

POTENZIAL DER ENERGIEBEREITSTELLUNG AUS BIOGENEN RESTSTOFFEN UND ABFÄLLEN FÜR DEUTSCHLAND – EIN ÜBERBLICK

L. Leible und S. Kälber

Forschungszentrum Karlsruhe (FZK),
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS),
Postfach 3640, D-76021 Karlsruhe

Zusammenfassung

Biogene Reststoffe und Abfälle haben mit rd. 70 Mio. Mg organischer Trockensubstanz pro Jahr einen großen Anteil am gesamten deutschen Abfallaufkommen. Sie könnten 9-11 % des derzeitigen Bedarfs an Primärenergie in Deutschland decken. Dies ist ein Ergebnis einer systemanalytischen Untersuchung, in der analysiert wurde, welche Chancen mit der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen verbunden sind. Nachfolgend wird ein Überblick zu den Ergebnissen gegeben. Hierbei wird auf aktuelle Entwicklungen bei der Vergütung des Stroms nach dem EEG und dessen novellierter Fassung und auf die Bereitstellung von Kraftstoffen eingegangen. Im Vordergrund stehen jedoch Aussagen zur Bereitstellung und energetischen Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe zur Wärme- und Strombereitstellung. Hierzu wurden mehr als 50 Logistikketten (Erfassung, Konditionierung, Lagerung, Transport) der Bereitstellung biogener Rest- und Abfallstoffe untersucht, unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Aspekten. Daran schloss sich die Analyse von rd. 40 Bioenergietechnologien zur Bereitstellung von Wärme und Strom an, von der Biogas-/Klärgasproduktion, über Verbrennungs- bis hin zu Vergasungstechnologien. Die hier vorgestellten Ergebnisse konzentrieren sich auf folgende Aspekte: Aufkommen, Zusammensetzung und Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe, Wärme- und Stromgestehungskosten, CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten und erzielbare Beschäftigungseffekte. Die Kalkulationen zu den Stromgestehungskosten zeigen beispielsweise, dass nur Strom aus Biogas und Klärgas, gewonnen in Co-Fermentationsanlagen, wettbewerbsfähig mit Strom aus importierter Steinkohle sein kann. Die Stromproduktion aus Waldrestholz oder Stroh in Heizkraftwerken oder Kraftwerken ist i.d.R. mehr als doppelt so teuer. Dem gegenüber sind die erzielbaren CO₂-Minderungskosten, verglichen mit anderen Instrumenten der CO₂-Minderung, sehr attraktiv. Sie liegen in bzw. unter einem Bereich von 50-100 € pro Mg CO₂-Äquivalente. Im Gegensatz dazu können die erzielbaren Beschäftigungseffekte nicht als Hauptargument zur Förderung der energetischen Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen angeführt werden. Die mit der Novellierung des EEG in Aussicht gestellten verbesserten Einspeisetarife dürften insbesondere der Stromgewinnung aus Biogas weiteren Vor-schub geben.

1 EINLEITUNG

Das Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen in Deutschland wird mengenmäßig insbesondere durch die Land- und Forstwirtschaft, den privaten Verbrauch (kommunale Abfälle) und das produzierende Gewerbe bestimmt. Mit Blick auf das potenziell nutzbare Aufkommen besteht die Erwartungshaltung, dass eine effiziente energetische Nutzung dieser Stoffe wesentlich zum Ziel beitragen könnte, den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Hierdurch würde mittel- und längerfristig eine nachhaltige Entwicklung in der Energiebereitstellung und teilweise auch bei der Abfallverwertung merklich unterstützt.

Maßgeblich für diese Erwartungshaltung sind vor allem folgende Punkte:

- Die energetische Nutzung von Biomasse, einschließlich biogener Reststoffe und Abfälle, soll einen Beitrag zur Deckung des Primärenergiebedarfs leisten.
- Die Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zur Wärme- und Stromproduktion soll zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen.
- Die Deponierung von biologisch abbaubaren Reststoffen und Abfällen soll unterbleiben bzw. massiv reduziert werden.
- Es werden alternative energetische Verwertungsverfahren für bisher stofflich genutzte biogene Abfälle (z. B. Kompost, Klärschlamm) gesucht.

Weitergehende Erläuterungen zu diesen Entwicklungslinien, die insbesondere durch Vorgaben der Politik bestimmt sind, finden sich bei Leible et al. (2003).

Vor diesem Hintergrund führte ITAS eine systemanalytische Studie (Technikfolgenabschätzung) mit dem Ziel durch, die spezifischen Chancen einer energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zu analysieren und einer Bewertung zuzuführen. Bei der Bearbeitung standen insbesondere die nachfolgenden Fragestellungen im Vordergrund:

- Welche Aufkommensmengen an biogenen Reststoffen und Abfällen stehen derzeit zur Verfügung; welche Entwicklungstendenzen sind erkennbar?
- Welche Bedeutung hat die Bereitstellung (Erfassung, Konditionierung, Lagerung und Transport) für eine effiziente energetische Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit ausgewählter Verfahren und Systeme (unter Einbezug der Kosten für die Bereitstellung) 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 und wie sind diese einzuordnen?
- Welche wesentlichen Auswirkungen auf den ländlichen Raum und die Land- und Forstwirtschaft sind mit einer zunehmenden energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen verbunden, insbesondere im Hinblick auf zusätzliche Einkommensalternativen?

In der methodischen Vorgehensweise wurde angestrebt, technologieübergreifend möglichst einheitliche Abschätzungsmethoden bei den wichtigen Kenngrößen zu den Prozessketten der Bereitstellung, wie auch bei den Verfahren der energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe und Abfälle anzuwenden. Bei den Angaben zu den Aufkommens- und Verwendungsmengen an biogenen Rest- und Abfallstoffen sei angemerkt, dass diese aufgrund der bestehenden Lücken bei den zur Verfügung stehenden statistischen Daten nur einen orientierenden Charakter haben können.

Für die Auswahl der biogenen Rest- und Abfallstoffe waren vor allem nachfolgende Fragen bestimmend:

- In welchen Bereichen sind große Aufkommensmengen verfügbar?
- Bei welchen Stoffen kommt es mittel- und längerfristig zu Engpässen bei den bisher realisierten stofflichen Verwertungs- bzw. Entsorgungsmöglichkeiten?
- Wo dürfte unter Vorsorgegesichtspunkten (z.B. Inertisierung von Schadstoffen) die energetische Behandlung und Verwertung an Bedeutung gewinnen?
- Welche Reststoffe bzw. Abfälle erscheinen aufgrund der Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2004, 2000) bzw. der BiomasseV (2001) ökonomisch interessant?

Vor dem Hintergrund dieser Fragestellungen wurden in der zugrunde liegenden Studie folgende Rest- und Abfallstoffe in den Mittelpunkt der Untersuchungen gestellt: Gülle, Getreidestroh, Waldrestholz, Industrierestholz, Altholz, Küchenabfälle, Bioabfall aus der Biotonne, Klärschlamm und Restmüll (Hausmüll).

Mit Blick auf die Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe wurden bei der Analyse mehr als 50 verschiedene Verfahren berücksichtigt. In Abhängigkeit vom biogenen Rest- und Abfallstoff setzt sich die Prozesskette der Bereitstellung aus unterschiedlichen Technologien der Erfassung, Konditionierung, des Transports und der Lagerung zusammen. Hierbei muss den jeweils spezifischen Anforderungen der Stoffe hinsichtlich Aufkommensort und Erfordernissen an die Konditionierung und den Transport Rechnung getragen werden. Maßgeblich für die auszuwählende Kombination von Prozessgliedern ist insbesondere die daran anschließende Art der energetischen Nutzung. Hierfür wurden rd. 40 höchst heterogene Technologien der Wärme- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen analysiert, von der Bio- und Klärgasgewinnung über die Verbrennung bis hin zur Vergasung.

Mit Blick auf die Vergasung ist in diesem Zusammenhang anzuführen, dass im Gegensatz zu den Verfahren der Bio- und Klärgasgewinnung bzw. der Verbrennung die Verfahren der Vergasung in fast allen Varianten noch nicht die Phase der erfolgreichen Demonstration im Dauerbetrieb erreicht haben. Deshalb müssen sich die ökonomischen Abschätzungen zur Vergasung darauf beschränken, welche spezifischen Kosten im Verlaufe der nächsten ca. 15 Jahre als möglich erscheinen, wenn man „Lernkurven“ beim Übergang zu größeren Stückzahlen der Fabrikation von derzeit zugrunde gelegten Modellanlagen unterstellt. Abstriche bei der Belastbarkeit der Daten zu den Vergasungsverfahren sind dabei unvermeidlich.

Den aufgeführten Technologien zur Wärme- und/oder Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen wurden entsprechende Technologien gegenüber gestellt, die fossile Energieträger einsetzen (= fossile Referenzen). Dieser Vergleich stellt die Basis für Abschätzungen dar, in welchem Umfang fossile Energieträger (Heizöl, Steinkohle) substituiert werden können, welche Mehrkosten damit verbunden sind bzw. welche CO₂-Minderung oder zusätzlichen Beschäftigungseffekte realisiert werden können.

2 AUFKOMMEN UND ZUSAMMENSETZUNG

In Deutschland beträgt das jährlich verfügbare Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen (Basis: 2002), das energetisch genutzt werden könnte, rd. 70 Mio. Mg an organischer Trockensubstanz (oTS). Davon kommen rd. 60 % aus der Land- und Forstwirtschaft (vgl. Abb. 1). Wie daraus ersichtlich ist, sind Schwach-/Waldrestholz, Stroh (Überschussstroh), Gülle und Restmüll (Hausmüll) mengenmäßig die dominanten Reststoffe und Abfälle. Am Beispiel des Landes Baden-Württemberg ist verdeutlicht, dass sich die Anteile der einzelnen Fraktionen – siehe Stroh oder Waldrestholz – wesentlich vom Bundesdurchschnitt unterscheiden können, die Anteile aus der Land- und Forstwirtschaft insgesamt aber nahezu wieder identisch sind.

Nicht berücksichtigt in diesen Potenzialabschätzungen ist das Pflegegut von Landschaftspflegeflächen, insbesondere aber von stillgelegten bzw. brachgefallenen Flächen in der Landwirtschaft. Dieses Aufkommen ist in den Angaben zur kommunalen Erfassung von Bio- und Grünabfall nicht bzw. nur zu geringen Teilen enthalten. Darüber hinaus könnte auch der Festmist aus der Landwirtschaft über die Biogasgewinnung zur energetischen Nutzung herangezogen werden. In gleicher Weise ist – mit Ausnahme des Industrierestholzes – nicht berücksichtigt, inwieweit biogene Rest- und Abfallstoffe aus dem produzierenden Gewerbe energetisch genutzt werden könnten.

Aufgrund dieser zusätzlichen biogenen Rest- und Abfallstoffe, die in Abb. 1 noch nicht aufgeführt sind, könnte das Aufkommen, wie eigene Abschätzungen zeigen, von 70 Mio. Mg oTS um ca. 5-15 Mio. Mg oTS erhöht werden. Die aufgezeigte Abschätzung zum technisch erschließbaren Potenzial für eine energetische Nutzung ist folglich eher als konservativ zu klassifizieren.

