

Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe

Univ.-Doz.Dipl.-Ing.Dr. Ingwald Obernberger

Ingenieurbüro BIOS

A – 8010 GRAZ, Sandgasse 47; HOMEPAGE: <http://bios-bioenergy.at>

Tel: + 43 (316) 481300; FAX: +43 (316) 4813004; E-Mail: obernberger@glvt.tu-graz.ac.at

Institut für Grundlagen der Verfahrenstechnik und Anlagentechnik, Technische Universität Graz

A – 8010 GRAZ, Inffeldgasse 25

Zusammenfassung

Der thermischen Nutzung fester biogener Brennstoffe zur Wärme- und Stromerzeugung kommt europa- und weltweit steigende Bedeutung zu, da diese Energieträger unter Voraussetzung einer nachhaltigen Forst- bzw. Landwirtschaft weitgehend CO₂ neutral sind und die regionale Wertschöpfung erhöhen. Technologien zur schadstoffarmen und effizienten Verbrennung von Biomassefestbrennstoffen wurden in den letzten 15 Jahren entwickelt und auch erfolgreich in den Markt eingeführt. Man unterscheidet dabei Festbettfeuerungen (Rostfeuerungen), Wirbelschichtfeuerungen und Staubfeuerungen. Die richtige Wahl der Anlagentechnologie hängt von der Art und Charakteristik des eingesetzten Biomasse-Brennstoffes sowie von der erforderlichen Anlagengröße ab. Holz- als auch halmgutartige Brennstoffe können heutzutage umweltfreundlich energetisch genutzt werden.

Die Technologie der Biomassevergasung ist noch nicht so weit entwickelt wie die Biomasseverbrennung und derzeit noch nicht marktreif. Das Hauptproblem stellt die Erreichung einer effizienten und praxistauglichen Produktgasreinigung dar. Auch hier unterscheidet man zwischen Festbett- und Wirbelschichtvergasungsanlagen. Letztgenannte sind insbesondere für Großanlagen (Brennstoffwärmeleistung größer 15 MW_{th}) von Interesse.

In den letzten Jahren wurden auch verstärkt Technologien zur Stromerzeugung im Leistungsbereich bis etwa 2 MW_{el} entwickelt bzw. verbessert, welche für den Einsatz in Biomasse-KWK-Anlagen sehr erfolgversprechend scheinen. Derartige Anlagen sollten überwiegend wärmegeführt betrieben werden, um hohe Gesamtwirkungsgrade zu erreichen und eine Anlagenauslastung von größer 4000 Vollbenutzungsstunden aufweisen. Derzeit gibt es zwei marktreife Technologien zur dezentralen Stromerzeugung auf Basis Verbrennung von fester Biomasse. Es sind dies der Dampfturbinen- und der Dampfkolbenmotorprozess. Drei innovative Technologien, nämlich der Dampfschraubenmotorprozess, der Stirlingmotorprozess und der ORC-Prozess haben bereits ein hohes Entwicklungsniveau erreicht, wurden bereits erfolgreich demonstriert und stehen am Sprung zur Markteinführung. Die Festbettvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor und die Wirbelschichtvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor bzw. Gasturbine befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Allen untersuchten innovativen Technologien gemeinsam ist das zum Teil noch große technische und wirtschaftliche Entwicklungspotential. Die Erschließung dieses Potentials kann zu Effizienzsteigerungen der Prozesse und zu deutlichen Kostensenkungen führen.

Einleitung und Rahmenbedingungen

Der dezentralen thermischen Biomassenutzung kommt in Österreich ein hoher Stellenwert zu. Neben den industriellen und gewerblichen Anlagen in der Papier- und Zellstoffindustrie sowie in der Holzverarbeitenden Industrie sind dabei insbesondere Biomassefernheizwerke mit einer Anlagengröße von 0,5 bis 10,0 MW_{th} von Bedeutung. Diese Biomassefernheizwerke verzeichneten in den letzten zehn Jahren jährliche Steigerungsraten von mehr als 10%, mit Ende 1999 waren bereits 501 Anlagen in Betrieb /1/.

Im Jahr 1995 betrug der Primärenergieeinsatz für Biomasse in Österreich etwa 110 PJ, was 9,3% des gesamten österreichischen Primärenergiebedarfes (1.179 PJ) bedeuteten. Aus fester Biomasse wurden in Österreich 1996 etwa 360 GWh Strom erzeugt, aus flüssiger (vorwiegend Ablauge) und gasförmiger Biomasse etwa 1.168 GWh. Dies waren 0,7% bzw. 2,1% der gesamten österreichischen Stromerzeugung (54.800 GWh) im Jahr 1996 /2/.

In Europa nehmen die skandinavischen Länder Finnland, Schweden und Dänemark sowie Österreich eine führende Rolle in Bezug auf die thermische Nutzung fester Biomasse ein. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch in der Größe der biomassebefeuerten Anlagen in diesen Ländern. In Finnland und Schweden ist aufgrund der Stärke der Papier- und Zellstoffindustrie sowie der Holzverarbeitenden Industrie der Biomasseeinsatz in KWK-Anlagen sehr hoch, wobei einige Anlagen Feuerungsnennwärmeleistungen von über 100 MW_{th} aufweisen. Bei biomassebefeuerten Heiz- und Heizkraftwerken tendieren diese Länder ebenfalls zu Anlagen mit Feuerungsnennwärmeleistungen von über 10 MW_{th}. In Dänemark erfolgt die thermische Biomassenutzung aufgrund der fehlenden Holzverarbeitenden Industrie insbesondere durch die Zufeuerung von Biomasse in großen Kohlekraftwerken, wobei der Biomasseanteil normalerweise zwischen 5 und 20% des gesamten erforderlichen Primärenergieeinsatzes liegt. Weiters sind mehrere Strohheizkraftwerke im Leistungsbereich zwischen 10 und 50 MW_{th} in Betrieb. In Österreich bestehen in der Papier- und Zellstoffindustrie einige große KWK-Anlagen (bis über 100 MW_{th}), die jedoch mit Brennstoffgemischen aus Biomasse und fossilen Energieträgern befeuert werden. Biomassefeuerungen in der Holzverarbeitenden Industrie und in Heizwerken weisen in Österreich überwiegend Anlagengrößen zwischen 0,5 und 10 MW_{th} Kesselnennleistung auf. Dies dürfte durch die gebirgige Topographie und den großen am Land lebenden Bevölkerungsanteil bedingt sein, wodurch generell kleine regionale Einheiten dominieren. Dadurch läßt sich auch der hohe Anteil von Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen zur Raumwärmebereitstellung in Österreich (europaweit führend) erklären /5/.

Auf internationaler Ebene lassen sich im wesentlichen zwei Entwicklungstendenzen, welche für die verstärkte thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe von Bedeutung sind, erkennen:

Das „Weißbuch für erneuerbare Energieträger“ wurde von der EU-Kommission einstimmig verabschiedet und enthält sehr ehrgeizige Zielvorgaben für die europäische Energiepolitik. In Tabelle 1 sind die Anteile der verschiedenen erneuerbaren Energieträger in Europa und Österreich angegeben, sowie auch die Zielvorgaben der EU für das Jahr 2010. Die wesentlichen Erkenntnisse, die daraus ableitbar sind, lauten zusammengefaßt:

- Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger zur Primärenergie-Bedarfsdeckung soll bis zum Jahre 2010 innerhalb der EU verdoppelt werden, der Anteil soll von derzeit etwa 6% auf 12% steigen.
- Der Einsatz der Biomasse soll verdreifacht werden. Biomasse soll dann 75% der eingesetzten erneuerbaren Energieträger ausmachen.

Tabelle 1: Bruttoinlandsverbrauch erneuerbarer Energien in der EU und Österreich

Erläuterungen: Datenquellen /3/, /4/; Werte für Biomasse korrigiert nach /5/

		EU 1995	EU-Ziel 2010	Österreich 1995
Windkraft	[PJ/a]	14,700	289,800	0,003
Wasserkraft	[PJ/a]	1.108,800	1.283,100	173,220
Photovoltaik	[PJ/a]	0,084	10,920	0,004
Biomasse	[PJ/a]	1.881,600	5.670,000	110,000
Erdwärme (inkl. Wärmepumpen)	[PJ/a]	105,000	218,400	5,456
Thermische Sonnenkollektoren	[PJ/a]	10,920	168,000	1,494
Summe erneuerbare Energien	[PJ/a]	3.121,104	7.640,220	290,177
Gesamtprimärenergieeinsatz	[PJ/a]	57.372,000	66.486,000	1.178,753

Tabelle 2 zeigt für Österreich und die EU den Biomasseeinsatz, welcher zur alleinigen Wärmeerzeugung (ohne KWK-Anlagen) im Jahr 1995 verwendet wurde, sowie die Stromerzeugung aus Biomasse. Weiters sind auch die Zielvorgaben der EU für 2010 angeführt. Danach sollte die Wärmeerzeugung aus Biomasse innerhalb der EU verdoppelt und die Stromerzeugung mehr als verzehnfacht werden, womit generell ein sehr hohes Potential für Biomasse-KWK-Anlagen gegeben ist.

