK/a)	0,17	0,33	0,78
- dv. direkt	(AK/a)	0,08	0,17	0,33
substituierte Beschäftigung, fossile Referenz	(AK/a)	0,03	0,08	0,35
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	0,14	0,25	0,43
spezifisch	(AK/TWh _{el})	2.730	1.680	630

Tab. A 4.5: Daten zu Gülle-Co-Vergärung und Bioabfall-Vergärung

Biogasanlagen	Einheit	Gülle-Co-Vergärung Anlagengrößen			Bioabfall- Vergärung	
		200	600	2.500	Nass: BTA	Trocken: Valorga
Fermentervolumen, brutto	(m ³)				2.400	4.000
BHKW-Leistung, insgesamt	(kW _{el})	22	66	294	495	1350
Anzahl BHKW		1	1	2	2	2
Anzahl Fermenter		1	2	4	3	1
Durchsatz pro Jahr: - Gülle (Frischmasse)	(Mg FM/a)	1.200	3.000	12.500	-	-
- Küchenabfall/Bioabfall	(Mg FM/a)	240	600	2.500	24.000	25.000
Durchsatz pro Jahr, insgesamt (Frischmasse)	(Mg FM/a)	1.440	3.600	15.000	24.000	25.000
Durchsatz (Trockensubstanz)	(Mg TS/a)	164,2	410,4	1.710,0	7.680,0	8.750,0
Durchsatz (oTS)	(Mg oTS/a)	130,3	325,7	1.357,2	5.376,0	7.437,5
dem Reaktor zugeführte oTS	(Mg oTS/a)	130,3	325,7	1.357,2	3.837,0	5.710,0
Gülle-Durchsatz in Großvieheinheiten	(GVE/a)	66,7	166,7	694,4		
Verweilzeit im Reaktor, abgeleitet	(d)	45,6	54,8	54,8	16,8	52,6
Raubelastung, durchschnittlich	(kg oTS/(m ³ *d))	1,78	1,49	1,49	4,38	5,09
Biogasertrag	(MWh/a)	455	1.248	5.199	9.946	23.028
Prozesswärme-Bedarf	(MWh/a)	75,6	191,4	739,9	2.233,7	1.747,2
Prozessstrom-Bedarf	(MWh _{el} /a)	19,8	46,4	171,6	2.350,0	1.820,0
Stromproduktion, brutto	(MWh _{el} /a)	131,9	386,8	1.715,8	3.381,5	8.290,1
Strom, eingespeist ins Netz	(MWh _{el} /a)	112,1	340,4	1.544,2	1.031,5	6.470,1
Wärmeproduktion, brutto	(MWh/a)	268,3	698,8	2.807,6	5.271,2	11.514,0
Wärmeproduktion, netto	(MWh/a)	192,8	507,3	2.067,7	3.037,5	9.766,8
Wärmeproduktion, vergütet	(MWh/a)	40,3	83,9	280,8		9.766,8
Wärmeerlös	(1.000 €/a)	1,05	2,19	7,34		195,3
Erlös für Co-Substrat/Bioabfall	(1.000 €/a)	7,2	18	75	2.760	2.000
Stromerlös nach EEG	(1.000 €/a)	11,47	34,81	157,91	105,48	595,9
Stromerlös, nach Steinkohlestrom (zum Vergl.)	(1.000 €/a)	4,99	15,16	68,75	45,92	288,1
Investitionen, insgesamt	(1.000 €)	111	213	631	17.900	9.880
- dv. für bauliche Anlagen	(1.000 €)	48	91	256	5.370	3.390
- dv. für maschinelle Anlagen	(1.000 €)	63	122	375	12.530	6.490
Kapitalkosten	(1.000 €/a)	10,4	20	59,7	1.765	958
Personalkosten	(1.000 €/a)	4,75	9,5	19	233	350
Instandhaltung, Wartung, Versicherung	(1.000 €/a)	3,02	6,9	25	367,2	249,8
Wasser, Abwasser, Entsorgung	(1.000 €/a)	-	-	-	299	185,7
zusätzlicher Transport	(1.000 €/a)	1,5	4,3	20,1	127,5	84
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	19,67	40,7	123,8	2.791,7	1.827,5
Stromgestehungskosten ^{a)}	(€/MWh _{el})	166	113	75	2.707	252
Stromgestehungskosten ^{b)}	(€/MWh _{el})	102	60	27	31	-57
Mehrkosten zur fossilen Referenz (ohne Erlös)	(€/MWh _{el})	121,4	68,3	30,9	2662	208
Mehrkosten zur fossilen Referenz (inkl. Erlös)	(€/MWh _{el})	57,2	15,5	-17,6	-13,6	-101
CO₂-Minderung (CO₂-Äquivalente)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	119,7	350,6	1554,8	869,6	9517,6
spezifisch	(Mg CO ₂ -Äq./MWh _{el})	1,068	1,030	1,007	0,843	1,471
CO ₂ -Minderungskosten (ohne Erlös)	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	113,7	66,3	30,7	3157,8	141,2
CO ₂ -Minderungskosten (inkl. Erlös)	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	53,6	15,0	-17,5	-16,2	-68,9
Beschäftigungseffekte, insgesamt (brutto)	(AK/a)	0,35	0,75	2,1	28	23
- dv. direkt	(AK/a)	0,21	0,45	1,2	7	10
substituierte Beschäftigung, fossile Referenz	(AK/a)	0,06	0,18	0,8	0,5	3,5
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	0,29	0,57	1,3	27,5	19,5
spezifisch	(AK/TWh _{el})	2.640	1.690	870	26.500	3.080