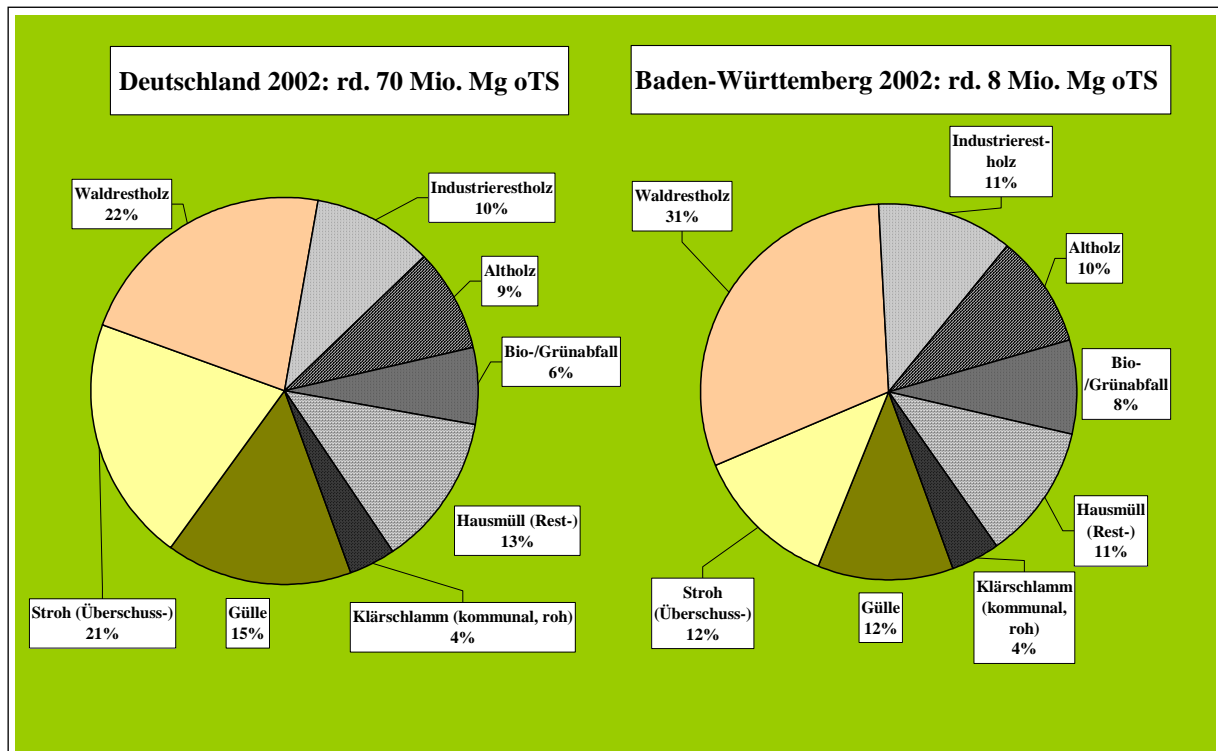


Abb. 1: Aufkommen an biogenen Reststoffen und Abfällen in Deutschland zur energetischen Nutzung

Das angeführte Aufkommen an biogenen Rest- und Abfallstoffen von 70 Mio. Mg oTS entspricht einem jährlichen Pro-Kopf-Aufkommen von 0,85 Mg oTS oder einem Heizwert von rd. 420 Liter Heizöl. Dies entspricht rd. 9 % des deutschen Primärenergiebedarfs. Werden, wie oben ausgeführt, weitere biogene Rest- und Abfallstoffe mit einem Aufkommen von ca. 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. Zur Einordnung, nach Abschätzungen für das Jahr 2002 deckten biogene Rest- und Abfallstoffe in Deutschland rund 1,6 % des Primärenergiebedarfs.

Die chemisch-physikalische Zusammensetzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe ist hinsichtlich des TS- und oTS-Gehalts, der Schüttdichte und des Heizwertes (vgl. Tab. 1), aber auch hinsichtlich der Nährstoff- und Schadstoffgehalte sehr unterschiedlich. In der durchgeführten Studie wurden dazu sehr detaillierte Daten zusammengestellt; hierauf kann an dieser Stelle jedoch nicht näher eingegangen werden.

Die verfügbaren technischen Verfahren zur energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe basieren im Wesentlichen auf biologischen und thermischen Prozessen. Für eine direkte energetische Nutzung, wie z.B. bei der Verbrennung oder Vergasung, ist der Heizwert (H_U) die wesentliche wertbestimmende Eigenschaft. Anhand der Beispiele Waldrestholz und Klärschlamm ist in Tab. 1 veranschaulicht, welchen Einfluss der TS-Gehalt (Grad der Entwässerung bzw. Trocknung) auf den Heizwert hat. Zur Beurteilung der Höhe des Heizwertes ist anzuführen, dass ab einem Heizwert von 5 bis 6 MJ/kg Frischmasse (FM) von einer selbstgängigen Verbrennung der biogenen Reststoffe ausgegangen werden kann. Dies bedeutet, dass kein zusätzlicher Energieträger (z.B. Erdgas, Heizöl) nötig ist, um eine Verbrennung zu gewährleisten. Der Heizwert wird im Wesentlichen vom Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) und von den organischen Inhaltsstoffen (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 Bioabfall-Vergärung und Gasproduktion zu gewährleisten. Neben dem oTS-Gehalt spielt jedoch auch die biologische Abbaubar-

keit der organischen Substanzen eine entscheidende Rolle. Leicht abbaubar sind v.a. Fette, Stärke oder Zucker. Sie bestimmen somit, welche Gasausbeute mit einem Substrat erzielbar ist.

Tab. 1: Biogene Reststoffe und Abfälle – Gehalte an TS und oTS, Schüttdichte und Heizwert (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
Stroh (Weizen- u. Gersten-; gewichtet)				
Quaderballen	86,0 %	93,0 %	0,13	14,5
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
thermisch getrocknet: Hackschnitzel	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
Pellets	92,0 %	99,0 %	0,55	16,2
Altholz, geschreddert	85,0 %	90,0 %	0,25	13,4
Bioabfall, strukturschwach				
Bioabfall aus der Biotonne	30,0 %	80,0 %	0,75	2,6
Küchenabfälle (für Co-Vergärung)	21,0 %	92,0 %	1,00	2,1
Restmüll (Hausmüll)	68,0 %	60,0 %	0,35	10,0
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

FM = Frischmasse; TS = Trockensubstanz; oTS = organische Trockensubstanz

Quelle: Zusammenstellung in Anlehnung an unterschiedliche Literaturstellen (vgl. Leible et al., 2003)

Durch entsprechende zusätzliche Konditionierungsverfahren, wie z.B. Entwässerung, Trocknung oder 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 Vergasungsverfahren Ausgangsstoffe mit einem TS-Gehalt von annähernd 90 %, so dass hierfür die biogenen Reststoffe in der Regel zuvor getrocknet werden müssen. Darüber hinaus hat der TS-Gehalt einen entscheidenden Einfluss auf das Transport- und Lagerverhalten der Rest- und Abfallstoffe.

3 BEREITSTELLUNG DER BIOGENEN RESTSTOFFE UND ABFÄLLE

Wie sich die Bereitstellungskosten frei Anlage je nach Art und Aufbereitung des Reststoffs bzw. Abfalls unterscheiden können, veranschaulicht Abb. 2.

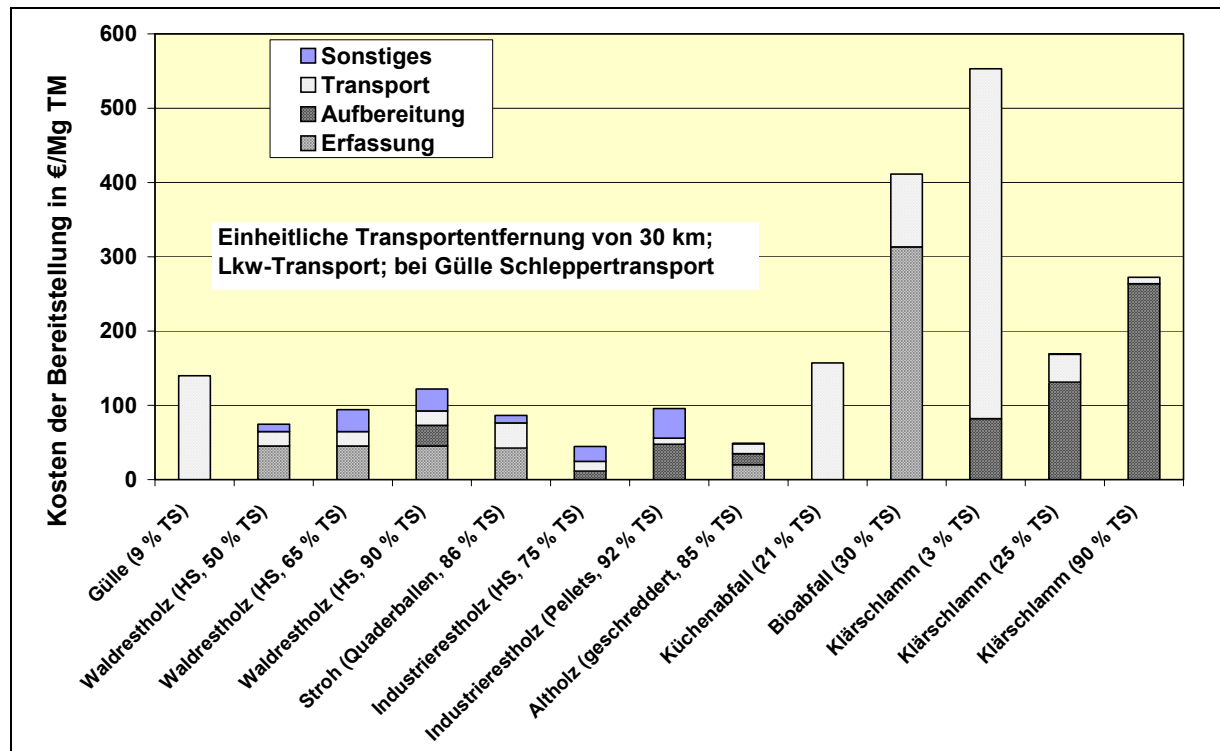


Abb. 2: Kosten der Bereitstellung verschiedener biogener Reststoffe und Abfälle

Dabei wird nach den Prozessschritten Erfassung (z.B. Ernte, Einsammeln), Aufbereitung (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. 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, Küchenabfälle) oder eine technisch aufwendige Aufbereitung (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 der gleichen Größenordnung liegen. Beim Transport weist Stroh aufgrund der niedrigeren Dichte, trotz Verdichtung in Quaderballen, eher höhere Werte auf. Bei Hackschnitzel (HS) aus Waldrestholz können Lagerkosten (s. Sonstiges) oder zusätzlicher Aufwand für die thermische Trocknung (s. Aufbereitung) wesentlich zur Kostensteigerung beitragen. So liegen hier die Bereitstellungskosten je nach TS-Gehalt – unterstellte Lagerung bzw. thermische 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.

4 ENERGETISCHE VERWERTUNG

4.1 Prinzipielle energetische Verwertungsmöglichkeiten

Betrachtet man sich die verschiedenen Arten und Herkünfte biogener Energieträger (vgl. Abb. 3), so können diese prinzipiell nach ihrer Bereitstellung – je nach Art und Konditionie-

rungsform – durch physikalisch-chemische, bio- oder thermochemische Umwandlungsprozesse in flüssige, gasförmige und feste Energieträger überführt werden.