Tabelle 2: Biomasseeinsatz zur alleinigen Wärmeerzeugung und Stromerzeugung in der EU und Österreich

Erläuterungen: Datenquellen /3/, /4/, Werte für Biomasse korrigiert nach /5/ sowie eigene Berechnungen; ⁽¹⁾ Wert gilt für 1996

		EU 1995	EU-Ziel 2010	Österreich 1995
Biomasseeinsatz zur alleinigen Wärmeerzeugung (bezogen auf H_u)	[PJ/a]	1.597,7	3.150,0	90,0
Biomasseeinsatz in Anlagen mit Stromerzeugung (bezogen auf H_u)	[PJ/a]	283,9	2.520,0	20,0
Stromerzeugung aus Biomasse	[PJ _{el} /a]	81,0	828,0	5,5 ⁽¹⁾
Gesamt-Biomasseeinsatz (bezogen auf H_u)	[PJ/a]	1.881,6	5.670,0	110,0

Feste biogene Brennstoffe – Eigenschaften und Preise

Prinzipiell unterscheidet man zwischen holzartigen (Hackgut, Späne, Rinde, Pellets, Altholz) und halmgutartigen (Stroh, Ganzpflanzen, Energiegräser) biogenen Brennstoffen. Deren Eigenschaften differieren zum Teil deutlich.

Die physikalischen und chemischen Charakteristika von festen biogenen Brennstoffen haben wesentlichen Einfluß auf deren Bereitstellungs- und Transportkosten, die Lagerdimensionierung, die Brenn-

stoffförderung, die Feuerungs- und Rauchgasreinigungstechnologie, die erforderliche Anlagenregelung und die Ascheverwertungsmöglichkeiten. Die Qualität der verfahrenstechnischen Abstimmung der Konversionsanlage an das zu verwendende Brennstoffsoriment bestimmt somit die Lebensdauer und Eignung der Anlage bzw. wichtiger Anlagenkomponenten. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die wichtigsten physikalischen und chemischen Eigenschaften fester biogener Brennstoffe sowie deren Einflüsse. Hinsichtlich detaillierterer Informationen wird auf /5/, /6/, /7/ und /8/ verwiesen.

Tabelle 3: Eigenschaften fester biogener Brennstoffe und deren Einflüsse

Erläuterungen: Datenquelle /6/

Eigenschaften	Einflüsse
<i>Physikalische Parameter</i>	
- Wassergehalt	Lagerfähigkeit, Trockensubstanzverluste, Selbstentzündungsgefahr, Anlagenauslegung
- Brennwert, Heizwert	Brennstoffverwendung, Anlagenauslegung
- Aschegehalt	Staubemissionen, Aschemanipulation, Ascheverwertung / -entsorgung, Verbrennungs- / Vergasungstechnik
- Ascheschmelzverhalten	Betriebssicherheit, Verbrennungs- / Vergasungstechnik, Regelungstechnik
- Pilze	Gesundheitsrisiken
- Schüttdichte	Brennstofflogistik (Lagerung, Transport, Manipulation)
- Teilchendichte	Wärmeleitfähigkeit, biologische Abbaubarkeit
- Form und Korngrößenverteilung	Fördertechnik, Trocknungstechnik, Verbrennungs- / Vergasungstechnik, Brückenbildung, Betriebssicherheit, Staubemissionen
- Feinanteil (für Presslinge)	Lagervolumen, Transportverluste, Staubemissionen
- Abriebverhalten (für presslinge)	Qualitätsverlust, Fördertechnik, Feinanteil
<i>Chemische Parameter</i>	
Elemente:	
- Chlor Cl	HCl-, PCDD/F-Emissionen, Korrosion
- Stickstoff N	NO _x -, N ₂ O-Emissionen
- Schwefel S	SO _x -Emissionen, Korrosion
- Fluor F	HF-Emissionen, Korrosion
- Kalium K	Korrosion (Überhitzer, Wärmetauscher, Verringerung der Ascheschmelztemperaturen, Aerosolbildung, Ascheverwertung (Pflanzennährstoff))
- Natrium Na	Korrosion (Überhitzer, Wärmetauscher, Verringerung der Ascheschmelztemperaturen, Aerosolbildung)
- Magnesium Mg	Erhöhung der Ascheschmelztemperaturen, Ascheverwertung (Pflanzennährstoff)
- Kalzium Ca	Erhöhung der Ascheschmelztemperaturen, Ascheverwertung (Pflanzennährstoff)
- Phosphor P	Ascheverwertung (Pflanzennährstoff)
- Schwermetalle	Emissionen, Ascheverwertung, Aerosolbildung

Aus den genannten Gründen kommt der Beachtung der folgenden Punkte besondere Bedeutung zu:

- a) Die zu verwendenden Biomasse-Brennstoffe müssen bereits zu Beginn der Anlagenplanung genau definiert werden, da sie eine wichtige Ausgangsbasis für die Planung der Gesamtanlage darstellen.
- b) Wenn nicht konventionelle Biomasse-Brennstoffe verwendet werden sollen, ist eine genaue Untersuchung deren physikalischer und chemischer Brennstoffeigenschaften bereits im Zuge der Vorplanung notwendig, unter Umständen können auch Feuerungsversuche erforderlich sein.
- c) Zur Absicherung bezüglich der festgelegten Qualitätsanforderungen sind langfristige und genau definierte Lieferverträge zwischen dem Anlagenbetreiber und den Brennstofflieferanten empfehlenswert.

Die wichtigsten physikalischen Kriterien, die bei der Bewertung eines Biomasse-Brennstoffes eine Rolle spielen sind dessen Form und Partikelgröße, dessen Wassergehalt und dessen Energiedichte sowie die möglichen auftretenden Schwankungsbreiten dieser Parameter. Sie wirken sich insbesondere auf die Auswahl und Dimensionierung der Förderungs- und Konversionstechnologie sowie auf die erforderliche Regelungstechnik aus.

Aus chemischer Sicht sind die Konzentrationen an N, S, Cl, der Gesamtaschengehalt im Biomasse-Brennstoff sowie die durchschnittlich auftretenden Konzentrationen an Alkalimetallen (K, Na) und Schwermetallen (insbesondere Cd, Zn und Pb) von besonderer Relevanz, da diese die Emissionen und die Betriebssicherheit der Anlage beeinflussen.

Holzartige Brennstoffe sind aus verbrennungstechnischer Sicht unproblematischer als halmgutartige Brennstoffe, letztgenannte erfordern eine aufwendigere Anlagentechnik (aufgrund der normalerweise höheren N-, S-, Cl- und K-Gehalte). Richtwerte und Richtbereiche für die angeführten Parameter sowie entsprechende technologische Konzepte, die auf konventionelle biogene Brennstoffe, für die bereits ausreichende Erfahrungen vorliegen (Hackgut, Späne, Rinde, Pellets, Stroh), abgestimmt sind, sind verfügbar und können für eine korrekte Anlagenkonzeption herangezogen werden /5/, /6/, /9/, /10/.

Eine Zusammenfassung der Beschreibung des Marktes für Brennstoffe von Biomasseheizwerken in Österreich zeigt Tabelle 4. Der Markt ist durch einen weiten Schwankungsbereich der Preise aufgrund verschiedener Preisbildungsmechanismen gekennzeichnet. Der billigste Brennstoff ist Rinde, dessen Preis an Heizöl Schwer gekoppelt ist. Da Sägenebenprodukte ein Koppelprodukt der Schnittholzproduktion sind, ist das Angebotsverhalten der Sägeindustrie als starr mit einem begrenzten zusätzlichen Potential zu beurteilen. Waldhackgut stellt den teuersten Brennstoff dar, wobei sich der Preis nach den Produktionskosten (arbeitsintensive motormanuelle Ernte) und dem Industrieholzpreis richtet. Aus diesem Grund wird Waldhackgut in Heizwerken nur beschränkt verwendet. Bezüglich halmgutartigen Brennstoffen hängt der Preis insbesondere von den Produktionskosten der Bauern ab, was die hohen Schwankungsbreiten erklärt. Bei einer zukünftigen verstärkten thermischen Nutzung fester biogener Brennstoffe ist mit einem Preisanstieg zu rechnen, da es zu einer Verknappung der Billigsortimente kommen wird. Diesem Preisanstieg gilt es insbesondere durch Rationalisierungsmaßnahmen bei der Brennstoffernte und -aufbereitung entgegenzuwirken /6/, /11/, /12/, /13/.

Tabelle 4: Beschreibung des Brennstoffmarktes für Biomasseheizwerke in Österreich
Erläuterungen: Preise bezogen auf unteren Heizwert, Stand Frühjahr 2000

Brennstoff	Anbieter	Marktbeschreibung	Preisbestimmende Faktoren	mittlerer Preis (loco Verbraucher)
Rinde	Sägeindustrie	starres Angebot, Abnehmermonopol der Papierindustrie	Heizöl Schwer	6 – 12 g/kWh
Industriehackgut	Sägeindustrie, holzverarbeitende Industrie	starres Angebot, Abnehmermonopol der Papierindustrie	Zellstoffpreis	12 - 16 g/kWh
Waldhackgut	Forstwirtschaft (Bauernkleinwald)	hohes Potential, kein transparenter Markt	Produktionskosten, Industrieholzpreis	22 – 35 g/kWh
Stroh	Landwirtschaft	starres Angebot	Produktionskosten, Düngerwert	8 – 25 g/kWh
Pellets	Sägeindustrie, holzverarbeitende Industrie	Markt im Aufbau, primär für Endverbraucher, Hochpreispolitik	Heizöl EL	30 - 45 g/kWh
Energiepflanzen	Landwirtschaft	dz. nur zu Forschungszwecken	Produktionskosten	25 - 45 g/kWh

Biomasse-Verbrennungs- und Vergasungstechnologien - Stand der Technik und Entwicklung

Basis für jede Kraft-Wärme-Kopplung ist die für den jeweils verwendeten Brennstoff bzw. die erforderliche Anlagengröße geeignete Feuerungs- bzw. Vergasungstechnik. Die Anlagentechnik für Biomassefeuerungen hat sich in den letzten Jahren sprunghaft verbessert. Durch den Einsatz moderner Feuerungs- und Regelungstechnik ist eine emissionsarme und umweltverträgliche Verbrennung möglich. Es gibt mittlerweile eine Vielzahl von unterschiedlichen Feuerungstechnologien für feste Biomasse-Brennstoffe, von denen die meisten technisch ausgereift und kommerziell verfügbar sind.