^{a)} inkl. Wärmegutschrift, ohne Erlös für Co-Substrate

^{b)} inkl. Wärmegutschrift, inkl. Erlös für Co-Substrate

Anhang zu Kap. 4.4

Tab. A 4.6: Daten zur anaeroben Stabilisierung auf Kläranlagen

Kläranlagengröße (EW)	Einheit	10.000	70.000	200.000	1.000.000
Technik					
Rohschlamm: Frischmasse	(Mg FM/a)	8.021	33.000	108.732	450.000
Durchsatz Trockensubstanz	(Mg TS/a)	281	1.320	4.241	18.000
Organische Trockensubstanz	(Mg oTS/a)	197	924	2.960	12.600
Betriebstemperatur	(°C)	37	37	39	39
Faulraumvolumen	(m ³)	1.200	3.000	7.200	43.200
Verweilzeit	(d)	54,6	33,2	24,2	35,0
Raumbelastung	(kg oTS/(m ³ *d))	0,5	0,8	1,1	0,8
Abbau der organischen TS	(Mg oTS/a)	83	512	1.763	8.003
Energieertrag Biogas	(MWh/a)	413	2.866	12.008	55.800
spezifischer Energieertrag Biogas	(MWh/Mg TS)	1,5	2,2	2,8	3,1
BHKW: Anzahl × Leistung	(n × kW _{el})	1 × 24	1 × 115	2 × 170, 1 × 490	2 × 1.000
elektrischer Wirkungsgrad		27 %	27 %	32 %	36 %
Stromertrag abzgl. Eigenbedarf	(MWh _{el} /a)	78	639	2.711	14.225
Wärmebedarf Reaktor	(MWh/a)	256	999	3.230	14.510
Wärmebereitstellung durch verfeuertes Heizöl	(MWh/a)	29	38	16	-
Wärmeertrag (Produktion - Eigenbedarf)	(MWh/a)	0	434	2.978	15.587
Verkaufte Wärme (für Gebäudeheizung)	(MWh/a)	0	44	700	704
Investitionen					
insgesamt	(1.000 €)	817	1.897	4.251	14.948
- dv. Bauanteil Faultürme (50 a Nutzung)	(1.000 €)	332	858	1.842	7.838
- dv. Betriebstechnik Faultürme (15 a Nutzung)	(1.000 €)	233	600	1.289	5.486
- dv. Gasspeicher und Leitungen (50 a Nutzung)	(1.000 €)	200	300	400	500
- dv. BHKW (15 a Nutzung)	(1.000 €)	40	114	599	974
- dv. Spitzenlastkessel (15 a Nutzung)	(1.000 €)	12	25	121	150
Kosten und Erlöse					
Kapitalkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	70	165	383	1.330
Kapitalkosten ohne Faulturm u. Betriebstechnik	(1.000 €/a)	20	37	108	160
Betriebsstoffe (Wärme, Strom, Wasser)	(1.000 €/a)	0,8	0,9	0,4	0,0
Wartung und Instandhaltung	(1.000 €/a)	14	34	83	282
Personalkosten	(1.000 €/a)	7	15	44	175
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	92	214	510	1.786
Gesamtkosten ohne Faulturm u. Betriebstechnik	(1.000 €/a)	42	86	235	616
Wärmeerlöse	(1.000 €/a)	0,2	0,9	14,5	14,6
Stromgestehungskosten					
- ohne Berücksichtigung der Wärmeerlöse	(€/MWh _{el})	1.180	335	188	126
- ohne Erlöse, ohne Investition f. d. Faulturm	(€/MWh _{el})	542	135	87	43
- mit Berücksichtigung der Wärmeerlöse	(€/MWh _{el})	1.177	334	183	125
- mit Erlösen, ohne Investition f. d. Faulturm	(€/MWh _{el})	539	134	81	42
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)					
zusätzlich durch fossile Zuführung	(Mg CO ₂ -Äq./a)	13,4	14,0	5,7	-
CO ₂ -Minderung durch verkaufte Wärme	(Mg CO ₂ -Äq./a)	3,7	14,6	232,9	234,2
CO ₂ -Minderung durch Stromeinspeisung	(Mg CO ₂ -Äq./a)	56,1	460,8	1.956,5	10.264,6
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	46,4	461,4	2.183,7	10.498,8
CO ₂ -Minderungskosten (mit Faulturminvest.)	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	1.901	401	171,5	108,5
CO ₂ -Minderungskosten (ohne Faulturminvest.)	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	831	123	45,6	-3,0
Beschäftigungseffekte					
insgesamt (brutto)	(AK/a)	0,85	1,9	4,8	17,3
- dv. direkt	(AK/a)	0,2	0,4	1,3	5,0

Kläranlagengröße (EW)	Einheit	10.000	70.000	200.000	1.000.000
substituierte Beschäftigung, fossile Referenz	(AK/a)	0,04	0,3	1,5	8,1
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	0,81	1,6	3,3	9,2
spezifisch	(AK/TWh _{el})	10.400	2.500	1.220	650

Anhang zu Kap. 4.5

Tab. A 4.7: Daten zur Wärmeerzeugung beim Kachelofen, bei der Kleinf Feuerung und beim Heizwerk