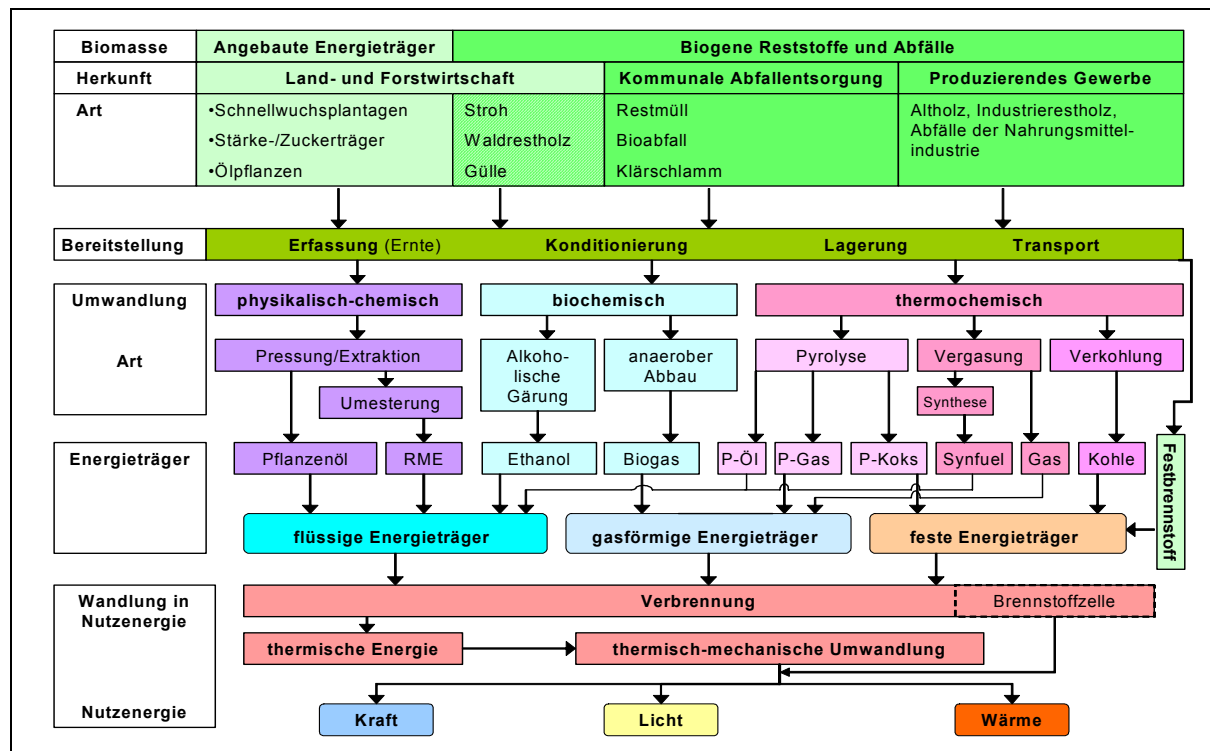


Abb. 3: Möglichkeiten der Bereitstellung von Nutzenergie aus biogenen Energieträgern

Hieraus lassen sich dann über die Verbrennung und thermisch-mechanische Umwandlung die gewünschten Nutzenergieformen in Form von Kraft, Licht und Wärme bereitstellen. Vor dem Hintergrund der Vielzahl der Prozessschritte ist anzumerken, dass hierbei angestrebt werden sollte, möglichst auf direktem Wege zur gewünschten Nutzenergieform zu gelangen. Hierdurch werden einerseits die Kosten minimiert und andererseits die Netto-Wirkungsgrade in der Energiebereitstellung optimiert.

Wie bereits ausgeführt, wurden im Rahmen der Studie rd. 40 unterschiedliche Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen untersucht, von der Biogas- und Klärgasgewinnung (anaerobe Klärschlammstabilisierung) über die Verbrennung bis hin zur Vergasung. Die energetische Nutzung von gezielt angebaute Energieträgern, z.B. Schnellwuchsplantagen oder Ölpflanzen, war hier nicht Gegenstand der Untersuchung. Vielmehr konzentrierte sich diese auf die energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen aus der Land- und Forstwirtschaft (Gülle, Stroh, Waldrestholz), aus der kommunalen Abfallentsorgung (Bioabfall, Klärschlamm) und dem produzierenden Gewerbe (Altholz, Industrierestholz).

Ein Überblick zu diesen Technologien ist in Tab. 2 zusammengestellt, differenziert nach Verfahren, Größe (Leistung) der Anlage, Anzahl der betrachteten Varianten, eingesetzten Rest- und Abfallstoffen und Endenergie (Wärme, Strom). Den in dieser Tabelle aufgeführten Technologien zur Wärme- und/oder Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen wurden zur Beurteilung der Kosten, CO₂-Emissionen und der Beschäftigungseffekte entsprechende Technologien gegenüber gestellt, die fossile Energieträger einsetzen (= fossile Referenzen). Um Vergleiche durchführen zu können, müssen die fossilen Referenzen die gleiche Form der Endenergie (Wärme, Strom) und Abnehmerstruktur aufweisen. Bei den meisten Technologien wurde deren Wärmebereitstellung mit konkurrierenden Heizöl- bzw. Erdgaszentralheizungen (Nennwärmeleistung: 30 kW_w) verglichen. Bei der mit Wärme gekoppelten bzw. alleinigen Produktion von Strom wurde diese einer entsprechenden Stromproduktion in einem neu errichteten Steinkohlekraftwerk gegenübergestellt. Zusätzlich wurde als fossile

Referenz die gekoppelte Wärme- und Stromproduktion in einem mit Erdgas betriebenen Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) betrachtet.

Tab. 2: Verfahren der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen

Energetisches Verfahren	Anzahl	Anlagengröße	Reststoff / Abfall	Endenergie
Biogas und Klärgas:				
Gülle-Vergärung	3	12 - 136 kW _{el}	Gülle	Wärme + Strom
Gülle-Co-Vergärung	3	22 - 294 kW _{el}	Gülle + Küchenabfall	Wärme + Strom
Bioabfallvergärung	2	495 / 1350 kW _{el}	Bioabfall	Wärme + Strom
Klärschlamm-Vergärung	4	24 - 2000 kW _{el}	Klärschlamm (KS)	Wärme + Strom
Klärschlamm-Co-Vergärung	1	440 kW _{el}	KS + Bioabfall	Wärme + Strom
Verbrennung:				
Kachelofen, Kleinf Feuerung	2	8 - 30 kW _w	Scheitholz, Pellets	Wärme
Heizwerk	1	500 kW _w	Hackschnitzel (HS)	Wärme
Heizkraftwerk	6	10 - 67 MW _{in} 1,5 - 13,4 MW _{el}	Waldrestholz (HS) Strohballen	Wärme + Strom
Kraftwerk	3	67 MW _{in} 20 MW _{el}	Waldrestholz (HS) Strohballen	Strom
Co-Verbrennung im Steinkohlekraftwerk (500 MW _{el})	3	3 MW _{in} / 1,3 MW _{el} 119 MW _{in} / 50 MW _{el}	Klärschlamm, Waldrestholz, Stroh	Strom
Vergasung:				
Vergasung (FB, WS)	7	0,2 - 10 MW _{in} 0,04 - 4,1 MW _{el}	Waldrestholz (HS) Stroh (2-3 cm)	Wärme + Strom
Vergasung (WS)	4	50 - 150 MW _{in} 19,5 - 63 MW _{el}	Waldrestholz (HS) Stroh (2-3 cm)	Strom
Co-Vergasung im Steinkohlekraftwerk (500 MW _{el})	1	50 MW _{in} 19,3 MW _{el}	Waldrestholz (HS)	Strom

kW_w: Nennwärmeleistung; kW_{in} bzw. MW_{in}: Brennstoffleistung Input, gemessen in H_u; kW_{el} bzw. MW_{el}: elektrische Leistung
 FB: Festbettvergasung; WS: Wirbelschichtvergasung

Nachfolgend sind als Überblick einige Ergebnisse zu den Kosten der Wärme- und Stromerzeugung dargestellt. Im Zusammenhang mit der Stromerzeugung werden insbesondere die Perspektiven der Vergasung etwas genauer beleuchtet. Daran schließt sich ein Exkurs an, in dem auf Entwicklungen des Forschungszentrums Karlsruhe eingegangen wird, die zum Ziel haben, trockene aschereiche Reststoffe aus der Landwirtschaft (z.B. Stroh) für eine hochwertige energetische / chemische Verwertung (insbes. Kraftstoffe, Chemikalien, Strom) zu erschließen.

4.2 Wärmegestehungskosten

Wie aus Abb. 3 ersichtlich ist, kann Wärme aus biogenen Reststoffen und Abfällen grundsätzlich sowohl über die Gewinnung von Bio- und Klärgas, über die Verbrennung als auch über die Vergasung bereitgestellt werden. Nachfolgend werden einige Ergebnisse zur Wärmegewinnung über die Verbrennung von Festbrennstoffen (Waldrestholz, Stroh) vorgestellt (vgl. Abb. 4). Auf die mit der Stromproduktion gekoppelte Wärmebereitstellung bei der energetischen Nutzung von Bio- bzw. Klärgas in einem BHKW oder auf die Nutzung von Festbrennstoffen durch Vergasung in einem Heizkraftwerk (HKW) soll hier nicht eingegangen

werden. Gerade mit Blick auf die Vergasung muss festgehalten werden, dass deren klar erkennbarer Vorteil gegenüber der Verbrennung darin gesehen werden, dass in Heizkraftwerken bzw. Kraftwerken höhere elektrische Wirkungsgrade erreichbar sind. Für die reine Wärmeerzeugung ist bei der Vergasung kein prinzipieller Vorteil erkennbar. Deshalb wurden in der durchgeführten Studie keine Heizwerke mit integrierter Vergasung betrachtet, sondern nur Heizkraftwerke und Kraftwerke.