Die Biomassevergasung ist technologisch noch nicht so weit entwickelt wie die Biomasseverbrennung. Es gibt aber international gesehen eine Anzahl von Institutionen und Firmen, die sich mit dieser Technologie intensiv beschäftigen. Vergasungsanlagen zur direkten Verfeuerung des Produktgases wurden bereits großtechnisch realisiert. Für die Nutzung des Produktgases in nachgestalteten Motoren, Turbinen oder Brennstoffzellen ist jedoch eine vorherige Gasreinigung erforderlich, welche derzeit aufgrund der hohen Teer- und Staubgehalte sowie der enthaltenen Stickstoff-, Schwefel-, Chlor- und Alkalimetallverbindungen im Produktgas große Probleme verursacht.

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick über den derzeitigen Stand der Technik von Biomasse-Verbrennungs- und Vergasungstechnologien gegeben.

Biomasse-Verbrennungstechnologien

Grundsätzlich können folgende Verbrennungstechnologien unterschieden werden (siehe auch Abbildung 1):

- Festbettverbrennung,
- Wirbelschichtverbrennung,
- Staubverbrennung.

Festbettverbrennungssysteme setzen sich aus Unterschubfeuerungen und Rostfeuerungen zusammen. Primärluft wird durch das Brennstoffbett geleitet, wo die Brennstofftrocknung, die Vergasung und der Holzkohlenausbrand erfolgen. Die erzeugten brennbaren Gase werden nach Zufuhr der Sekundärluft (üblicherweise in einer eigenen von der Rostzone abgetrennten Nachverbrennungszone) ausgebrannt.

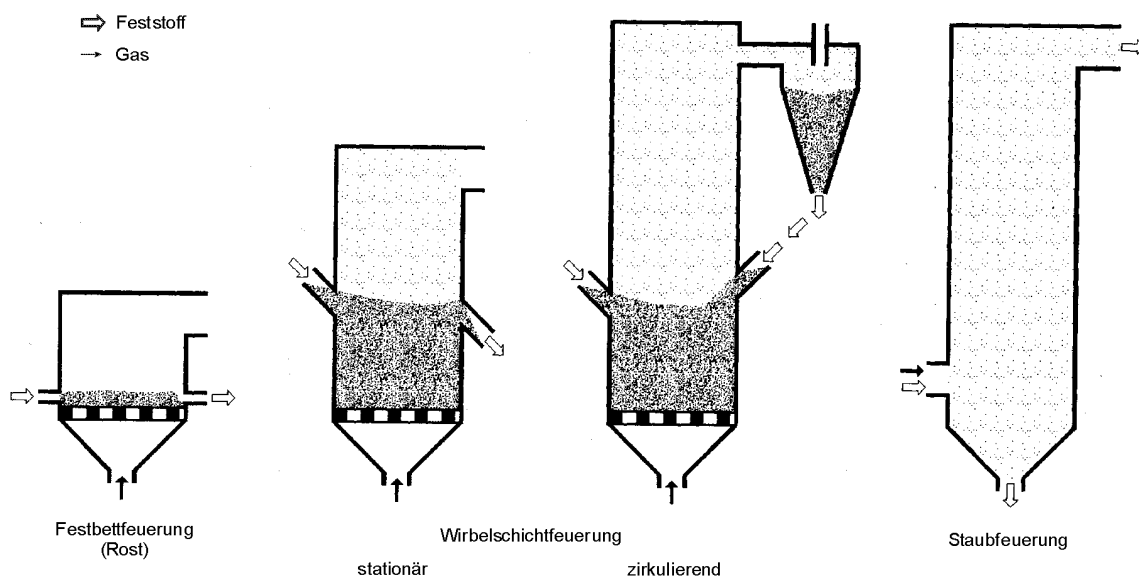
In Wirbelschichtfeuerungen wird der Brennstoff in einer Suspension aus Bettmaterial und brennbaren Gasen verbrannt. Die Primärluft wird von unten zugeführt und ist für die Aufrechterhaltung des Fluidisierungszustandes verantwortlich. Je nach Fluidisierungsgeschwindigkeit unterscheidet man zwischen stationären und zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen.

Staubfeuerungen sind für biogene Brennstoffe mit Korngrößen kleiner 2 mm geeignet. Der Brennstoff wird mit der Primärluft vermischt in die Feuerung eingeblasen und verbrennt in Suspension. Der vollständige Ausbrand der brennbaren Gase erfolgt nach Zugabe der Sekundärluft.

Variationen bzw. Kombinationen dieser Verbrennungstechnologien, wie Systeme mit Wurfbeschickern und Zyklonbrennkammern sind möglich.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der prinzipiellen Verbrennungstechnologien für feste biogene Brennstoffe

Erläuterungen: Datenquelle /10/



Die richtige Wahl der Feuerungstechnologie wird von Art, Form und Korngröße des Biomasse-Brennstoffes wesentlich beeinflusst. Diesem Punkt kommt große Bedeutung zu, da dadurch eine Vorselektion geeigneter Verbrennungssysteme erfolgt und die Art der erforderlichen Brennstoffaufbereitung bzw. Brennstoffzufuhr für eine bestimmte Feuerungstechnologie definiert wird. Einen Überblick über für bestimmte Arten von biogenen Brennstoffen geeignete Förderungs- und Feuerungstechnologien zeigt Tabelle 5.

Tabelle 5: Geeignete Förder- und Verbrennungssysteme in Abhängigkeit von Form und Korngröße des verwendeten Biomasse-Brennstoffes

Erläuterungen: Datenquelle /5/; WS....Wirbelschicht.

Form	Maximale Korngröße	Geeignete Förderungssysteme	Geeignete Verbrennungssysteme
Schüttgut	< 5 mm	Direktinblasung, pneumatische Förderung	Staubfeuerungen, zirkulierende WS
Schüttgut	< 50 mm	Schneckenförderer	Unterschubfeuerungen, Rostfeuerungen, stationäre und zirkulierende WS
Schüttgut	< 100 mm	Rüttelrinnen, Stückholzbeschicker, Schubstangenförderer	Rostfeuerungen, BFB
Schüttgut	< 500 mm	Schubstangenförderer, Stückholzbeschicker	Rostfeuerungen, BFB
Geschredderte oder zerkleinerte Ballen	< 50 mm	pneumatische Förderung oder Schneckenförderer	Staubfeuerungen, Rostfeuerungen, stationäre und zirkulierende WS
Ballen, Ballenschnitten	Ganzballen	Kräne, Schubstangenförderer	Rostfeuerungen, Zigarrenbrenner
Pellets	< 30 mm	Schneckenförderer	Unterschubfeuerungen, Rostfeuerungen, stationäre und zirkulierende WS
Briquettes	< 120 mm	Schubstangenförderer, Stückholzbeschicker	Rostfeuerungen, stationäre WS

Ein generell für alle Feuerungen wichtiger Punkt ist die Realisierung einer gestuften Verbrennung. Dies kann durch eine geometrisch klare Unterteilung der Feuerung in eine Primär- und eine Sekundärverbrennungszone erreicht werden, und dient dazu, eine Rückvermischung der Sekundärluft in die Primärverbrennungszone zu verhindern. Dadurch kann die Primärverbrennungszone als Vergasungszone (mit unterstöchiometrischem Luftverhältnis) betrieben werden, was für eine effiziente NO_x-Reduktion durch Primärmaßnahmen wie auch für eine fraktionierte Schwermetallabscheidung eine Grundvoraussetzung darstellt. Die Sekundärbrennkammer stellt dann die eigentliche Oxidationszone dar. Weiters zählen eine entsprechende automatisierte Verbrennungsregelung und genügend lange Verweilzeiten des Rauchgases im heißen Feuerraum, kombiniert mit einer entsprechend guten Durchmischung mit der Verbrennungsluft, zu den Grundvoraussetzungen für eine emissionsarme Verbrennung, die heutzutage als Stand der Technik für Biomassefeuerungsanlagen anzusehen ist.

Den Brennstoffkonzentrationen an N (Stickstoff) und Cl (Chlor) kommt bei der Verbrennung eine wichtige Rolle zu. Der Brennstoff-N geht während der Verbrennung unter Bildung von N_2 und NO_x fast zur Gänze in die Gasphase über, in die Asche wird kaum N eingebunden. Forschungsergebnisse zeigen, daß bei den üblichen Verbrennungstemperaturen in Biomassefeuerungen (zwischen 800 und 1.100°C) die NO_x -Bildung fast ausschließlich durch den Brennstoff-N und nicht durch den Luft-N erfolgt, wobei die Feuerraumgeometrie und insbesondere die Luftstufung einen wesentlichen Einfluß auf die NO_x -Emissionen haben. Beim Einsatz chemisch unbehandelter Biomasse werden zur NO_x -Reduktion Primärmaßnahmen (regelungstechnische Vorgaben sind dabei ein Luftverhältnis λ in der Primärverbrennungszone zwischen 0,6 und 0,8, eine Feuerraumtemperatur zwischen 1.100 und 1.200°C und eine Verweilzeit von mindestens 0,5 Sekunden) empfohlen. Werden Biomasse-Brennstoffe mit sehr hohen N-Gehalten (z.B. Gräser oder auch Spanplatten) verwendet, so reichen Primärmaßnahmen normalerweise nicht mehr aus, um die behördlich vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte einzuhalten. In diesem Fall müssen zusätzlich Sekundärmaßnahmen (Eindüsung von Ammoniak oder Harnstoff) eingesetzt werden /14/, /15/.