Verbrennungstechnologie	Einheit	8 kW _w - Kachelofen	30 kW _w - Kleinf Feuerung	500 kW _w - Heizwerk
		Scheitholz	Holzpellets	Waldrestholz
Technik				
Nennwärmeleistung	(MW _w)	0,008	0,03	0,5
Volllaststunden	(h/a)	900	1.600	2.200
Jahresnutzungsgrad (Wärme)		80 %	80 %	80 % ^{a)}
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Scheitholz, 83 % TS	(MWh _{in} /a)	9		
- Industrierestholz (Holzpellets), 92 % TS	(MWh _{in} /a)		60	
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)			1.185
Wärmebereitstellung beim Endverbraucher	(MWh _w /a)	7,2	48	1.100
Investitionen				
insgesamt	(1.000 €)	9,8	23,8	554
- dv. für Wärmeverteilung (Nahwärmenetz)	(1.000 €)	-	-	200
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	-	12,2	87
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	8,2	3,2	217
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	1,6	8,4	250
Wärmegestehungskosten^{b)}				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	1,73	3,34	74,6
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	0,89	2,25	48,0
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	0,28	1,24	33,8
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	0,28	1,18	20,0
spezifisch	(€/MWh _{in})	31,3	19,6	16,7
- dv. Kosten für Erdgas	(1.000 €/a)	-	-	9,3 ^{c)}
spezifisch	(€/MWh _{in})	-	-	20,8 ^{c)}
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	2,0	4,6	108
Wärmegestehungskosten	(€/MWh _w)	279	95	99
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	0,04	0,7	11
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	0,04	1,0	112
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	2,47	15,7	271
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	588	53	83
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	0,006	0,01	0,38
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	0,028	0,03	0,77
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	0,019	0,01	0,24
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	0,034	0,04	1,15
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	0,031	0,02	0,7
spezifisch	(AK/TWh _w)	4.305	417	636

^{a)} Jahresnutzungsgrad ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste im Wärmenetz

^{b)} Beim Heizwerk: Die Kosten der Wärmeverteilung sind berücksichtigt.

^{c)} Der angegebene mittlere Arbeitspreis ergibt sich aus gestaffelten Arbeitspreisen, der Leistungspreis kommt noch hinzu.

Tab. A 4.8: Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 10 MW_{in}-Heizkraftwerk, wärmegeführt

Verbrennungstechnologie	Einheit	10 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	10 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	10 MW _{in} -HKW (stationäre WS)
		Waldrestholz	Stroh	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung / elektrische Leistung	(MW _{in} / MW _{el})	10 / 1,5	10 / 1,5	10 / 1,5
Volllaststunden: Wärme / Strom	(h/a)	6.000 / 6.000	6.000 / 6.000	6.000 / 6.000
Jahresnutzungsgrad ^{a)} (Wärme / Strom)		54 % / 15 %	54 % / 15 %	54 % / 15 %
Brennstoffbedarf (H _U):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	60.000		60.000
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)		60.000	
Wärmebereitstellung beim Endverbraucher ^{b)}	(MWh _w /a)	34.200	34.200	34.200
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	9.000	9.000	9.000
Investitionen				
insgesamt	(1.000 €)	12.050	12.650	12.500
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	2.250	2.250	2.250
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	4.500	4.800	4.850
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	4.400	4.470	4.450
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	3.150	3.380	3.200
Wärme- und Stromgestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	1.830	1.900	1.890
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	1.140	1.190	1.180
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	1.330	1.260	1.330
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	1.090	1.020	1.090
spezifisch	(€/MWh _{in})	18,1	17,0	18,1
- dv. Kosten für Erdgas	(1.000 €/a)	201	201	201
spezifisch ^{c)}	(€/MWh _{in})	17,0	17,0	17,0
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	3.160	3.160	3.220
Stromvergütung	(1.000 €/a)	829	829	829
Wärmegestehungskosten	(€/MWh _w)	68	68	70
Gesamtkosten ^{d)}	(1.000 €/a)	2.890	2.890	2.950
Wärmevergütung ^{e)}	(1.000 €/a)	950	950	950
Stromgestehungskosten	(€/MWh _{el})	216	216	222
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	530	690	530
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	2.040	2.200	2.040
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	18.500	18.340	18.500
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	5,0	5,0	8,2
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	18	17	18
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	19	20	19
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	7	7	7
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	37	37	37
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	18	18	18
spezifisch	(AK/TWh _{el})	2.000	2.000	2.000

^{a)} beim Wärmenutzungsgrad ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste im Wärmenetz

^{b)} inklusive der fossil erzeugten Wärmemenge und unter Berücksichtigung der Wärmeverluste im Netz

^{c)} entspricht dem Arbeitspreis für das Erdgas, der Leistungspreis kommt noch hinzu

^{d)} ohne die Kosten für die Wärmeverteilung

^{e)} für die ab Werk eingespeiste Wärmemenge, ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten

Tab. A 4.9: Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 30 MW_{in}-Heizkraftwerk, stromgeführt

Verbrennungstechnologie	Einheit	30 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	30 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	30 MW _{in} -HKW (stationäre WS)
		Waldrestholz	Stroh	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung / elektrische Leistung	(MW _{in} / MW _{el})	30 / 5,7	30 / 5,7	30 / 5,7
Volllaststunden: Wärme / Strom	(h/a)	4.000 / 7.000	4.000 / 7.000	4.000 / 7.000
Jahresnutzungsgrad ^{a)} (Wärme / Strom)		59 % / 19 %	59 % / 19 %	59 % / 19 %
Brennstoffbedarf (H _{in}):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	210.000		210.000
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)		210.000	
Wärmebereitstellung beim Endverbraucher ^{b)}	(MWh _w /a)	68.145	68.145	68.145
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	39.900	39.900	39.900
Investitionen				
insgesamt	(1.000 €)	31.610	33.110	32.610
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	2.810	2.810	2.810
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	12.580	13.400	13.380
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	12.100	12.250	12.220
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	6.930	7.460	7.010
Wärme- und Stromgestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	4.630	4.810	4.760
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	3.030	3.170	3.130
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	4.870	4.970	4.870
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	4.360	4.460	4.360
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,8	21,2	20,8
- dv. Kosten für Erdgas	(1.000 €/a)	420	420	420
spezifisch ^{c)}	(€/MWh _{in})	17,0	17,0	17,0
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	9.500	9.780	9.630
Stromvergütung	(1.000 €/a)	3.471	3.471	3.471
Wärmegestehungskosten	(€/MWh _w)	88	93	90
Gesamtkosten ^{d)}	(1.000 €/a)	9.160	9.440	9.300
Wärmevergütung ^{e)}	(1.000 €/a)	1.550	1.550	1.550
Stromgestehungskosten	(€/MWh _{el})	191	198	194
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	2.900	3.450	2.900
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	4.730	5.270	4.730
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	57.290	56.750	57.290
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	42	47	45
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	72	126	72
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	46	47	47
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	15	15	15
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	118	173	119
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	68	123	69
spezifisch	(AK/TWh _{el})	1.704	3.083	1.729