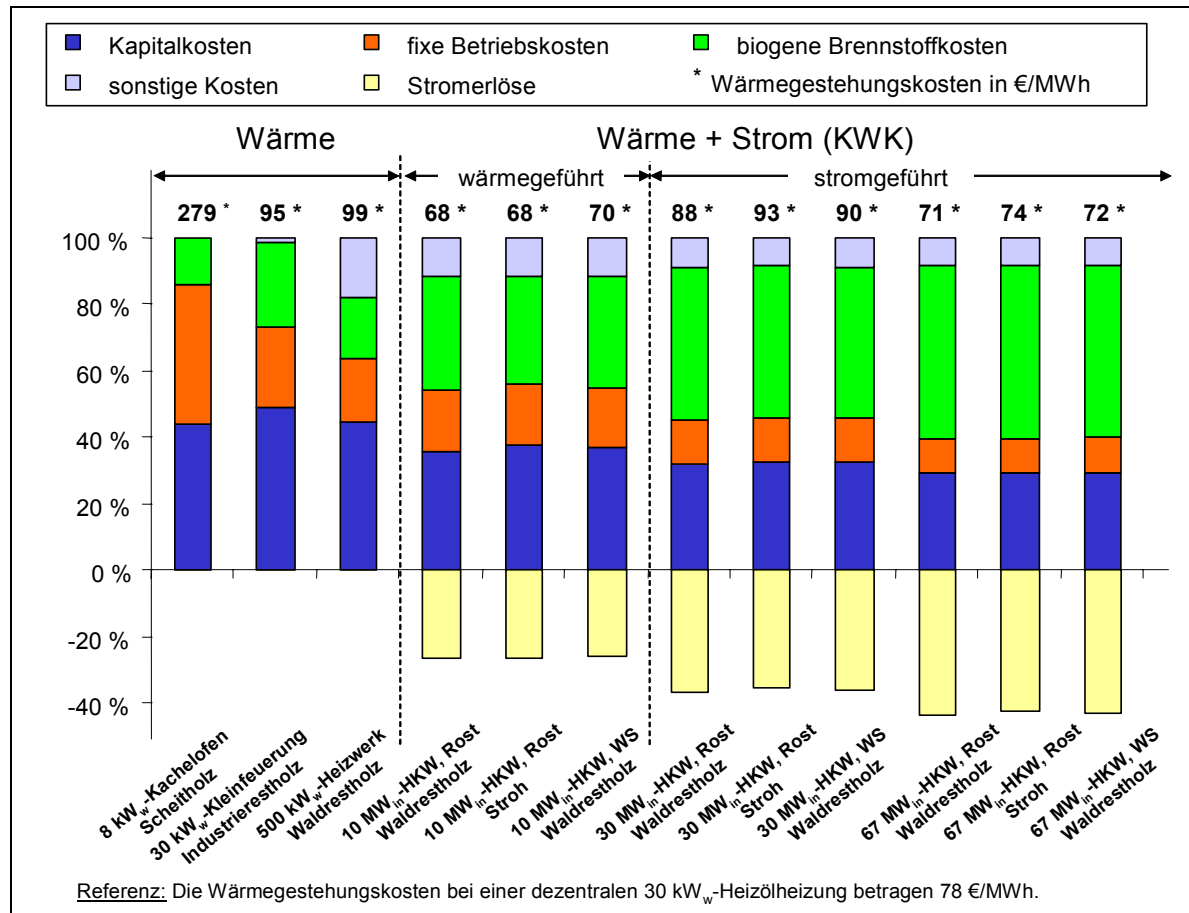


Abb. 4: Wärmegestehungskosten bei verschiedenen Verbrennungstechnologien für Holz und Stroh

Die Wärmegestehungskosten 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 für die Wärmeverteilung und die Verluste bei der Wärmeverteilung berücksichtigt. Da der Vergleich einer zentralen Wärmeerzeugung im Heizwerk mit einer dezentralen Wärmeerzeugung in einer 30 kW Heizölfeuerung nur bedingt Rückschlüsse liefern kann, wurde zusätzlich die zentrale Wärmeerzeugung in einem 500 kW Heizwerk auf Basis der fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl untersucht und in den Vergleich mit einbezogen. 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 (2000) angesetzt.

Bei den Modellrechnungen hat sich gezeigt, dass den Kapitalkosten, den Kosten für die biogenen Brennstoffe und den fixen Betriebskosten – insbesondere den Personalkosten – über den gesamten betrachteten Leistungsbereich der Anlagen eine dominierende Rolle an den Gesamtkosten der Wärmeerzeugung zukommt. Daher werden in Abb. 4 neben den absoluten Angaben zu den Wärmegestehungskosten zusätzlich die prozentualen Anteile der Kapital-, fixen Betriebs- und biogenen Brennstoffkosten an den Gesamtkosten dargestellt, einschließlich der Bedeutung der Strome Erlöse bei der Deckung der Gesamtkosten.

Wie anhand der Ergebnisse zu sehen ist, reduzieren sich die Wärmegestehungskosten bei der alleinigen Wärmeerzeugung und im wärmegeführten KWK-Betrieb mit steigender Anlagengröße – von ca. 95 €/MWh bei der 30 kW-Kleinf Feuerung (Pellets) auf rd. 70 €/MWh beim wärmegeführten 10 MW_{in} Heizkraftwerk. Vergleicht man dies mit den Wärmegestehungskosten einer 30 kW Heizölf euerung von 78 €/MWh, so ist die Wärmeerzeugung auf Basis von Waldrestholz oder Stroh im wärmegeführten Heizkraftwerk durchaus als wettbewerbsfähig zu bezeichnen.

Dagegen liegen im direkten Vergleich der dezentralen Wärmeerzeugung im Leistungsbereich von 30 kW die Wärmeerzeugungskosten einer Kleinf euerung, befeuert mit Holzpellets aus Industrierestholz, ohne Berücksichtigung von Investitionszulagen (z.B. über das Marktanreizprogramm) etwa 20 % über den Kosten der vergleichbaren Heizölf euerungsanlage.

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 pro Jahr 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 der unterschiedlichen Brennstoffe Waldrestholz und Stroh wirkt sich im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung nur unwesentlich aus.

Aus Abb. 4 wird darüber hinaus die grundsätzliche Beziehung deutlich, dass mit zunehmender Anlagengröße der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten ansteigt und bei großen Anlagen die Gesamtkosten dominiert. Gegenläufig dazu nehmen der Einfluss der Kapitalkosten aufgrund der Degression bei den spezifischen Investitionen und die Bedeutung der Personalkosten deutlich ab.

4.3 Stromgestehungskosten

In diesem Kapitel wird ein Überblick zu den Kosten der Stromproduktion über Biogas/Klärgas, Verbrennung und Vergasung gegeben, in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung der Anlagen. Maßgeblich für die Einordnung der Stromgestehungskosten ist die Vergütung der Stromeinspeisung (vgl. Abb. 5) nach EEG (2004, 2000).

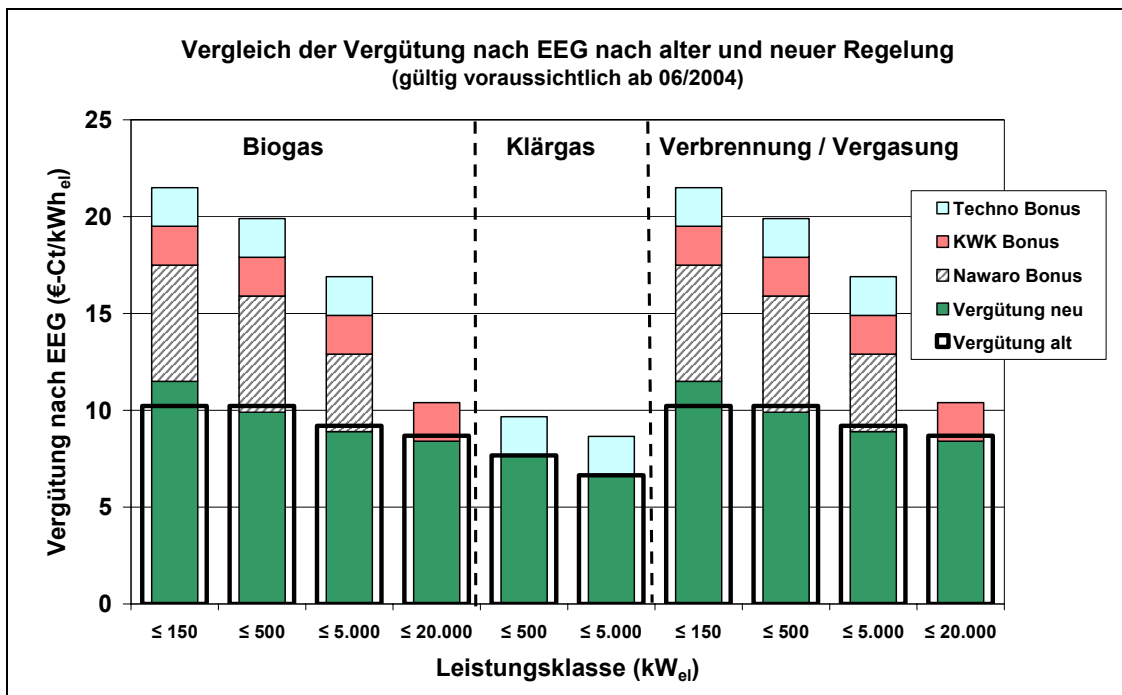


Abb. 5: Vergütung der Stromeinspeisung nach EEG nach alter und novellierter Fassung

Diese Einspeisevergütung liegt nach der voraussichtlich noch bis Ende Mai 2004 gültigen Fassung (EEG, 2000) in einem Bereich zwischen 66,5 und 101 €/MWh_{el}, in Abhängigkeit vom eingesetzten Rest- und Abfallstoff, vom technischen Verfahren und der Anlagengröße. Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer als 20 MW_{el} und Anlagen zur Co-Verbrennung bzw. Co-Vergasung sind von der Förderung durch das EEG ausgeschlossen; dies trifft auch für die novellierte Fassung des EEG zu (EEG, 2004), die voraussichtlich ab Juni 2004 in Kraft treten wird.

Wie aus Abb. 5 ersichtlich ist, brachte die Novellierung des EEG im Vergleich zur alten Vergütung insbesondere bei den Anlagen ≤5 MW_{el} deutliche Verbesserungen. Dies liegt insbesondere an der zusätzlichen Gewährung eines Bonus von 6 €-Ct/kWh_{el} falls nachwachsende Rohstoffe (Pflanzen oder Pflanzenbestandteile aus Land-/Forstwirtschaft, Gartenbau und Landschaftspflege), Gülle, nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte Nebenprodukte oder Schlempen aus landwirtschaftlichen Brennereien in den Anlagen eingesetzt werden. Darüber hinaus wird jeweils ein Bonus von je 2 €-Ct/kWh_{el} gegeben, für Kraft-Wärme-Kopplung (Anlagen bis ≤20 MW_{el}) und für „neue“ Technologien (z.B. Brennstoffzelle, Gasturbine, Dampfmotor) in Anlagen ≤5 MW_{el}. Weitergehende Differenzierungen können der Novellierung des EEG (2004) entnommen werden.

Als Vergleich dienen neben den Regelungen des EEG die Stromgestehungskosten in einem Steinkohlekraftwerk (befeuert mit Importkohle), die bei rd. 45 €/MWh_{el} liegen. Bei der gekoppelten Wärme- und Stromproduktion wurden vor Ableitung der Stromgestehungskosten entsprechende Erlöse für die verkaufte Wärme berücksichtigt.