Der Cl-Gehalt des Brennstoffes kann insbesondere bei Ganzpflanzen, Stroh oder behandeltem Holz zu Problemen führen. Unbehandeltes Holz und Rinde weisen eher geringe Cl-Gehalte auf. Das im Brennstoff enthaltene Cl geht während der Verbrennung unter Bildung von Salzsäure, Chlorgas und Alkalichloriden zum Großteil in die Gasphase über. Durch die Abkühlung der Rauchgase im Kessel kondensiert ein Teil des Cl in Form von Salzen an den im Rauchgas mitgeführten Flugaschepartikeln und an den Rohrwänden der Wärmetauscher, der Rest verbleibt in Aerosolform (als Flugstaub) im Rauchgas bzw. wird gasförmig als Salzsäure emittiert. Die Bedeutung des Cl liegt einerseits in der bewirkten Salzsäure-Emission und deren Einfluß auf die Dioxin- und Furanbildung und andererseits in der korrosiven Wirkung dieses Elementes bzw. seiner Verbindungen an den Oberflächen der Wärmetauscherrohre. Bei höheren Cl-Konzentrationen im Brennstoff werden daher zur Abscheidung Sekundärmaßnahmen wie Wäscher oder mit Trockensorption kombinierte Feinstaubabscheider notwendig /5/, /16/, /17/.

Die Asche stellt den festen Rückstand der Verbrennung dar und besteht im Idealfall nur aus den im Holz beinhalteten oxidierten mineralischen Einschlüssen. Durch den unvollständigen Ausbrand der Asche sind jedoch in der Praxis immer Restbestandteile von unverbranntem Brennstoff (vorwiegend Kohlenstoff) enthalten, wobei die Menge von Unverbranntem auch von der Feuerungstechnologie abhängt. Die mit dem Rauchgas aus dem Feuerraum austretenden partikelgebundenen Emissionen bezeichnet man als Staubemissionen. Die durchschnittlichen Rohstaubgehalte im Rauchgas nach Kesselaustritt von z.B. Vorschubrostfeuerungen liegen zwischen 500 und 1.500 mg/Nm^3 , wobei die behördlich vorgeschriebenen Staubemissionsgrenzwerte in Österreich für Biomassefeuerungen (mit chemisch unbehandeltem Brennstoff) derzeit zwischen 50 und 150 mg/Nm^3 (in Abhängigkeit von der Anlagengröße und jeweils bezogen auf trockenes Rauchgas und 13 Vol% O_2) liegen /5/. Eine Staubabscheidung ist daher praktisch in allen Anwendungsfällen unumgänglich und auch ökologisch von großer Relevanz, da sich umweltrelevante Schwermetalle im Flugstaub anreichern. Als Verfahren kommen trockene (Zyklone, rotierender Partikelabscheider, Elektrofilter, Gewebefilter und Keramikfilter) und nasse (Rotations- und Venturiwäscher, Rauchgaskondensationsanlagen) Abscheider zur Anwendung, wobei auch Kombinationen möglich sind. Meist wird die Auswahl für ein Verfahren von den beiden Parametern Abscheidegrad und Investitionskosten am stärksten beeinflusst.

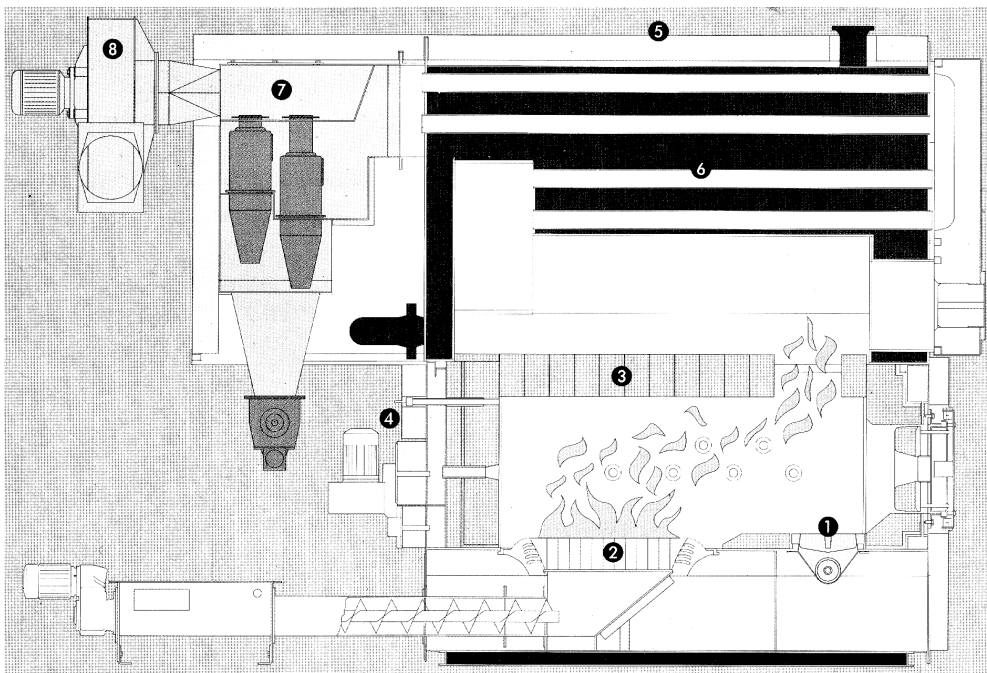
Um einen guten Ausbrand der Asche und niedrige Schadstoffemissionen erreichen zu können, muß das Feuerungssystem für die feuerungstechnischen Eigenschaften des jeweiligen Brennstoffes geeignet sein. Die Eigenschaften biogener Brennstoffe differieren sehr stark. Das Abbrandverhalten von Biomasse wird insbesondere von der Stückigkeit, dem Verhältnis von Oberfläche zu Volumen, dem Wassergehalt und der chemischen Zusammensetzung beeinflusst. Für den Einsatz eines breiten Brennstoffspektrums sind moderne Rost- und Wirbelschichtfeuerungen am besten geeignet.

Bei der Auswahl der Feuerung sind die erforderliche Nennleistung und die Eignung der Feuerung für den jeweiligen Brennstoff die wichtigsten Kriterien. Bei der weiteren Bewertung der in Frage kommenden Feuerungen sind außerdem die Investitions- und Betriebskosten sowie die realisierbaren Wirkungsgrade zu berücksichtigen. Wird eine Feuerungsanlage vorwiegend wärmegeführt betrieben und ist mit Schwankungen im Wärmebedarf zu rechnen, so ist das Teillastverhalten sowohl der Stromerzeugung als auch der Biomassefeuerung von großer Wichtigkeit. Die zum Einsatz kommende Feuerungstechnologie muß daher auch im Teillastbereich sicher und unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte betrieben werden können. Ein wesentlicher Unterschied im Vergleich zu flüssig- oder gasbefeuerten Anlagen ist die höhere Trägheit von Festbrennstofffeuerungen in Bezug auf rasche Lastwechsel.

Unterschubfeuerungen

Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Biomasse-Unterschubfeuerung für Hackgut, Pellets und Sägespäne

Erläuterungen: Datenquelle /18/, 1 Aschenausragsschnecke; 2 Verbrennungsretorte mit Primärluftzufuhr; 3 schamottierte Strahlungsdecke; 4 gestufte Verbrennungsluftzuführung (die Sekundärluft wird in der Nachbrennzone zugeführt); 5 Isolation zur Reduktion von Strahlungsverlusten; 6 Rauchrohrkessel; 7 Multizyklon zur Rauchgasentstaubung; 8 Rauchgasventilator



Bei Unterschubfeuerungen wird der Brennstoff von unten in den Feuerraum eingetragen. Dieses Verfahren wird besonders für feinkörnige Biomasse-Brennstoffe wie Sägespäne, Pellets oder Feinhackgut verwendet, eignet sich jedoch wegen der schwierigen Ascheaustragung aus dem Feuerraum nur für sehr aschearme Brennstoffe. Außerdem können Ascheagglomerationen an der Glutbettoberfläche die Verbrennung örtlich behindern und zu plötzlichen Gasdurchbrüchen und daraus resultierenden instationären Verbrennungsvorgängen führen.

Wegen der begrenzten technischen Möglichkeiten der Brennstoffzufuhr über Förderschnecken ist die Kesselnennleistung von Unterschubfeuerungen nach oben hin mit ca. 6 MW_{th} begrenzt. In diesem Leistungsbereich sind jedoch die Investitionskosten niedriger als beispielsweise für Rostfeuerungen. Ein weiterer Vorteil der Unterschubfeuerung (gegenüber der Rostfeuerung) ist der kontinuierliche Brennstoffeintrag, welcher eine einfache und gute Lastregelung und einen emissionsarmen Schwachlastbetrieb ermöglicht. Abbildung 2 zeigt die schematische Darstellung einer Biomasse- Unterschubfeuerung.

Rostfeuerungen

Die Biomasse wird mittels hydraulischen Fördereinrichtungen oder Wurfbeschickern in den Feuerraum (auf den Rost) transportiert. Der Rostvorschub innerhalb des Feuerraumes kann entweder durch bewegliche, jedoch starr befestigte Rostglieder (Vorschubrost), durch einen umlaufenden Rost (Wanderrost) oder durch einen vibrierenden Rost (Vibrationsrost) erfolgen. Die ausgebrannte Asche wird dann meist auf der, der Brennstoffaufgabe gegenüberliegenden Seite, vom Rost abgeführt.