^{a)} beim Wärmenutzungsgrad ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste im Wärmenetz

^{b)} inklusive der fossil erzeugten Wärmemenge und unter Berücksichtigung der Wärmeverluste im Netz

^{c)} entspricht dem Arbeitspreis für das Erdgas, der Leistungspreis kommt noch hinzu

^{d)} ohne die Kosten für die Wärmeverteilung

^{e)} für die ab Werk eingespeiste Wärmemenge, ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten

Tab. A 4.10: Daten zur Wärme- und Stromerzeugung im 67 MW_{in}-Heizkraftwerk, stromgeführt

Verbrennungstechnologie	Einheit	67 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	67 MW _{in} -HKW (Rostfeuerung)	67 MW _{in} -HKW (stationäre WS)
		Waldrestholz	Stroh	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung / elektrische Leistung	(MW _{in} / MW _{el})	67 / 13,4	67 / 13,4	67 / 13,4
Volllaststunden: Wärme / Strom	(h/a)	4.000 / 7.000	4.000 / 7.000	4.000 / 7.000
Jahresnutzungsgrad ^{a)} (Wärme / Strom)		60 % / 20 %	60 % / 20 %	60 % / 20 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	466.700		466.700
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)		466.700	
Wärmebereitstellung beim Endverbraucher ^{b)}	(MWh _w /a)	148.760	148.760	148.760
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	93.340	93.340	93.340
Investitionen				
insgesamt	(1.000 €)	56.330	58.630	57.930
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	4.630	4.630	4.630
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	23.280	24.750	24.480
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	21.750	21.980	22.000
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	11.300	11.900	11.450
Wärme- und Stromgestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	7.940	8.230	8.150
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	5.430	5.650	5.590
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	10.740	10.960	10.750
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	9.690	9.910	9.690
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,8	21,2	20,8
- dv. Kosten für Erdgas	(1.000 €/a)	871	871	871
spezifisch ^{c)}	(€/MWh _{in})	17,0	17,0	17,0
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	18.680	19.190	18.900
Stromvergütung	(1.000 €/a)	8.121	8.121	8.121
Wärmegestehungskosten	(€/MWh _w)	71	74	72
Gesamtkosten ^{d)}	(1.000 €/a)	18.110	18.620	18.330
Wärmevergütung ^{e)}	(1.000 €/a)	3.500	3.500	3.500
Stromgestehungskosten	(€/MWh _{el})	157	162	159
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	6.450	7.660	6.450
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	10.500	11.720	10.500
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	130.880	129.660	130.880
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	22	26	24
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	159	279	159
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	76	78	78
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	20	20	20
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	235	357	237
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	123	245	125
spezifisch	(AK/TWh _{el})	1.318	2.625	1.339

^{a)} beim Wärmenutzungsgrad ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste im Wärmenetz

^{b)} inklusive der fossil erzeugten Wärmemenge und unter Berücksichtigung der Wärmeverluste im Netz

^{c)} entspricht dem Arbeitspreis für das Erdgas, der Leistungspreis kommt noch hinzu

^{d)} ohne die Kosten für die Wärmeverteilung

^{e)} für die ab Werk eingespeiste Wärmemenge, ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten

Tab. A 4.11: Daten zur alleinigen Stromerzeugung im 67 MW_{in}-Biomassekraftwerk (20 MW_{el})

Verbrennungstechnologie	Einheit	67 MW _{in} -KW (Rostfeuerung)	67 MW _{in} -KW (Rostfeuerung)	67 MW _{in} -KW (stationäre WS)
		Waldrestholz	Stroh	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung / elektrische Leistung	(MW _{in} / MW _{el})	67 / 20	67 / 20	67 / 20
Volllaststunden: Strom	(h/a)	7.000	7.000	7.000
Jahresnutzungsgrad (Strom)		30 %	30 %	30 %
Brennstoffbedarf (H _{in}):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	466.700		466.700
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)		466.700	
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	140.000	140.000	140.000
Investitionen				
insgesamt	(1.000 €)	47.300	49.600	48.900
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	23.280	24.750	24.480
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	15.290	15.500	15.540
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	8.730	9.350	8.880
Wärme- und Stromgestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	6.870	7.160	7.080
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	4.630	4.860	4.800
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	9.820	10.030	9.830
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	9.690	9.910	9.690
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,8	21,2	20,8
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	16.690	17.190	16.910
Stromgestehungskosten	(€/MWh _{el})	119	123	121
Stromvergütung ^{a)} (zum Vergleich)	(€/MWh _{el})	86	86	86
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	6.450	7.660	6.450
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	6.450	7.660	6.450
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	127.950	126.740	127.950
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	82	87	83
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	159	279	159
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	64	66	66
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	20	20	20
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	223	345	225
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	152	274	154
spezifisch	(AK/TWh _{el})	1.086	1.957	1.100

^{a)} Stromvergütung gemäß EEG (Stand: 2002)