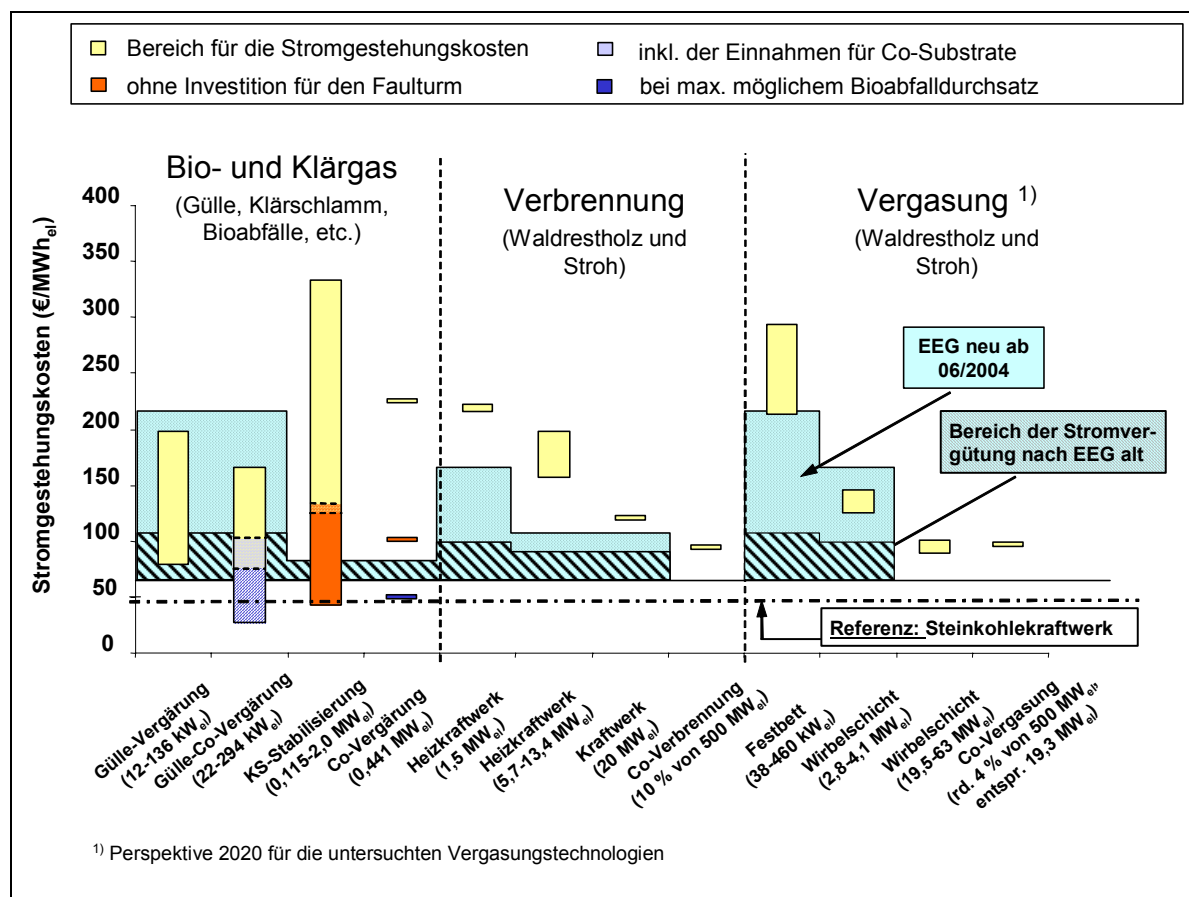


Abb. 6: Stromgestehungskosten bei biogenen Reststoffen und Abfällen

Wie die Ergebnisse zeigen (s. Abb. 6), sind nach der alten EEG-Einspeisevergütung bei den gegenwärtigen Preisen für fossile Energieträger nur die größten Biogas- und Klärgasanlagen wettbewerbsfähig. Über die Co-Vergärung in Biogas- und Klärgasanlagen kann die Stromerzeugung zu geringeren Kosten erfolgen als bei der Verbrennung und Vergasung von Waldrestholz und Stroh. Die Ursache dafür ist hauptsächlich darin zu sehen, dass für die An-

lagenbetreiber die Abnahme der Co-Substrate in teilweise sehr unterschiedlichem Umfang mit Erlösen verbunden ist, je nach Co-Substrat und Region. Alternativ müssten diese Co-Substrate mit deutlich höheren Kosten entsorgt werden, z.B. durch Verbrennung in Müllverbrennungsanlagen. Wie aktuelle negative Beispiele jedoch belegen, muss die Verwendung der Co-Substrate (z.B. strukturschwache Bioabfälle, Abfälle aus der Ernährungsindustrie, Küchenabfälle) einer regelmäßigen Überwachung unterzogen werden, um einem möglichen Missbrauch vorzubeugen. Die EEG-Novellierung (vgl. Abb. 6) hat die Einspeisevergütungen bei den Biogasanlagen deutlich verbessert und wird hier zu einem deutlichen Zubau führen.

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.

Die ökonomische Analyse im Bereich der Verbrennung und Vergasung ergibt das folgende Bild: Trotz der festgelegten Einspeisevergütungen nach der alten (EEG, 2000) aber auch novellierten (EEG, 2004) EEG-Regelung stellen sich die Stromgestehungskosten in Heizkraftwerken und Kraftwerken auf der Basis von Waldrestholz und Stroh als nicht wirtschaftlich dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Bioenergieanlagen wird unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur dadurch erreicht, dass kostengünstigere Alt- und Industrie-resthölzer mitverbrannt werden. Aktuell dürfte deren Verfügbarkeit jedoch zunehmend problematisch werden.

Die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh im Steinkohlekraftwerk stellt eine vergleichsweise kostengünstige Möglichkeit dar, den fossilen Brennstoff Steinkohle teilweise zu substituieren. Sie wurde bereits bei unterschiedlichsten Feuerungsanlagen erfolgreich großtechnisch demonstriert, einschließlich der in Deutschland weit verbreiteten Staubfeuerung. Wie die Ergebnisse in Abb. 6 zeigen, kann über die Co-Verbrennung von Waldrestholz und Stroh in einem Steinkohlekraftwerk Strom zu ca. 90 bis 95 €/MWh_{el} weitaus günstiger als im Biomassekraftwerk produziert werden. Dies ist zwar rund doppelt so teuer wie eine Stromerzeugung ausschließlich über importierte Steinkohle, es wären aber deutlich niedrigere Einspeisevergütungen nach dem EEG nötig, um die bestehenden Wettbewerbsnachteile auszugleichen.

Als Ausblick auf zukünftige Entwicklungen (Zeithorizont: 15-20 Jahre) wurde in der Studie ein breiter Bereich von Vergasungstechnologien betrachtet (vgl. Abb. 7). Diese Vergasungstechnologien für biogene Reststoffe, einschließlich der zugehörigen Gasreinigung und -nutzung, befinden sich derzeit bei vielen Varianten noch in frühen Stadien der technischen Entwicklung und Demonstration. Obwohl die Datenbasis und die darauf aufbauende Bewertung der Vergasungstechnologien mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, lassen sich mit Vorbehalt einige Schlussfolgerungen ziehen: Für eine wirtschaftliche Stromerzeugung durch die Festbettvergasung von Waldrestholz im niedrigen elektrischen Leistungsbereich unter 500 kW_{el} sind keine günstigen wirtschaftlichen Perspektiven zu erkennen.

Für größere Vergasungsanlagen bis etwa einer elektrischen Leistung von 5 MW_{el} sind am Beispiel von Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung Vorteile bei den Stromgestehungskosten gegenüber den Verbrennungstechnologien erkennbar (vgl. Abb. 6). Diese liegen hier zwischen 125 und 150 €/MWh_{el}. Bei der Gasverwendung in Gas- und Dampfkreisläufen (GuD) und in der Brennstoffzelle (Schmelzkarbonatzelle) können zwar höhere elektrische Wirkungsgrade genutzt werden, aufgrund der höheren spezifischen Investitionen wirkt sich dies jedoch nicht ausschlaggebend auf die Stromgestehungskosten aus. Der Gasmotor bleibt bei dieser Anlagengröße die günstigste Form der Gasverwendung. Weitergehende Abschätzungen, die hier nicht näher dargestellt sind, führen jedoch zu dem Ergebnis, dass der Vorteil der billigeren Gasmotoren bei größeren Anlagen ab rd. 20 MW_{el} (vgl. Abb. 7) und/oder höheren Preisen für fossile Energieträger nicht mehr bestehen bleibt. Bei diesen Größenklassen könnten über die Co-Vergasung in einem Steinkohlekraftwerk bzw. durch die Gasverwendung über GuD-Anlagen Stromgestehungskosten um 100 €/MWh_{el} realisiert werden.

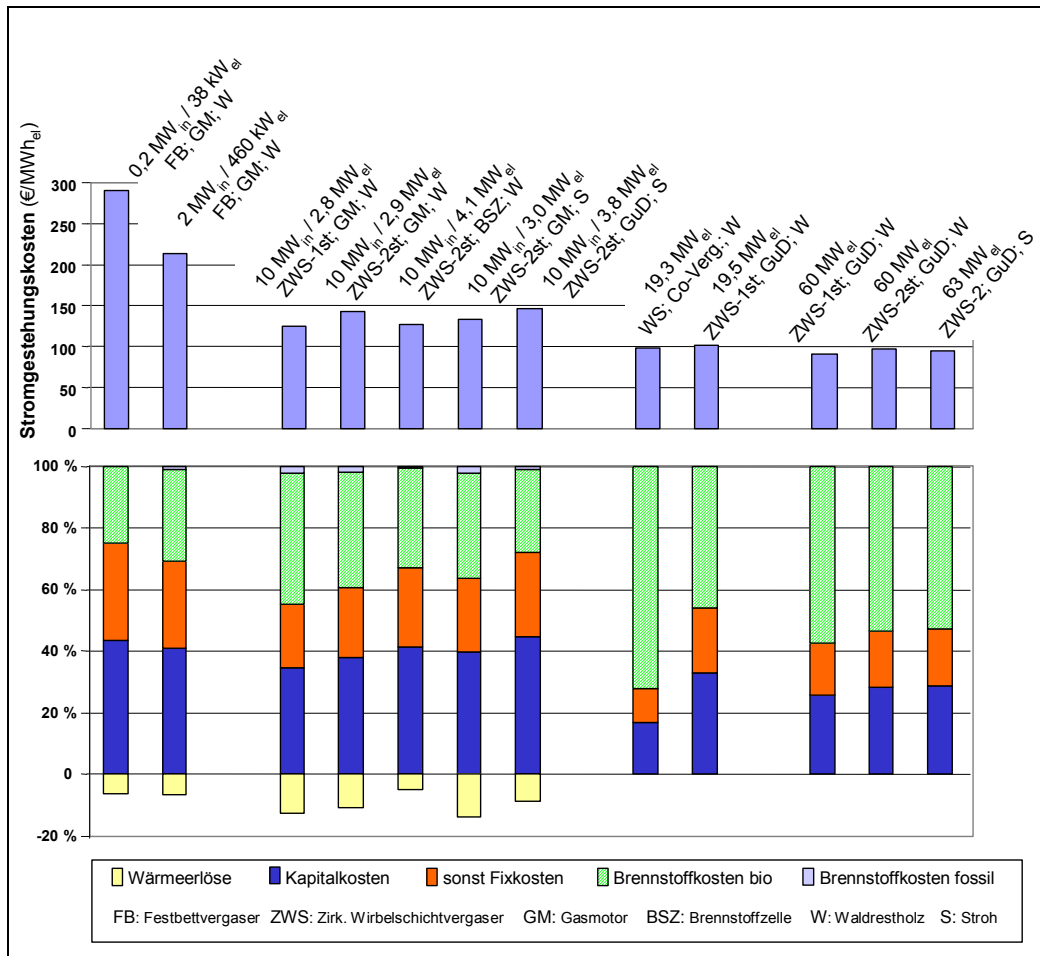


Abb. 7: Stromgestehungskosten bei verschiedenen Vergasungstechnologien für Holz und Stroh

5 EXKURS: ZWEISTUFIGES KONZEPT DES FORSCHUNGSZENTRUMS KARLSRUHE ZUR GASERZEUGUNG AUS BIOMASSE

Im Gegensatz zu den Verbrennungstechnologien eröffnen einige Vergasungs- aber auch Pyrolyseverfahren die Möglichkeit, energiereiche, vorzugsweise flüssige Sekundärenergieträger (Kraftstoffe) oder chemische Rohstoffe zu erzeugen (vgl. Abb. 3). Dies trifft für die Vergasung mit Sauerstoff oder mit Wasserdampf zu, sowie für die Schnellpyrolyse. Dahinter steht die Zielsetzung, das große, aber dezentrale Biomassepotenzial an Stroh und Waldrestholz für eine effiziente energetische/chemische Nutzung zu erschließen, bei deutlich höherer Wertschöpfung im Vergleich zur direkten Verbrennung. Um in kostengünstige Bereiche zu gelangen, sind für die Produktion von Kraftstoffen große Anlagen erforderlich.