Rostfeuerungen sind sehr universell einsetzbar. Sie eignen sich auch für Brennstoffe mit hohem Wassergehalt, variierenden Korngrößen und Mischungen holzartiger Biomasse. Aufgrund der unterschiedlichen Verbrennungsverhalten können holz- und halmartige Biomasse nur bedingt gemeinsam verbrannt werden. Die Korngröße des Brennstoffes ist nach unten hin durch die Spaltbreite zwischen bzw. die Luftschlitze in den Rostelementen limitiert.

Voraussetzung und Hauptschwierigkeit für optimale Verbrennungsprozesse ist die gleichmäßige Brennstoff- und Glutbelegung über dem Rost, die lokale Ascheschmelzen, Luftdurchbrüche und unvollständige Verbrennung vermeiden soll. Einerseits ist dafür bereits bei der Brennstoffaufgabe auf den Rost eine gleichmäßige Querverteilung über den Rost notwendig, da durch den Rost meist nur Längsbewegungen des Brennstoffes und des Glutbettes möglich sind, andererseits ist eine kontinuierliche langsame Rostbewegung von Vorteil, um Aufwirbelungen unverbrannter Partikel weitgehend hintanzuhalten, welche instationäre Verbrennungsbedingungen fördern und somit CO-Spitzen verursachen.

Zur Glutbetthöhenkontrolle eignen sich Infrarotlichtschranken an den verschiedenen Sektionen des Rostes für Trocknung, Entgasung und Oxidation. Eine optimal geregelte Rostfeuerung kann bis zu einer Teillast von 25 bis 30 % der Kesselnennleistung kontinuierlich betrieben werden. Zu beachten ist außerdem die Rosttemperatur bei Brennstoffen mit niedrigem Ascheschmelzpunkt bzw. bei sehr trockenen Brennstoffen. In vielen Fällen ist diesbezüglich eine Feuerraumtemperaturkontrolle und Rostkühlung über Rauchgasrezirkulation bzw. Wasserkühlung notwendig.

Im Vergleich zu Wirbelschichtfeuerungen sind Rostfeuerungen weniger anfällig bezüglich Ascheagglomerationen und -verschlackung und weisen eine geringere Staubbilddung des Rauchgases auf. Die

Investitionskosten von Rostfeuerungen sind bis zu einer Kesselnennleistung von rund 15 MW_{th} relativ niedrig. Aufgrund des einfachen Anlagenaufbaues und der wenigen Zusatzaggregate sind die Betriebskosten ebenfalls relativ gering.

Als Nachteil von Rostfeuerungen kann der relativ hohe erforderliche Luftüberschuß aufgrund der inhomogenen Verteilung des Brennstoffes über die Rostfläche und aufgrund der schlechteren Durchmischung von Brennstoff, Rauchgas und Verbrennungsluft (im Vergleich zu Wirbelschichtfeuerungen) und der damit verbundene geringere Wirkungsgrad und höhere Rauchgasvolumenstrom angeführt werden.

Vorschubroste

Abbildung 3 zeigt einen Querschnitt durch eine moderne Biomasse-Schrägvorschubrostfeuerung. Der Brennstoffvorschub erfolgt bei dieser Rostart durch periodische Vor- und Zurückbewegungen jedes zweiten Rostelementes (siehe Abbildung 4). Der treppenförmig verlaufende Rost ist in mehrere Rostzonen unterteilt, deren Vorschubtakt und Primärluftzufuhr (von unten durch die Rostelemente) getrennt regelbar sind. Dies ist erforderlich, um eine dem Verlauf der Verbrennung angepaßte Regelung gewährleisten zu können. In der obersten Rostzone erfolgt die Trocknung und Vorwärmung des Brennstoffes (diese kann bei sehr trockenem Brennstoff entfallen), in der mittleren Rostzone, die normalerweise auch die heißeste ist, erfolgt die Entgasung des Brennstoffes und im unteren Rostbereich die Verbrennung der Holzkohle /5/.

Abbildung 3: Schematische Darstellung einer modernen Biomasse-Schrägvorschubrostfeuerung mit Infrarot-Glutbetthöhenkontrolle, dreigeteiltem Rostbereich und sektionsweise regelbarer Primärluftzufuhr

Erläuterungen: Datenquellen /5/, /19/

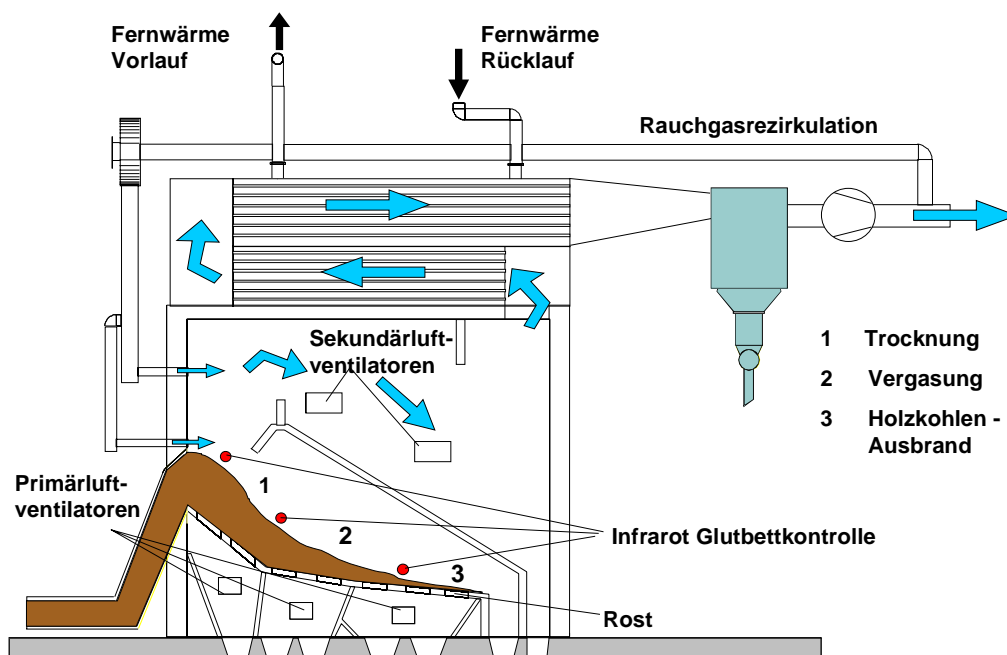
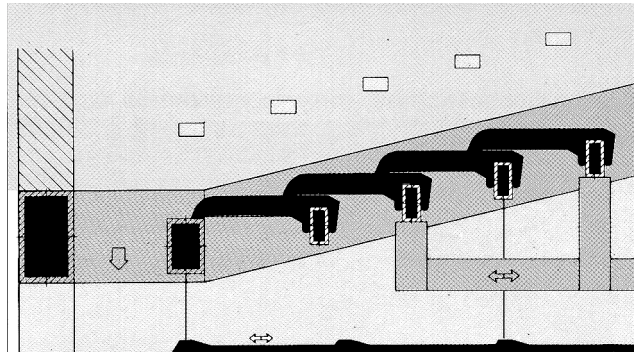


Abbildung 4: Bewegungsprinzip einer Vorschubrostfeuerung

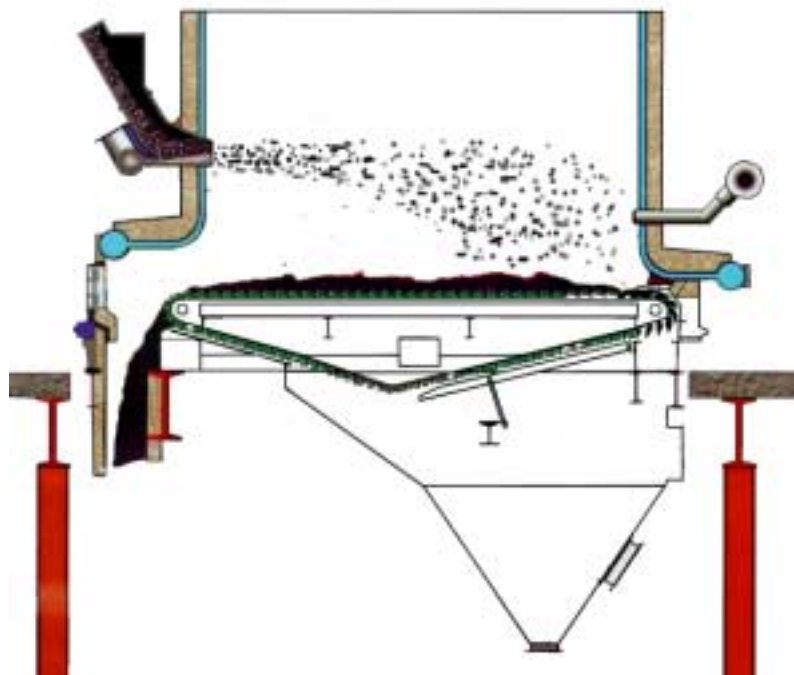
Erläuterungen: Datenquelle /5/



Wanderroste

Abbildung 5: Schematische Darstellung einer Biomasse-Wanderrostfeuerung mit Wurfbeschickung

Erläuterungen: Datenquelle /20/



Eine interessante Variante der Rostfeuerung in diesem Zusammenhang ist der sogenannte Wanderrost (siehe Abbildung 5). Sein Vorteil besteht darin, daß das Holzkohlenbett während des Abbrandes weitgehend in Ruhe bleibt (geringere Aufwirbelung von unverbrannten Partikeln bzw. Flugasche), da sich der Rost selbst, über Ketten angetrieben, vorwärts bewegt. Weitere Vorteile dieser Rosttechnologie sind die gute Regelbarkeit des Abbrandes sowie ein geringer Verschleiß der Rostelemente (aufgrund der guten Kühlung). Die spezifische Rostflächenbelastung ist niedriger als beim Vorschubrost (aufgrund der geringeren freien Oberfläche der Brennstoffpartikel). Der Wanderrost ist für Hackgut, Pel-