Tab. A 4.12: Daten zur Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk

Verbrennungstechnologie	Einheit	Co-Verbrennung		
		Waldrestholz	Stroh	Faulschlamm
Technik				
elektrische Leistung des Steinkohlekraftwerks	(MW _{el})	500	500	500
biogene Brennstoffleistung	(MW _{in})	119	119	3
Volllaststunden: Strom	(h/a)	5.000	5.000	5.000
Jahresnutzungsgrad (Strom)		42 %	42 %	42 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in/a})	595.400		
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in/a})		595.400	
- Faulschlamm (mechanisch entw.), 25 % TS	(MWh _{in/a})			14.300
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el/a})	250.000	250.000	6.000
Investitionen ^{a)}				
insgesamt	(1.000 €)	20.500	20.900	5.330
Aufteilung der Investitionen nach Nutzungszeit:				
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 15 a	(1.000 €)	12.100	12.100	1.810
- Anlagentechnik, Nutzungszeit von 20 a	(1.000 €)	5.600	5.600	1.650
- Bautechnik, Nutzungszeit von 50 a	(1.000 €)	2.800	3.200	1.870
Stromgestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	2.750	2.730	647
- dv. Kapitalkosten	(1.000 €/a)	2.060	2.090	490
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	12.440	12.710	-2.222
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	12.370	12.640	-2.293 ^{b)}
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,8	21,2	-160
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	15.190	15.440	-1.575
Erlöse durch die Einsparung von Steinkohle	(1.000 €/a)	2.977	2.977	71,5
Stromgestehungskosten	(€/MWh _{el})	93	94	-230
Stromgestehungskosten im Steinkohlekraftwerk ^{c)}	(€/MWh _{el})	44,5	44,5	44,5
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	8.230	9.780	-8.570
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	8.230	9.780	-8.570
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	230.440	228.810	13.140
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	53	54	-126
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	203	356	40
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	22	22	5
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	2,5	1,3	0,4
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	225	378	45
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	173	326	44
spezifisch	(AK/TWh _{el})	692	1.302	7.360

^{a)} Es sind ausschließlich die zusätzlichen Investitionen für die Co-Verbrennung aufgeführt.

^{b)} Erlöse für die Annahme von Faulschlamm; daraus ergibt sich für die Kosten ein negativer Wert.

^{c)} Als Vergleich dienen die Stromerzeugungskosten eines Steinkohlekraftwerks ohne die Zuführung von Biomasse.

Anhang zu Kap. 4.6

(1) Erläuterungen zur Verwendung von Lernkurven

Während der frühen Entwicklungsphasen neuer Technologien sind in der Regel Kostendegressionen zu verzeichnen, die zunächst rasch und dann zunehmend langsamer erfolgen. Dabei zeigt sich meist ein typischer Zusammenhang zwischen den Investitionen für eine bestimmte Art von Anlagen und der Zahl der insgesamt erstellten Anlagen dieser Art. Bei jeder Verdopplung der Zahl der erstellten Anlagen ist eine Kostenverringerung um jeweils etwa den gleichen Prozentsatz zu beobachten. Dieser Prozentsatz hängt von der Komplexität der betrachteten Technologien ab. Bei Technologien mit Modulen aus unterschiedlichen Technologiebereichen spielt der Entwicklungsstand dieser Technologiebereiche eine Rolle.

Wenn es z.B. um einen Prozentsatz von 15 % bei der Verdopplung geht, spricht man von einem „Fortschrittsfaktor“ von 0,85.

Bei den in dieser Studie diskutierten Anlagen mit integrierter Vergasung wurden in Anlehnung an Faaij et al. (1998) mit den Fortschrittsfaktoren für die Teilbereiche der Vergasertechnologien aus Tab. A 4.13 gerechnet.

Tab. A 4.13: Fortschrittsfaktoren für Teilbereiche der Vergasertechnologien

Teilbereich	Fortschrittsfaktor
Brennstoffvorbereitung	0,95
Vergaserteil und Gasreinigung	0,80
Gaskühlung	0,95
Gasturbine	0,85
Wärmerückgewinnung und Dampfturbine	0,95
Mess- und Regeltechnik, Verrohrung	0,80

Beim Ansatz dieser Fortschrittsfaktoren ergibt sich für die in Kap. 4.6 diskutierten einstufigen Wirbelschichtvergaser rechnerisch eine Verringerung der spezifischen Kosten um 38,5 %, wenn man von der ersten zur zehnten Anlage übergeht. Es ist zu betonen, dass derartige Abschätzungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.

(2) Erläuterungen zu den ökonomisch relevanten Eingangsdaten für die Modellanlagen in Kap. 4.6

(a) Ansätze von Wirkungsgraden bei der Erzeugung von Strom und Wärme

Für die Modellanlagen mit der atmosphärischen Vergasung in einer zirkulierenden Wirbelschicht und anschließender Gasverwendung in GuD-Kreisläufen mit einer Trocknungsanlage für Holzhackschnitzel wurde von Angaben von den Uil (2000) ausgegangen. Dort wird ein elektrischer Netto-Wirkungsgrad von 41,7 % (bezogen auf den unteren Heizwert des Brennstoffs) für ein 30 MW_{el}-Kraftwerk genannt.

Es wird weiter angenommen, dass sich der elektrische Netto-Wirkungsgrad (η_{el}) nur schwach mit der Leistung (P) erhöht, und zwar nach der folgenden Gleichung:

$$\frac{\eta_{el,2}}{\eta_{el,1}} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{0,025}$$

Dieser Ansatz stützt sich auf eine Auswertung von Angaben von Bridgwater et al. (1995), Solantausta et al. (1997) und Faaij et al. (1998). Dieser Ansatz führt bei 20 MW_{el}-Kraftwerken zu einem elektrischen Wirkungsgrad von 39 % und bei Kraftwerken mit 3,7 MW_{el} zu 37 %.

Soweit bei den Modellanlagen eine Fernwärmeauskopplung unterstellt wird, muss eine Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades angesetzt werden. Dabei wird veranschlagt, dass jeder Prozentpunkt für die ausgekoppelte Wärme mit 0,2 Prozentpunkten Abzug beim elektrischen Wirkungsgrad „zu bezahlen“ ist.