In Abb. 8 ist veranschaulicht, welche Anlagengrößen (GW_{in}, bei 7000 h/a) mit welchen Erfassungsradien für Stroh und Waldrestholz korrespondieren, ausgehend vom durchschnittlich in Deutschland für eine energetische Nutzung verfügbaren Stroh- und Waldrestholzaufkommen von 100 Mg FM (H_u = 4,0 MWh/Mg FM) pro km².

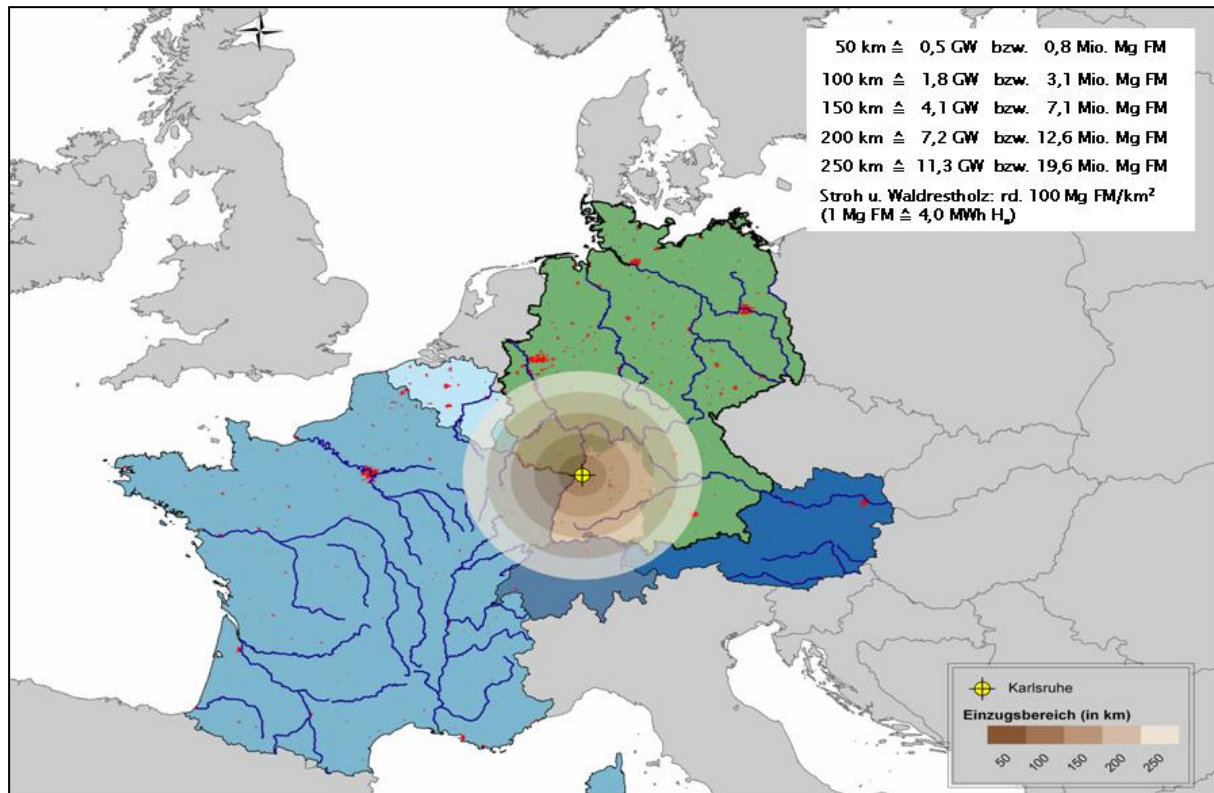


Abb. 8: Erfassungsradien einer zentralen Vergasungsanlage für Stroh und Waldrestholz

Erste Abschätzungen zeigen, dass beispielsweise die jährliche Produktion von 1 Mio. Mg Fischer-Tropsch-Kraftstoff (z.B. Dieselkraftstoff) eine Anlage mit rd. 5 GW_{in} erfordert. Zur Verdeutlichung: Eine solche Anlage müsste pro Stunde mit 1250 Mg Stroh und Holz – bei einem Heizwert von rd. 4 MWh/Mg FM – beliefert werden und hätte bei einer Auslastung von 7000 h pro Jahr einen Erfassungsradius von rd. 170 km, sofern man die bereits angeführte mittlere verfügbare Aufkommensdichte von Stroh und Waldrestholz von rd. 100 Mg FM/km² zugrunde legt.

Gerade mit Blick auf die aschereichen, trockenen Reststoffe in der Landwirtschaft (Getreidestroh, Pflegeheu) werden technische Konzepte gesucht, die einerseits mit den niedrigen Ascheerweichungstemperaturen dieser Biomasse zurecht kommen und andererseits ein energiereiches, nahezu teerfreies Gas für Syntheseprozesse liefern. Darüber hinaus sollte das Konzept technisch auch für andere Biomassen aber auch fossile Energieträger – insbesondere Kohle – offen sein, nicht zuletzt um die Wirtschaftlichkeit und Markteinführung zu erleichtern. Mit der Bereitstellung eines nahezu teerfreien Synthesegases ist es natürlich noch nicht getan. Die daran anschließende Gasreinigung, Gasverwendung zur Synthese von Kraftstoffen oder anderen Produkten und deren Konditionierung zu marktfähigen Produkten erfordern weitergehende technisch aufwändige Verfahren, die ökonomisch nur in großen Anlagen sinnvoll zu bündeln sind.

Das Forschungszentrum Karlsruhe hat hierzu ein zweistufiges Verfahren konzipiert, das einen Lösungsansatz für den niedrigen Ascheerweichungspunkt der Biomasse liefert und dem dezentralen Biomasseaufkommen und der wirtschaftlicheren Verwertung in Großanlagen Rechnung trägt (vgl. Henrich und Dinjus 2003; Henrich et al., 2002).

In der ersten Stufe (s. Abb. 9) wird die Biomasse – hier: Getreidestroh – in dezentralen Pyrolyseanlagen (30-50 MW_{in}) über eine Schnellpyrolyse in Pyrolyseöl und -koks sowie eine Restmenge an Pyrolysegas umgesetzt. Aus dem Pyrolyseöl und -koks wird eine Suspension („Pyrolyse-Slurry“) hergestellt, die pump- und lagerfähig ist. Mit einer Dichte von rd. 1,2 Mg/m³ weist sie eine um den Faktor 10 höhere Energiedichte auf als Getreidestroh in Form von Quaderballen. Der Transport zu einer zentralen Vergasungsanlage dürfte deshalb

beim Einsatz von Lkw-Tankfahrzeugen bzw. Kesselwagen der Bahn auch über eine Entfernung von mehr als 100 km ökonomisch vertretbar sein, wobei dies entsprechend zu belegen wäre. In der zentralen Großanlage wird die Pyrolyse-Slurry in einem Flugstrom-Druckvergaser zu einem nahezu teerfreien Synthesegas umgesetzt und kann nach der Gasreinigung und Synthese einer kombinierten stofflichen (Chemikalien) und energetischen Nutzung (Kraftstoffe, Strom) zugeführt werden. Bei der zentralen Vergasungs- und Syntheseanlage wird auch daran gedacht, dass diese Anlage als Annex im Verbund mit einer Raffinerie betrieben werden könnte.

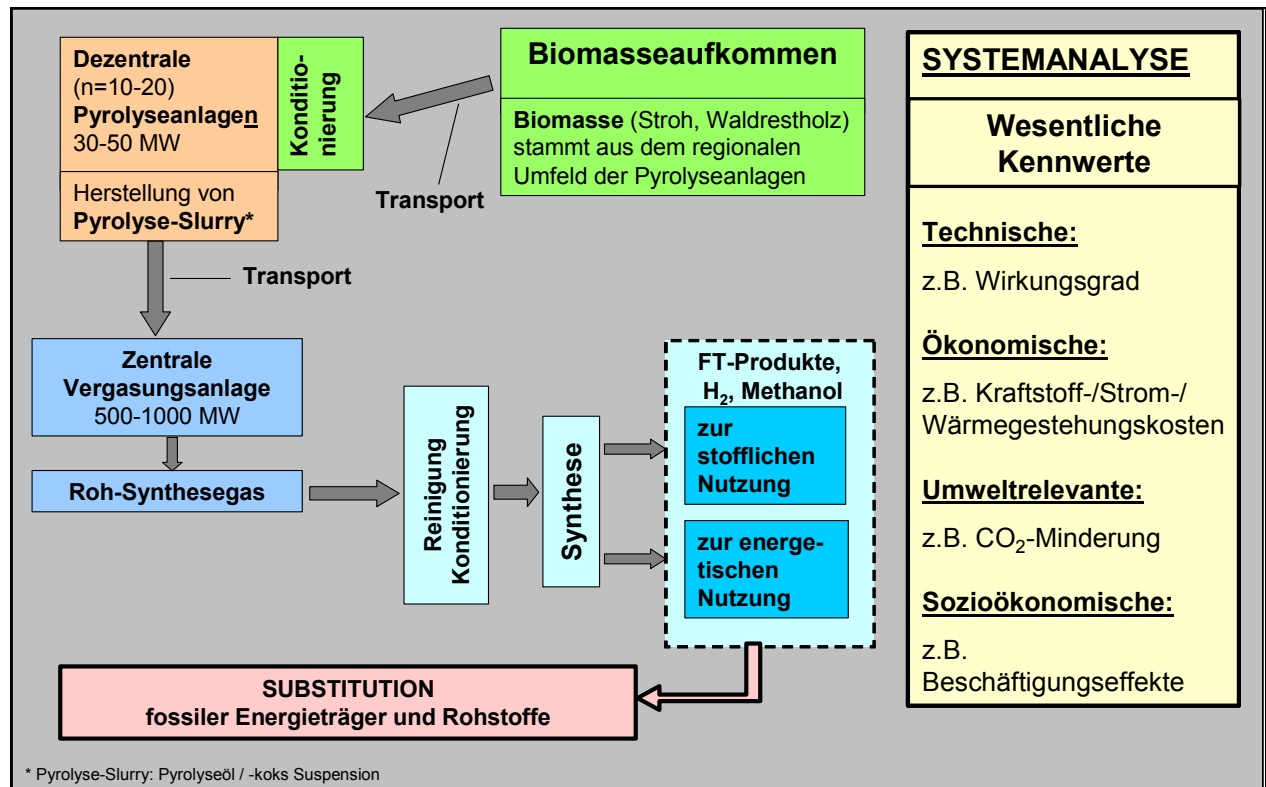


Abb. 9: Zweistufiges Konzept zur Gaserzeugung aus Biomasse

Die verschiedenen chemischen, verfahrenstechnischen und ökonomischen Aspekte des Verfahrens werden im Forschungszentrum Karlsruhe von einem interdisziplinären Arbeitsteam bearbeitet. Eine Versuchsanlage zur Schnellpyrolyse ist im Aufbau. Darüber hinaus werden die Untersuchungen zur Flugstrom-Druckvergasung an einer Pilotanlage in Freiberg fortgesetzt. Ziel der Versuche des Forschungszentrums Karlsruhe ist es, in wenigen Jahren eine Pilotanlage mit ca. 2 MW_{in} zur Schnellpyrolyse und Flugstrom-Druckvergasung zu bauen (vgl. Henrich et al., 2002).