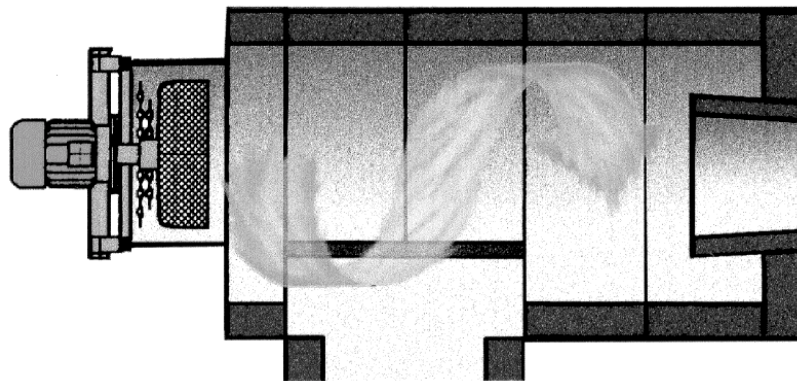
lets sowie für Altholz gut geeignet. Der Nachteil des Wanderrostes ist, daß er für sehr grobkörnige und inhomogene Brennstoffsortimente (Rinde) und pulverförmige Brennstoffe (Sägespäne) schlecht bis nicht geeignet ist, da in diesen Fällen die Gefahr einer ungleichmäßigen Bettbelegung bzw. die Gefahr der Tunnelbildung im Brennstoffbett wesentlich größer ist als bei Vorschubrostfeuerungen, (wo das Brennstoffbett immer wieder durchmischt wird) /5/.

Zyklonbrennkammern für Festbett-Feuerungsanlagen

Eine an Bedeutung gewinnende Möglichkeit zur Verbesserung der Durchmischung von Rauchgasen und Verbrennungsluft stellen zyklonartige Sekundärverbrennungskammern dar (siehe Abbildung 6), die mit Unterschub-, wie auch mit Rostfeuerungen (welche die Primärverbrennungszone bilden), kombiniert werden können bzw. auch als Einblasfeuerungen Einsatz finden.

Abbildung 6: Schematische Darstellung einer zyklonartig ausgebildeten Sekundärverbrennungskammer

Erläuterungen: Datenquelle /21/



Das Rauchgas strömt von der Rostzone in den meist horizontal angeordneten zylindrischen Sekundärbrennraum in tangentialer Richtung ein und wird in Rotation versetzt. Diese Rotationsbewegung wird durch die ebenfalls in tangentialer Richtung zur zylindrischen Brennkammer über Düsen zugeführte Sekundärluft bzw., wie in Abbildung 6 dargestellt, durch ein entsprechendes Gebläse in Rotation versetzte Sekundärluft, noch verstärkt. Die intensive Durchmischung zwischen Rauchgas und Verbrennungsluft in der Rotationsströmung unterstützt einen vollständigen Ausbrand der Rauchgase bei niedrigem erforderlichen Luftüberschuß, was zu einer Wirkungsgradverbesserung beiträgt. Dem erhöhten Druckverlust einer Zyklonbrennkammer und der komplexeren Bauweise stehen somit mögliche Einsparungen an Feuerraumvolumen (durch die verbesserte Durchmischung und den geringeren Luftüberschuß) und ein verbesserter Feuerungswirkungsgrad gegenüber.

Vibrationsroste

Diese Rostart ist insbesondere für leicht zur Verschlackung neigende Brennstoffe geeignet, da durch die periodischen Vibrationsbewegungen des Rostes, die den Brennstoffvorschub bewirken, die Gefahr der Partikelagglomeration (Versinterung, Verschlackung) vermindert wird. Das System wird daher häufig für halmgutartige Biomasse-Brennstoffe eingesetzt, jedoch muß der Brennstoff zerkleinert

aufgegeben werden (nicht in Ballen- oder Scheibenformen). Nachteile des Vibrationsrostes sind der schlechtere Aschenausbrand sowie die schwierigere Verbrennungsregelung, da das Glutbett durch die Vibrationsbewegungen ständig gestört wird.

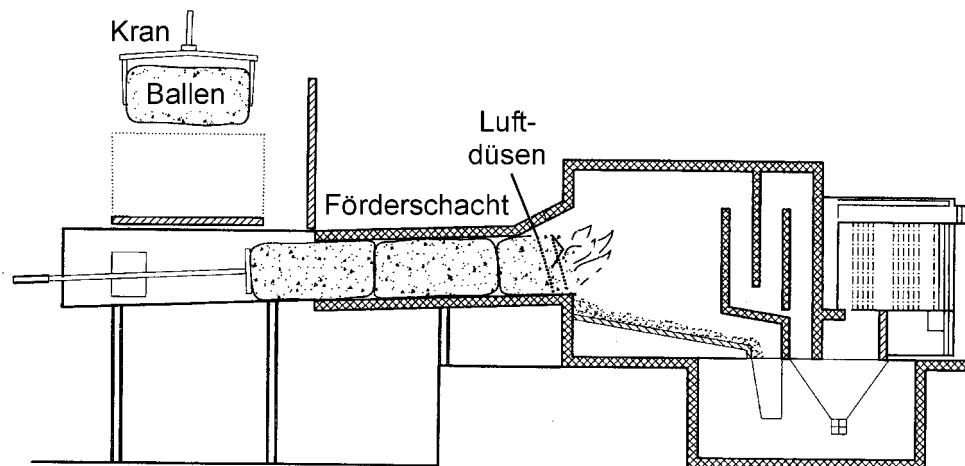
Zigarrenabbrandfeuerungen für Stroh- und halmgutartige Brennstoffe

Das Zigarrenabbrandverfahren stellt eine Sonderentwicklung für kubische Halmgutballen dar, welches zur Verbrennung von Stroh in Anlagen mit Kesselnennleistungen $< 10 \text{ MW}_{\text{th}}$ häufig eingesetzt wird (siehe Abbildung 7). Bei dieser in Dänemark entwickelten Technologie werden mittels hydraulischem Stößel der Feuerung kontinuierlich Ballen bzw. Ballenscheiben zugeführt. Beim Eintritt in die Brennkammer setzt die Vergasung des Brennstoffes ein. Während des erfolgenden Materialvorschubes auf dem Rost erfolgt dann der vollständige Ausbrand der Biomassekohle. Die strikte Kontrolle der Rost- und Feuerraumtemperatur bei der Verbrennung von Stroh und halmgutartige Brennstoffen spielt aufgrund deren niedriger Ascheschmelzpunkte und wegen der hohen, durch den geringen Brennstoffwassergehalt bedingten, adiabaten Feuerraumtemperatur eine wesentliche Rolle. Deswegen werden die Feuerräume mittels wasserdurchfluteter Wände oder mittels Rauchgasrezirkulation gekühlt (eine Kombination dieser beiden Verfahren ist ebenfalls möglich). Die Feuerraumtemperatur sollte 900°C nicht überschreiten.

Der Vorteil dieser Feuerungstechnologie liegt in erster Linie darin, daß auf die aufwendige Brennstoffaufbereitung verzichtet werden kann. Die schlechten Möglichkeiten der Feuerführung und Verbrennungsregelung müssen jedoch als Nachteile betrachtet werden.

Abbildung 7: Schematische Darstellung eines Zigarrenbrenners zur thermischen Nutzung von Stroh und halmgutartigen Brennstoffen

Erläuterungen: Datenquelle /10/



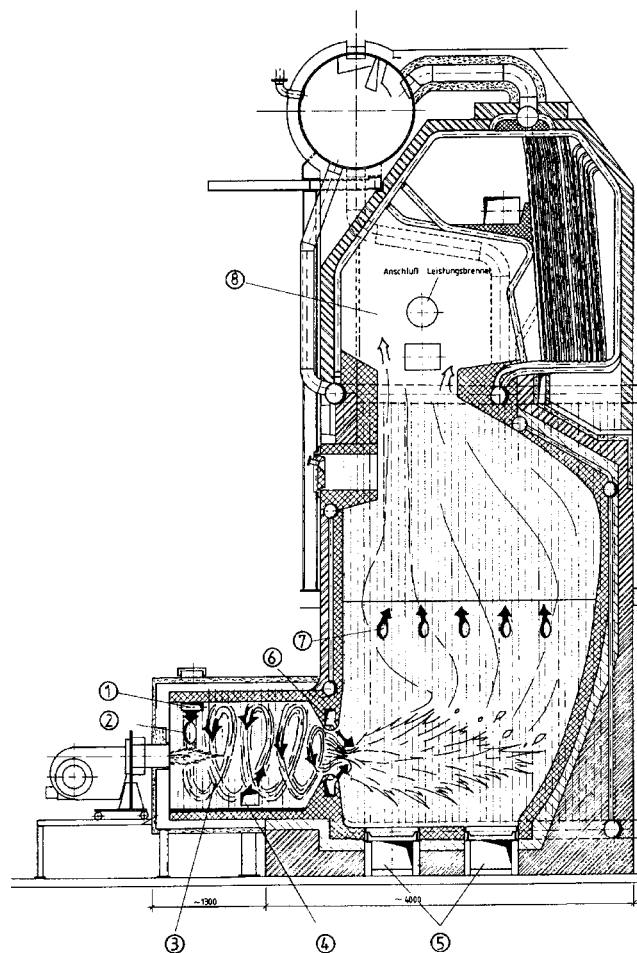
Einblasfeuerungen

Einblasfeuerungen eignen sich für staubförmige Holzbrennstoffe bis zu einer maximalen Partikelgröße von 20 mm sehr gut. Bei diesem System wirkt die Luft als Trägermedium für den Brennstoff. Die kleinen Teilchen beginnen nach Eintritt in die Feuerung sofort zu vergasen, die größeren Teilchen