Für die Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad wird jeweils eine Obergrenze angesetzt, die von der Vergaserleistung abhängt. Diesbezüglich wird von der Einschätzung ausgegangen, dass sich bei der Kühlung des Rohgases aus dem Vergaser sinnvoll nur etwa 8 % der dem Vergaser zugeführten Brennstoffenergie als Wärme auskoppeln lassen.

Der Hauptteil der Wärmeauskopplung wird in den Bereichen der Gasverwendung mit Gasmotoren, GuD-Kreisläufen oder Brennstoffzellen erfolgen. Dabei werden Obergrenzen für den Prozentsatz veranschlagt, mit dem das erzeugte gereinigte Kaltgas in die Summe von Strom und Wärme umgesetzt werden kann. Diese Summen werden mit 75 % bei Anlagen mit einer Brennstoffleistung von 10 MW_{in} und mit 70 % bei 2 MW_{in} sowie mit 65 % bei 0,2 MW_{in} veranschlagt.

Bezüglich des elektrischen Wirkungsgrades von Gasmotoren wird auf Angaben der AG BHKW (2001) zurückgegriffen. Ergänzend werden gewisse Wirkungsgradnachteile beim Übergang von Erdgas auf mittelkaloriges Gas und weiter auf schwachkaloriges Gas²⁵ – entsteht bei der Vergasung mit Luft – veranschlagt:

- 1 Prozentpunkt Abzug am elektrischen Wirkungsgrad beim Übergang von Erdgas zu einem mittelkalorigen Gas,
- 3 Prozentpunkte Abzug am elektrischen Wirkungsgrad beim Übergang von Erdgas zu einem schwachkalorigen Gas.

(b) Annahmen zu den spezifischen Investitionen der Modellanlagen

Für einstufige Verfahren der Vergasung in einer atmosphärisch betriebenen zirkulierenden Wirbelschicht mit einer anschließenden Gasverwendung mit GuD-Kreislauf werden die Angaben von den Uil (2000) übernommen, die für 30 MW_{el}-Anlagen angegeben werden und sich auf ca. 2700 €/kW_{el} belaufen. Diese spezifischen Investitionen werden für die erste Anlage unterstellt. Gemäß den in Punkt (1) erläuterten Kostenreduktionen beim Übergang von der ersten zur zehnten Anlage wird mit einer möglichen Verringerung der spezifischen Investitionen um 38,5 % gerechnet, was zu 1660 €/kW_{el} führt.

²⁵ Mittelkalorige Gase haben einen Brennwert in einem Bereich von 2,5 bis 4 kWh/Nm³, schwachkalorige Gase unter 2,5 kWh/Nm³ (Schramek, 1992).

Bezüglich der Leistungsabhängigkeit (P) der spezifischen Investitionen (I) wird wie bei Bridgwater et al. (1995) für Anlagen über 5 MW_{in} folgende Gleichung veranschlagt:

$$\frac{I_2}{I_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{-0,3}$$

Für den Übergang von einstufigen, mit Luft als Vergasungsmittel betriebenen Vergasern mit einer zirkulierenden Wirbelschicht auf die technisch aufwendigeren zweistufigen Verfahren der Vergasung mit Wasserdampf als Vergasungsmittel und einem resultierenden mittelkalorigen Gas wird eine Erhöhung der spezifischen Anlageinvestitionen von 33 % geschätzt. Dieser Schätzung liegt die Annahme zugrunde, dass sich die spezifischen Kosten für die Bereiche der Vergasung und der Gasreinigung um jeweils 60 % erhöhen, während die Bereiche der Brennstoffvorbereitung und der Brennstofftrocknung unberührt bleiben. Die genannten Annahmen stützen sich auf Angaben von den Uil (2000) und auf eigene Einschätzungen.

Beim Übergang von Vergasern, die statt auf naturbelassenes Holz auf schwierigere halmartige Brennstoffe wie Stroh ausgelegt sind, gibt es teilweise gegenläufige Kostenfaktoren, die mit den aufgrund eigener Einschätzungen veranschlagten prozentualen Änderungen der spezifischen Investitionen in Tab. A 4.14 aufgeführt sind.

Tab. A 4.14: Prozentuale Änderung der spezifischen Investitionen beim Übergang von Holz auf halmartige Brennstoffe

Teilschritte des Vergasungsprozesses	Prozentuale Änderung
Brennstoffvorbereitung	+50 %
Brennstofftrocknung	-100 %
Vergasung	+10 %
Gasreinigung	+20 %

Für den gesamten Vergaserteil ergibt sich daraus eine geringfügige Erhöhung der spezifischen Investitionen um 6 %.

Festbettvergaser dürften im Falle ihrer technischen Bewährung bei kleineren Anlagen Kostenvorteile gegenüber Wirbelschichtvergasern haben. Quantitativ wird in dieser Studie von der Einschätzung ausgegangen, dass die Vorteile der Festbettvergaser hinsichtlich der spezifischen Investitionen unterhalb von 2 MW_{in} beginnen. Es wird weiter vermutet, dass sich im Bewährungsfalle dieser vergleichsweise kleinen Anlagen die Auswirkungen der Größendegression und der höheren Stückzahl von Anlagen weitgehend neutralisieren. Deshalb werden bei den Modellanlagen bei 2 MW_{in} und bei 0,2 MW_{in} die gleichen spezifischen Investitionen von etwa 920 €/kW veranschlagt.

Bei einigen Modellanlagen erfolgt die Gasverwendung durch Gasmotoren. Die spezifischen Investitionen hierfür werden entsprechend den Zusammenstellungen der AG BHKW (2001) angesetzt.

Sofern eine Auskopplung von Fernwärme erfolgt, müssen die erforderlichen Investitionen und die zugehörigen Kosten für die Spitzenheizwerke und für den Aufbau von Verteilungsnetzen für die ggf. ausgekoppelte Wärme veranschlagt werden.