Vom Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) wird dieses Konzept der dezentralen Schnellpyrolyse mit anschließender Vergasung in einer großen zentralen Anlage analysiert und in sein technisch/ökonomisches Umfeld eingeordnet. Dies geschieht anhand der Analyse der gesamten Prozesskette des zweistufigen Konzeptes, für unterschiedliche Anlagengrößen und verschiedene Rahmenbedingungen. Insbesondere werden hierbei alternative Wege der Biomassenutzung zur Strom- und Wärmegewinnung in den Vergleich einbezogen. Darüber hinaus sind zu Vergleichszwecken Referenztechnologien darzustellen, die fossile Energieträger einsetzen. Dieser Vergleich ergibt sich aus der Gegenüberstellung und Bewertung verschiedener technischer, ökonomischer, umweltrelevanter und sozioökonomischer Kennwerte (vgl. Abb. 9).

Bei der systemanalytischen Begleitforschung interessiert insbesondere die Frage, inwieweit durch die Kombination dezentraler Pyrolyseanlagen mit anschließender zentraler Vergasung Kostenvorteile beim Transport erschlossen werden können.

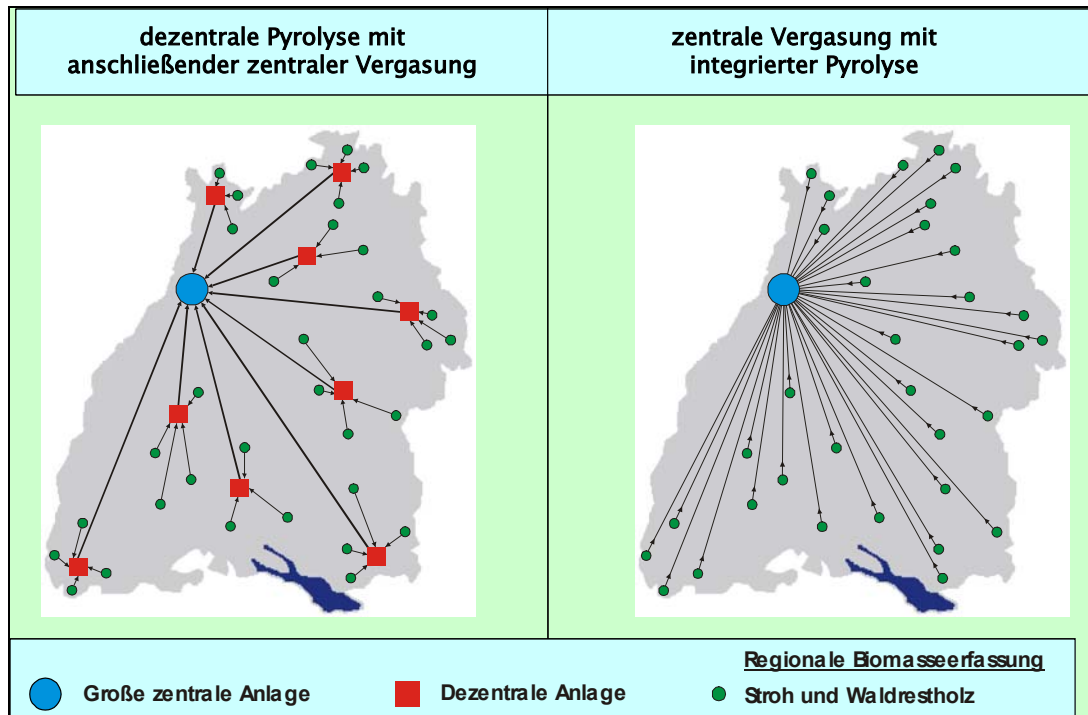


Abb. 10: Anwendung des zweistufigen Konzepts des Forschungszentrums Karlsruhe zur Gaserzeugung aus Biomasse am Beispiel von Baden-Württemberg

Wie in Abb. 10 am Beispiel für Baden-Württemberg dargestellt, ist hierbei aber auch der Vergleich relevant, bis zu welchen Erfassungsradien (Anlagengröße in GW, vgl. Abb. 8) der direkte Transport der Biomasse zu einer großen zentralen Vergasungsanlage ökonomisch überzeugend sein könnte. Dies soll unter der gegebenen Aufkommensdichte von Stroh und Waldrestholz, aber auch unter dem tatsächlich zur Verfügung stehenden Verkehrsnetz (Straße, Schiene, Wasserstraße) geprüft werden. Hierbei ist davon auszugehen, dass bei einem in einer großen zentralen Anlage integrierten Verfahren Größendegressionseffekte stärker genutzt und höhere Wirkungsgrade erzielt werden können, als dies beim zweistufigen Verfahrenskonzept der dezentralen Pyrolyse mit anschließender zentraler Vergasung (und Synthese) der Fall sein dürfte.

6 BEWERTUNG UND AUSBLICK

Nach diesem Exkurs zu aktuellen Arbeiten des Forschungszentrums Karlsruhe auf dem Feld der Vergasung von Biomasse soll nachfolgend die Wärme- und Stromgewinnung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen einer Bewertung zugeführt werden. Hierbei sind für eine Bewertung der verschiedenen Möglichkeiten der Energiegewinnung aus biogenen Reststoffen und Abfällen aus politischer Sicht zwei Fragestellungen von besonderem Interesse (vgl. Kap. 1):

- Welcher Beitrag kann zur Verringerung der treibhausrelevanten Gase (CO₂-Emissionen) geleistet werden, von welchen CO₂-Minderungskosten ist hierbei auszugehen und wie sind diese in eine CO₂-Minderungsstrategie einzuordnen?
- Welche wesentlichen Auswirkungen auf den ländlichen Raum und die Land- und Forstwirtschaft sind damit verbunden, insbesondere im Hinblick auf zusätzliche Einkommensalternativen?

Nachfolgend werden anhand der Kennwerte „CO₂-Minderung“ und „CO₂-Minderungskosten“ und der erzielbaren „Beschäftigungseffekte“ einige Ergebnisse hierzu vorgestellt.

6.1 CO₂-Minderung und CO₂-Minderungskosten

Um eine Bewertung vornehmen zu können, lag ein Schwerpunkt bei der durchgeführten Studie in der Analyse und Gegenüberstellung der CO₂-Minderung und der CO₂-Minderungskosten der untersuchten Technologien zur energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle. Unter CO₂-Minderung wird dabei der Netto-Effekt verstanden; d.h. in diesem Umfang kann durch die Substitution fossiler Energieträger die bisherige CO₂-Emission reduziert werden. Die durch die Bereitstellung der biogenen Reststoffe bedingten CO₂-Emissionen sind hierbei berücksichtigt. Neben CO₂ wurden in gleicher Weise auch CH₄ und N₂O bei dieser Analyse mit einbezogen und in der Summe als CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) dargestellt, unter Berücksichtigung ihrer unterschiedlichen Treibhauswirksamkeit.

Bei Biogas und Klärgas liegt die erzielbare CO₂-Minderung zwischen 0,8 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 wurde. Bei einer Berücksichtigung dieser vermiedenen Methanemissionen würde sich die CO₂-Minderung um 25 bis 30 % erhöhen.

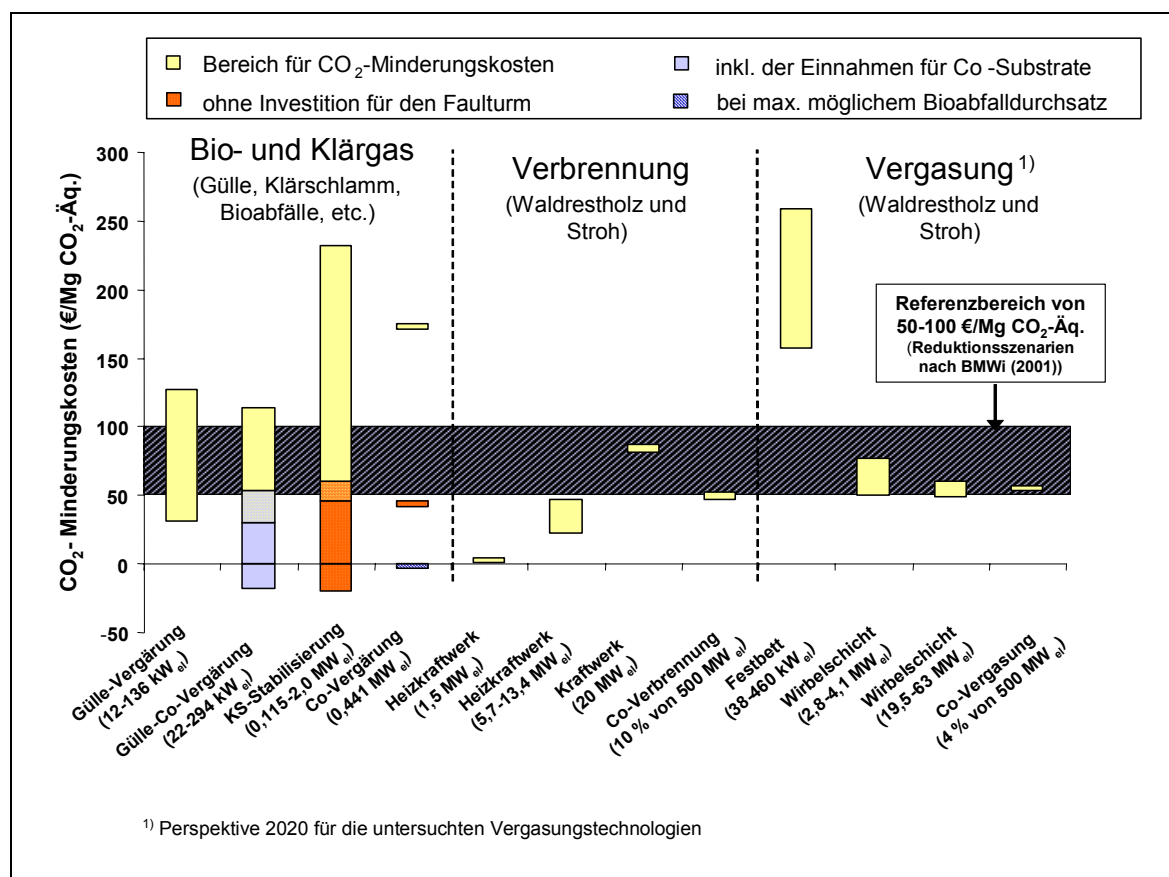


Abb. 11: CO₂-Minderungskosten bei der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle

Hinsichtlich ihrer CO₂-Minderung unterscheiden sich die rein stromgeführten Anlagen (Kraftwerke) deutlich von den Anlagen mit gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme (Heizkraftwerke, Blockheizkraftwerke). Während bei der alleinigen Stromerzeugung die Minderung knapp unter der spezifischen CO₂-Emission des als Referenz betrachteten 500 MW_{el} Steinkohlekraftwerks (0,96 Mg CO₂-Äq./MWh_{el}) liegt, kann bei den gekoppelten Anlagen eine CO₂-Minderung zwischen 1 und 2 Mg CO₂-Äq./MWh_{el} realisiert werden.