werden an die heißen Wände gedrückt (im Falle einer Zyklonfeuerung) bzw. gelangen auf den Rost, um dort ebenfalls sehr schnell thermisch zersetzt zu werden. Die eigentliche Verbrennung der flüchtigen Bestandteile erfolgt dann durch Zugabe von Sekundärluft. Durch die gute Vermischung von Brennstoff und Luft sowie die geringe Korngröße der Brennstoffpartikel werden gute Ausbrandqualitäten mit niedrigen CO-Emissionen erreicht. Die Brennstoffzufuhr ist stufenlos bis zu einer Teillast von etwa 25% der Nennlast ohne wesentliche Beeinflussung der Verbrennungseigenschaften regelbar. Die schnelle Regelbarkeit dieser Technologie resultiert aus der Tatsache, daß sich, ähnlich wie bei Öl- und Gasbrennern, nur soviel Brennstoff im System befindet, wie es dem aktuellen Bedarf der Abnehmer entspricht. Weitere Vorzüge dieser Konzeption sind die geringen NO_x-Werte durch die Luftstufung und die normalerweise geringen erforderlichen Luftüberschüsse. Abbildung 8 zeigt eine Zyklon-Einblasfeuerung mit tangentialer Einblasung in Kombination mit einem Thermoölkessel.

Abbildung 8: Querschnitt einer Zyklon-Einblasfeuerung mit tangentialer Einblasung in Kombination mit einem Wasserrohrkessel

Erläuterungen: Datenquelle /10/; 1 Primärluftzufuhr, 2 Brennstoffbeschickung, 3 Vergasung und Teilverbrennung, 4 Rauchgasrezirkulation, 5 Ascheaustrag, 6 Sekundärluftzufuhr, 7 Tertiärluftzufuhr, 8 Wasserrohrkessel



Bei Einsatz von trockenen Spänen bzw. Holzstaub ist wegen der hohen adiabaten Verbrennungstemperaturen die Möglichkeit einer Begrenzung der Feuerraumtemperatur durch Wasserrohrkühlung des

Schamottes oder Rauchgasrezirkulation wichtig. Die Verwendung von Einblasfeuerungen kann grundsätzlich auf drei verschiedene Arten erfolgen:

- Einblasung des Brennstoffes über Düsen auf einen Rost.
- Einblasung des Brennstoffes über Düsen in eine Zyklonbrennkammer: Die Einblasung kann in tangentialer oder axialer Richtung stattfinden. Der Vorteil ist eine sehr gute Brennstoff-Luft-Durchmischung. Der Brennstoff sollte bei dieser Variante, aufgrund der Erosionsgefahr für die Wärmetauscherflächen und aufgrund der Problematik des Aschenaustrages, nur geringe Aschengehalte aufweisen.
- Verwendung einer Einblasfeuerung in Kombination mit Rost- oder Unterschubfeuerungen, um ein breiteres Brennstoffspektrum abdecken zu können.

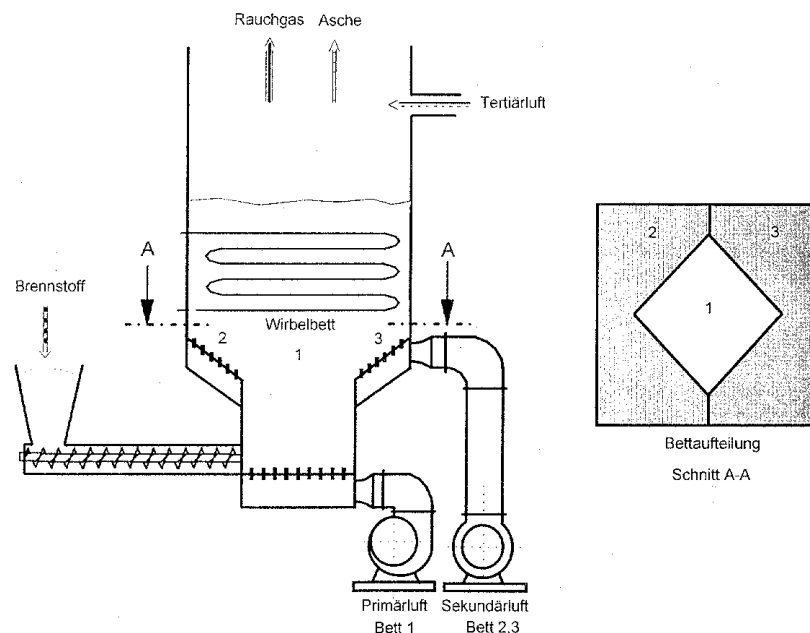
Wirbelschichtfeuerungen

Stationäre Wirbelschichtfeuerungen

Ab einer Kesselnennleistung von ca. 15 bis 20 MW_{th} können stationäre Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz gelangen (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9: Darstellung einer stationären Wirbelschichtfeuerung

Erläuterungen: Datenquelle /23/



In diesen Feuerungssystemen wird der Brennstoff in ein heißes Brennstoffbett, das normalerweise aus Silikatsand mit einer Korngröße von rund 1,0 mm besteht, aufgegeben. Das Gemisch aus Bettmaterial (98 bis 99%) und Brennstoff (1 bis 2%) wird durch die über einen Lochboden zugeführte Primärluft in Schwebelage gehalten. Die Fluidisierungsgeschwindigkeit, um diesen Schwebelagezustand zu erreichen, be-

trägt für stationäre Wirbelschichten zwischen 1,0 bis 2,5 m/s. Die Betttemperatur beträgt normalerweise zwischen 800 und 950°C, sie wird durch einen internen Wärmetauscher konstant gehalten. Beim Anfahren der Wirbelschichtfeuerung ist eine interne (über den eingebauten Wärmetauscher) oder externe (über einen Stützbrenner) Vorwärmung des Bettmaterials notwendig, bevor die Brennstoffzufuhr gestartet wird. Die Biomasse sollte, im Gegensatz zu Kohle-Wirbelschichtfeuerungen, aufgrund ihrer hohen Reaktivität nicht auf die Bettoberfläche sondern direkt in das Bett aufgegeben werden /23/.

Die Sekundärluft bzw. Tertiärluft (je nach Ausführung der stationären Wirbelschichtfeuerung) wird normalerweise durch, über den kreisförmigen Feuerraumquerschnitt gleichmäßig verteilte, Düsenreihen zu Beginn des bettfreien Teiles der Feuerung, der Freeboard genannt wird, zugeführt. Durch diese Luftstufung in Verbindung mit einer kontrollierten Luftmengen Zufuhr in den einzelnen Feuerraumbereichen kann eine effiziente NO_x-Emissionsreduktion erreicht werden. Weiters trägt die gute Durchmischung der Rauchgase und der Luft im Wirbelbett dazu bei, daß niedrigere Luftüberschüsse als in konventionellen Rostfeuerungen zur Erreichung einer vollständigen Verbrennung erforderlich sind, was gleichzeitig geringere Rauchgasvolumenströme und damit kleinere nachgeschaltete Rauchgasreinigungsanlagen bedingt.

Ein großer Vorteil stationärer Wirbelschichtfeuerungen ist deren hohe Flexibilität bezüglich der Korngröße und des Wassergehaltes der eingesetzten Biomasse-Brennstoffes. Weiters ist es auch möglich Mischungen verschiedener Biomassearten zu verwenden oder die Biomasse zu anderen Brennstoffen (z.B. Kohle, Ablauge aus der Papierindustrie) zuzufeuern /24/, /25/.

Als technologische Nachteile können die hohe Staubbelastung des Rauchgases und der Bettmaterialverlust mit der Asche (deutliche Erhöhung des Aschenanfalles) angeführt werden. Die Strömungsvorgänge im Wirbelbett führen weiters zu einer stärkeren Erosion der Wärmetauscherrohre im Vergleich zu Rostfeuerungen. Aufgrund der erforderlichen Fluidisierung des Wirbelbettes ist dieses System auch gegenüber Partikelagglomeration (Aschenschmelze) relativ anfällig, was eine sehr genaue Regelung der Feuerraumtemperatur erfordert.