Beim Ansatz der Investitionen für Spitzenheizwerke und für Wärmeverteilungsnetze wird auf die in Kap. 4.5 aufgeführten Daten zurückgegriffen, wobei Interpolationen zur Anpassung an die jeweilige Wärmeleistung der Modellanlagen zur Vergasung erfolgten.

Bezüglich der Spitzenauslastung der Wärmeverteilungsnetze wurde in Kap. 4.6 ein Auslastungsfaktor von 0,6 angenommen, um nicht von idealisierten Verhältnissen auszugehen.

Tab. A 4.15: Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle I

Vergasungstechnologie	Einheit	Gleichstrom FB; Luft; Gasmotor	Gleichstrom FB; Luft; Gasmotor	ZWS, 1-stufig; Luft; Gasmotor
		Waldrestholz	Waldrestholz	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung	(MW _{in})	0,2	2	10
elektrische Leistung	(MW _{el})	0,04	0,5	2,8
Volllaststunden: Strom / Wärme	(h/a)	5.000 / 2.500	5.000 / 3.000	5.000 / 4.000
elektrischer Jahresnutzungsgrad		19 %	23 %	28 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	1.000	10.000	50.000
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	190	2.300	13.900
Wärmeproduktion ^{a)} (netto)	(MWh _w /a)	100	1.200	10.700
Investitionen				
insgesamt, spezifisch	(€/kW _{el})	7.690	5.220	2.760
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	290	2.410	7.660
- dv. für Gaserzeugung	(1.000 €)	190	1.840	5.670
- dv. für Gasverwendung	(1.000 €)	50	260	810
- dv. für Spitzenlastkessel	(1.000 €)	-	70	350
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	50	240	830
- dv. Investitionen für Bau (geschätzt: 40 %)	(1.000 €)	116	964	3.064
- dv. Investitionen für Technik (geschätzt: 60 %)	(1.000 €)	174	1.446	4.596
Strom- und Wärmegestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	50	390	1.180
- dv. Kapitalkosten ^{b)}	(1.000 €/a)	30	230	740
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	20	180	960
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	20	170	910
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,0	17,0	18,2
- dv. Kosten für Heizöl	(1.000 €/a)	-	10	50
spezifisch	(€/MWh _{in})	-	19,0	19,0
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	70	570	2.140
Stromgestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _{el})	294	213	125
Wärmegestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _w)	550	302	91
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	9	90	450
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	20	200	1.150
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	200	2.400	15.450
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	260	160	50
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	0,3	3	14
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	0,6	5	14
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	0,4	3,5	9
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	0,9	8	28
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	0,8	6,5	17
spezifisch	(AK/TWh _{el})	4.290	2.840	1.230

^{a)} produzierte Wärme, inkl. Spitzenlastkessel

^{b)} Annahmen zur wirtschaftlichen Lebensdauer:

- für Bau und Wärmenetz: 50 a

- für Technik: 15 a

^{c)} Ansätze für die Wärmevergütung bzw. Stromvergütung siehe Kap. 4.6

Tab. A 4.16: Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle II

Vergasungstechnologie	Einheit	ZWS, 2-stufig; Dampf; Gasmotor	ZWS, 2-stufig; Dampf; Brennstoffzelle	ZWS, 2-stufig; Dampf; Gasmotor
		Waldrestholz	Waldrestholz	Stroh
Technik				
Brennstoffleistung	(MW _{in})	10	10	10
elektrische Leistung	(MW _{el})	2,9	4,1	3,0
Volllaststunden: Strom / Wärme	(h/a)	5.000 / 4.000	5.000 / 4.000	5.000 / 4.000
elektrischer Jahresnutzungsgrad		29 %	41 %	30 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	50.000	50.000	
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)			50.000
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	14.250	20.600	14.900
Wärmeproduktion ^{a)} (netto)	(MWh _w /a)	10.400	5.600	13.700
Investitionen				
insgesamt, spezifisch	(€/kW _{el})	3.370	3.030	3.460
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	9.600	12.500	10.300
- dv. für Gaserzeugung	(1.000 €)	7.600	7.600	8.060
- dv. für Gasverwendung	(1.000 €)	840	4.160	830
- dv. für Spitzenlastkessel	(1.000 €)	340	200	430
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	820	540	980
- dv. Investitionen für Bau (geschätzt: 40 %)	(1.000 €)	3.840	5.000	4.120
- dv. Investitionen für Technik (geschätzt: 60 %)	(1.000 €)	5.760	7.500	6.180
Strom- und Wärmegestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	1.470	1.910	1.580
- dv. Kapitalkosten ^{b)}	(1.000 €/a)	920	1.180	990
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	950	930	900
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	910	910	850
spezifisch	(€/MWh _{in})	18,2	18,2	17,0
- dv. Kosten für Heizöl	(1.000 €/a)	40	20	50
spezifisch	(€/MWh _{in})	19,0	19,0	19,0
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	2.420	2.840	2.480
Stromgestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _{el})	143	127	134
Wärmegestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _w)	121	190	92
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	450	450	580
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	1.100	800	1.450
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	15.800	20.700	17.050
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	68	74	52
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	14	14	14,5
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	19	25	20
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	12	16	13
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	33	39	34,5
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	22	26	21,5
spezifisch	(AK/TWh _{el})	1.500	1.280	1.440

^{a)} produzierte Wärme, inkl. Spitzenlastkessel^{b)} Annahmen zur wirtschaftlichen Lebensdauer:

- für Bau und Wärmenetz: 50 a

- für Technik: 15 a

^{c)} Ansätze für die Wärmevergütung bzw. Stromvergütung siehe Kap. 4.6

Tab. A 4.17: Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle III

Vergasungstechnologie	Einheit	ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD	Co-Vergasung; WS	ZWS, 1-stufig; Luft; GuD
		Stroh	Waldrestholz	Waldrestholz
Technik				
Brennstoffleistung	(MW _{in})	10	50	50
elektrische Leistung	(MW _{el})	3,8	19,3	19,5
Volllaststunden: Strom / Wärme	(h/a)	5.000 / 4.000	5.000 / -	5.000 / -
elektrischer Jahresnutzungsgrad		38 %	39 %	39 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)		250.000	250.000
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)	50.000		
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	18.800	96.500	97.500
Wärmeproduktion ^{a)} (netto)	(MWh _w /a)	10.800	-	-
Investitionen				
insgesamt, spezifisch	(€/kW _{el})	3.910	600	1.770
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	14.700	11.600	34.500
- dv. für Gaserzeugung	(1.000 €)	8.060	11.600	17.500
- dv. für Gasverwendung	(1.000 €)	5.460	-	17.000
- dv. für Spitzenlastkessel	(1.000 €)	350	-	-
- dv. für Wärmeverteilung (Wärmenetz)	(1.000 €)	830	-	-
- dv. Investitionen für Bau (geschätzt: 40 %)	(1.000 €)	5.880	4.640	13.800
- dv. Investitionen für Technik (geschätzt: 60 %)	(1.000 €)	8.820	6.960	20.700
Strom- und Wärmegestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	2.260	1.770	5.300
- dv. Kapitalkosten ^{b)}	(1.000 €/a)	1.400	1.080	3.230
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	880	4.500	4.500
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	850	4.500	4.500
spezifisch	(€/MWh _{in})	17,0	18,0	18,0
- dv. Kosten für Heizöl	(1.000 €/a)	30	-	-
spezifisch	(€/MWh _{in})	19,0	-	-
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	3.140	6.270	9.800
Stromgestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _{el})	146	98	101
Wärmegestehungskosten ^{c)}	(€/MWh _w)	148	-	-
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	580	2.250	2.250
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	1.300	2.250	2.250
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	20.000	98.500	98.500
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	78	57	60
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	14,5	70	70
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	29	24	71
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	19	16	47
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	43,5	94	141
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	29,5	72	91
spezifisch	(AK/TWh _{el})	1.560	760	940

^{a)} produzierte Wärme, inkl. Spitzenlastkessel

^{b)} Annahmen zur wirtschaftlichen Lebensdauer:

- für Bau und Wärmenetz: 50 a

- für Technik: 15 a

^{c)} Ansätze für die Wärmevergütung bzw. Stromvergütung siehe Kap. 4.6

Tab. A 4.18: Daten zu den Vergasungstechnologien, Tabelle IV

Vergasungstechnologie	Einheit	ZWS, 2-stufig; Luft; GuD	ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD	ZWS, 2-stufig; Dampf; GuD
		Waldrestholz	Waldrestholz	Stroh
Technik				
Brennstoffleistung	(MW _{in})	150	150	150
elektrische Leistung	(MW _{el})	60	60	63
Volllaststunden: Strom / Wärme	(h/a)	5000 / -	5000 / -	5000 / -
elektrischer Jahresnutzungsgrad		40 %	40 %	42 %
Brennstoffbedarf (H _u):				
- Waldrestholz (Hackschnitzel), 50 % TS	(MWh _{in} /a)	750.000	750.000	
- Stroh (Quaderballen), 86 % TS	(MWh _{in} /a)			750.000
Stromproduktion (netto)	(MWh _{el} /a)	300.000	300.000	315.000
Investitionen				
insgesamt, spezifisch	(€/kW _{el})	1.250	1.460	1.460
insgesamt (Basis 1999)	(1.000 €)	75.000	87.800	92.200
- dv. für Gaserzeugung	(1.000 €)	37.800	50.550	53.100
- dv. für Gasverwendung	(1.000 €)	37.200	37.250	39.100
- dv. Investitionen für Bau (geschätzt: 40 %)	(1.000 €)	30.000	35.120	36.880
- dv. Investitionen für Technik (geschätzt: 60 %)	(1.000 €)	45.000	52.680	55.320
Strom- und Wärmegestehungskosten				
Fixkosten, insgesamt	(1.000 €/a)	11.520	13.470	14.150
- dv. Kapitalkosten ^{a)}	(1.000 €/a)	7.020	8.210	8.620
Variable Kosten, insgesamt	(1.000 €/a)	15.600	15.600	15.900
- dv. Kosten für biogene Brennstoffe	(1.000 €/a)	15.600	15.600	15.900
spezifisch	(€/MWh _{in})	20,8	20,8	21,2
Gesamtkosten	(1.000 €/a)	27.120	29.070	30.050
Stromgestehungskosten ^{b)}	(€/MWh _{el})	90	97	95
CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente)				
brennstoffbedingt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	10.400	10.400	12.300
gesamt	(Mg CO ₂ -Äq./a)	10.400	10.400	12.300
CO ₂ -Minderung (netto)	(Mg CO ₂ -Äq./a)	277.600	277.600	290.100
CO ₂ -Minderungskosten	(€/Mg CO ₂ -Äq.)	50	57	55
Beschäftigungseffekte				
brennstoffbedingt	(AK/a)	250	250	451
gesamt, anlagenbedingt	(AK/a)	155	181	190
- dv. direkt, anlagenbedingt	(AK/a)	102	120	125
Gesamtbeschäftigung (brutto)	(AK/a)	405	431	641
Mehrbeschäftigung (netto)	(AK/a)	152	278	481
spezifisch	(AK/TWh _{el})	840	930	1.530

^{a)} Annahmen zur wirtschaftlichen Lebensdauer:

- für Bau und Wärmenetz: 50 a
- für Technik: 15 a

^{b)} Ansätze für die Wärmevergütung bzw. Stromvergütung siehe Kap. 4.6