In Abb. 11 sind die Bereiche der CO₂-Minderungskosten der verschiedenen betrachteten Technologien im Überblick aufgezeigt. Die CO₂-Minderungskosten ergeben sich aus den Mehrkosten auf der einen Seite und der erzielten CO₂-Minderung 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. Die CO₂-Minderungskosten sind folglich für die Beurteilung der Förderwürdigkeit der verschiedenen betrachteten Technologien von zentralem Interesse.

Zur vergleichenden Bewertung der Ergebnisse wurden zusätzlich CO₂-Minderungskosten aus einer Studie für das BMWi (2001) zur Verfolgung der Minderungsziele der Bundesregierung herangezogen (= Referenzbereich). Diese Studie für das BMWi – ähnlich wie auch ältere Untersuchungen – belegt, dass sich für alternative Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung oder Wärmeeinsparung bei einem CO₂-Minderungsziel von 25 % oder gar von 40 % mittlere CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 100 €/Mg CO₂-Äq. ergeben. Diese können angesichts teurerer Alternativen durchaus als akzeptabel eingestuft werden. Verglichen mit diesem Referenzbereich stellen sich die erzielbaren CO₂-Minderungskosten bei der Bio- und Klärgasnutzung oder bei der Verbrennung und Vergasung von biogenen Reststoffen und Abfällen als sehr interessant dar. Beispielsweise lassen sich mit der reinen Gülle-Vergärung 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 der Verbrennung sind die CO₂-Minderungskosten der kleinen Heizkraftwerke besonders günstig. Dies liegt an der unterstellten guten Wärmenutzung und somit an der Substitution von Wärme, die ansonsten mit fossilen Energieträgern erzeugt würde. Praktisch realisieren lassen sich solche Anlagen, die möglichst ganzjährig Wärme an Wohn- und Gewerbegebiete abgeben können, jedoch nicht an jedem Standort. Sie sind vielmehr als günstige Fallbeispiele zu bezeichnen. Als Fazit ist festzuhalten, dass sich unter günstigen Rahmenbedingungen die CO₂-Minderung teilweise ohne zusätzliche Mehrkosten realisieren lässt.

6.2 Beschäftigungseffekte

Mit der Bereitstellung biogener Reststoffe und Abfälle und deren energetischen Nutzung gehen positive Beschäftigungseffekte einher, wobei auf die bestehenden Unsicherheiten in der Abschätzung, insbesondere aber hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Gesamtwirkung hinzuweisen ist. Einen Überblick zu den erzielbaren Netto-Beschäftigungseffekten gibt Abb. 12.

Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Angaben zur Nettobeschäftigung auf die erzielte Netto-Stromproduktion der dargestellten Anlagen bezogen. In dieser Übersicht sind die Mehrbeschäftigungswerte (Arbeitskräfte (AK) pro TWh_{el}) abgebildet, die sich für Anlagen mit biogenen Reststoffen und Abfällen gegenüber Anlagen mit fossilen Energieträgern ergeben. Als Referenz ist die Bruttobeschäftigung in einem Steinkohlekraftwerk (500 MW_{el}) von rd. 500 AK/TWh_{el} mit angegeben. Zur Illustration der Basis TWh_{el} mag dienen, dass 1 TWh_{el} dem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch von ca. 300.000 Haushalten entspricht.

Betrachtet man die Netto-Beschäftigungseffekte, so werden besonders große Effekte bei den kleineren Anlagen erzielt, die aber auf der anderen Seite die höchsten Mehrkosten gegenüber den fossilen Referenzen ausweisen. Die abgeschätzten Netto-Beschäftigungseffekte werden vor allem von der Bereitstellung der biogenen Rest- und Abfallstoffe getragen. Die relative Bedeutung der Bereitstellung der Energieträger nimmt dabei mit steigender Anlagengröße zu. Besonders hoch ist dieser Anteil – mit bis zu 90 % – bei der Co-Verbrennung bzw. Co-Vergasung.

Mit Blick auf eine regionale 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.

Angesichts des begrenzten Umfangs der insgesamt möglichen zusätzlichen Beschäftigung können solche Auswirkungen zwar als positiv zu wertende Nebeneffekte anerkannt werden, sie können jedoch nicht das Hauptmotiv für die Förderung der energetischen Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen dienen. Stärkere Argumente für eine solche Strategie liegen vielmehr in den bereits diskutierten möglichen Beiträgen zur Minderung der

Emission von treibhausrelevanten Gasen und in den hierfür vergleichsweise attraktiven Minderungskosten.

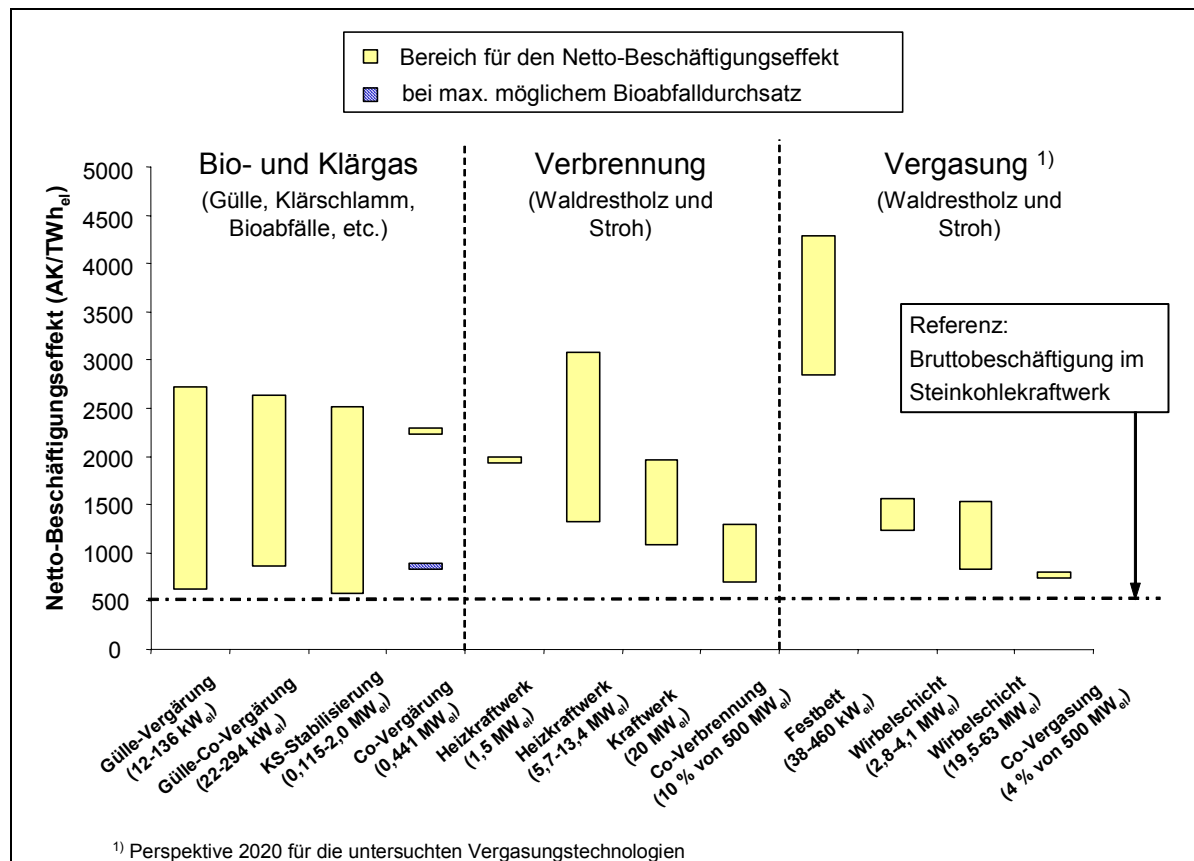


Abb. 12: Netto-Beschäftigungseffekte bei der energetischen Nutzung biogener Reststoffe und Abfälle

6.3 Ausblick

Nach ersten Abschätzungen für einen längerfristigen Zeitraum von etwa 30 Jahren könnte im günstigsten Fall davon ausgegangen werden, dass biogene Reststoffe und Abfälle aus der Land- und Forstwirtschaft, aus dem produzierenden Gewerbe und den Haushalten bis zu 10 % zur Deckung des heutigen Primärenergiebedarfs Deutschlands beitragen könnten. Dies wäre gleichbedeutend mit einem Beitrag von bis zu 40 % zum CO₂-Reduktionsziel der Bundesregierung. Um dieses Szenario zu realisieren, sind zusätzliche Anstrengungen nötig. Die derzeitige energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen liegt – trotz der bestehenden Unsicherheiten in der absoluten Höhe – bei lediglich rd. 15 % des abgeschätzten Potenzials.

Obwohl die erneuerbaren Energien in Deutschland heute schon ein wichtiger Wirtschaftsfaktor sind, stellen sie sich i.d.R. hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit noch nicht als Selbstläufer dar. Dies trifft auch auf die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen und Abfällen zu. Mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 und dessen Novellierung in 2004 wurden die bestehenden Wettbewerbsnachteile zwar deutlich gemindert bzw. teilweise sogar beseitigt; es müssen aber künftig eine Reihe von weiteren Maßnahmen ergriffen werden, um ihren Ausbau voranzutreiben. Gerade für KWK-Anlagen könnte durch eine gezielte Förderung der Wärmenutzung („Wärmevergütung“) eine effizientere Brennstoffnutzung und in Folge davon ein bedeutender Beitrag zur CO₂-Minderung erschlossen werden.

Danksagung

An dieser Stelle möchten wir uns beim Ministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und beim Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum (MELR) des Landes Baden-Württemberg für die finanzielle Unterstützung bei der Durchführung dieser systemanalytischen Untersuchungen bedanken.

LITERATUR

- BiomasseV, 2001: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV). BGBl I (29), 1234-1236
- BMWi (Hrsg.), 2001: Energiepolitische und gesamtwirtschaftliche Bewertung eines 40%igen-Reduktionsszenarios. Endbericht von Prognos, EWI und BEI, Juli 2001. Gutachten erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Dokumentation Nr. 492, Berlin, 79 S. + Anhang
- EEG, 2000: Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes (vom 29. März 2000). BGBl 13, 305-309
- EEG, 2004: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Gesetzentwurf der Bundesregierung. Deutscher Bundestag, 15. Wahlperiode, Drucksache 15/2845, 31.03.2004
- Henrich, E., und E. Dinjus, 2003: Das FZK-Konzept zur Kraftstoffherstellung aus Biomasse. In: Biomasse-Vergasung, Internationale Tagung, 1.-2. Oktober 2003, Leipzig – in Druck
- Henrich, E., E. Dinjus und D. Meier, 2002: Flugstromvergasung von flüssigen Pyrolyseprodukten bei hohem Druck - ein neues Konzept zur Biomassevergasung. In: DGMK (Hrsg.), Beiträge zur DGMK-Fachbereichstagung „Energetische Nutzung von Biomassen“, 22. bis 24. April 2002 in Velen/Westfalen. DGMK-Tagungsbericht 2002-2, 95-102
- Leible, L., A. Arlt, B. Fürniß, S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, Chr. Rösch und D. Wintzer, 2003: 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. Forschungszentrum Karlsruhe (Hrsg.), Wissenschaftlicher Bericht FZKA 6882, 278 S.
[Online verfügbar unter: <http://bibliothek.fzk.de/zb/berichte/FZKA6882.pdf>]