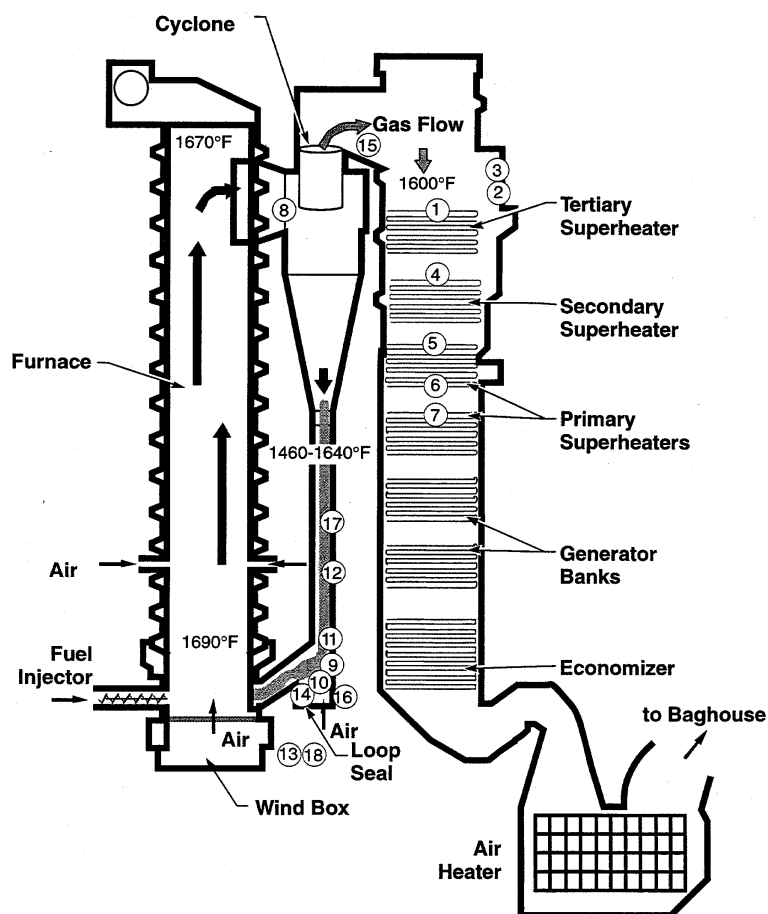
Wirtschaftliche Nachteile von stationären Wirbelschichtfeuerungen sind deren im Vergleich zu Rostfeuerungen erhöhten Investitionskosten und Betriebskosten (es treten größere Druckverluste auf) sowie deren beschränkte Teillastfähigkeit. Die beiden letztgenannten Nachteile hängen mit der Notwendigkeit zusammen das Wirbelbett aufrecht zu erhalten. In modernen Wirbelschichtfeuerungen kann der Lastbereich durch Trennung oder Stufungen des Bettes vergrößert werden.

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen

Ab einer Kesselnennleistung von ca. 30 MW_{th} werden auch zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen interessant. Der technische Unterschied zur stationären Wirbelschicht ist der, daß Fluidisierungsgeschwindigkeiten von 5 bis 10 m/s und der Einsatz von feinerem Bettmaterial mit Durchmessern zwischen 0,2 und 0,4 mm erforderlich sind. In diesem Fall ist das Wirbelbett über den gesamten Feuerraum verteilt und das Bettmaterial wird erst in der Feuerung nachgeschalteten Zyklonen oder Prallplattenabscheidern vom Rauchgas abgetrennt und wieder in den Feuerraum rückgeführt (siehe Abbildung 10). Die Betttemperatur wird entweder mittels externen Wärmetauschern, die das rückgeführte Material kühlen, oder mittels wassergekühlter Feuerraumwände kontrolliert. Die hohe Turbulenz und damit verbundene gute Durchmischung in zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen verbessert den

Wärmeübergang und führt zu einer relativ homogenen Temperaturverteilung in den einzelnen Bettbereichen. Dadurch werden die Verbrennungsbedingungen in den einzelnen Feuerungsabschnitten stabiler und besser kontrollierbar, was von Vorteil bezüglich der Luftstufung (niedrige NO_x-Emissionen), des erforderlichen Luftüberschusses (dies bewirkt höhere Wirkungsgrade und geringere Rauchgasvolumenströme), der Zudosierung von Additiven und dem Einsatz von Wärmetauscherflächen im oberen Teil der Feuerung ist. Hinsichtlich der gestellten Anforderungen an den Biomasse-Brennstoff ist zwar eine hohe Flexibilität bezüglich Wassergehalt und Mischungen verschiedener Brennstoffarten gegeben, die Korngröße ist jedoch limitiert und sollte normalerweise zwischen 0,1 und 40 mm liegen, was in vielen Fällen eine vorgeschaltete Brennstoffaufbereitung erforderlich macht /5/.

Abbildung 10: Darstellung einer extern zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung
Erläuterungen: Datenquelle /17/



Als technologische Nachteile sind die erhöhten Staubgehalte im Rauchgas sowie die erhöhte Anfälligkeit dieses Systems hinsichtlich der durch Aschenschmelze bedingten Partikelagglomeration, die zum Zusammenbruch des Wirbelbettes führen kann, zu nennen /16/, /17/, /24/, /25/. Ein Teillastbetrieb unter 50% der Feuerungsnennwärmeleistung erfordert außerdem ein zweites Wirbelbett.

Wirtschaftliche Nachteile der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung sind die aufgrund der großen erforderlichen Baugrößen hohen Investitionskosten sowie die aufgrund der erforderlichen Fluidisierungsgeschwindigkeiten und des Verlustes von Bettmaterial mit der Asche (vergrößerter Aschenanfall)

hohen Betriebskosten. Der Grund wieso zirkulierende Wirbelschichten für Anlagen größer 30 MW_{th} dennoch von Interesse sind, ist der durch diese Systeme erreichbare hohe rauchgasseitige Wärmeübergang, der die erforderliche Übertragungsfläche verringert, sowie die aufgrund der geringeren auftretenden Rauchgasvolumenströme kleineren, der Feuerung nachgeschalteten, Rauchgasreinigungsanlagen.

Überblick über Vor- und Nachteile der wichtigsten Biomasse-Feuerungstechnologien

In den Tabellen 6a und 6b sind Vor- und Nachteile der wichtigsten zuvor beschriebenen Feuerungstechnologien überblicksmäßig zusammengefaßt.

Tabelle 6a: Zusammenstellung von Vor- und Nachteilen gängiger Biomasse-Festbettfeuerungstechnologien

Erläuterungen: Datenquelle /5/

Unterschubfeuerungen	
Vorteile	Nachteile
Niedrige Investitionskosten für Anlagen < 6MW _{th}	Nur für Biomasse mit niedrigem Aschegehalt und hoher Ascheerweichungstemperatur geeignet
Einfache und gute Lastregelung durch kontinuierlichen Brennstoffeintrag	Wegen Schneckenzufuhr nur für feine Brennstoffe mit gleichförmiger Brennstoffbeschaffenheit
Emissionsarmer Schwachlastbetrieb durch gute Brennstoff-Dosiermöglichkeit	
Rostfeuerungen	
Vorteile	Nachteile
Niedrige Investitionskosten für Anlagen < 15 MW _{th}	Keine Mischung von holz- und halmgutartigen Brennstoffen möglich
Niedrige Betriebskosten	Effiziente NO _x Reduktion erfordert spezielle Technologie
Niedrige Staubbelastung im Rauchgas	Höherer O ₂ -Überschuß verringert den Wirkungsgrad
Weniger anfällig bezüglich Verschlackung als Wirbelschichtfeuerungen	Keine optimalen gleichmäßigen Verbrennungsbedingungen Emissionsarmer Schwachlastbetrieb schwierig
Staubfeuerungen	
Vorteile	Nachteile
Niedriger O ₂ -Überschuß (4 – 6 Vol%) erhöht den Wirkungsgrad und senkt den Rauchgasvolumenstrom	Limitierte Brennstoff-Korngröße (< 10–20mm)
Gute NO _x -Reduktion durch Luftstufung und Verwirbelung möglich wenn Zyklon- oder Vortexbrennkammern verwendet werden	Hohe Erosion und thermische Beanspruchung der Feuerraumwände wenn Zyklon- oder Vortexbrennkammern verwendet werden
Sehr gute Lastregelung und schnelle Lastwechsel möglich	Zünder erforderlich

Tabelle 6b: Zusammenstellung von Vor- und Nachteilen gängiger Biomasse-Wirbelschichtfeuerungstechnologien
Erläuterungen: Datenquelle /5/

Stationäre Wirbelschichtfeuerungen	
Vorteile	Nachteile
Keine bewegten Teile im heißen Feuerraum	Hohe Investitionskosten (ab ca. 20 MW _{th} interessant)
Gute NO _x -Reduktion durch Luftstufung	Hohe Betriebskosten
Hohe Flexibilität bezüglich Korngröße, Wassergehalt und Art der Biomasse (für Brennstoffmischungen geeignet)	Limitierte Brennstoff-Korngröße (< 80mm)
Niedriger O ₂ -Überschuß (3 - 4 Vol%) erhöht den Wirkungsgrad und senkt den Rauchgasvolumenstrom	Höhere Staubbelastung im Rauchgas
	Teillastbetrieb erfordert spezielle Technologie
	Mittlere Anfälligkeit bezüglich Aschenschmelze
	Verlust von Bettmaterial mit der Asche
Zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen	
Vorteile	Nachteile
Keine bewegten Teile im heißen Feuerraum	Hohe Investitionskosten (ab ca. 30 MW _{th} interessant)
Sehr gute NO _x -Reduktion durch Luftstufung	Hohe Betriebskosten
Homogene Verbrennungsbedingungen im Feuerraum wenn mehrere Brennstoffbeschickungskanäle eingesetzt werden	Mittlere Anfälligkeit bezüglich Erosion der Wärmetauscherrohre
Hohe Flexibilität bezüglich Wassergehalt und Art der Biomasse – Brennstoffe	Limitierte Brennstoff-Korngröße (< 40mm)
Hohe Wärmeübertragungsleistung durch die hohe Turbulenz	Hohe Anfälligkeit bezüglich Aschenschmelze
Zugabe von Additiven einfach	Hohe Staubbelastung im Rauchgas
Sehr niedrige O ₂ -Überschüsse (1 – 2 Vol%) erhöhen den Wirkungsgrad und senken den Rauchgasvolumenstrom	Teillastbetrieb erfordert ein zweites Wirbelbett
	Hoher Staubgehalt im Rauchgas
	Verlust von Bettmaterial mit der Asche

Vergasungstechnologien für feste Biomasse

Grundsätzlich muß bei der Betrachtung von Vergasungstechnologien je nach Art des verwendeten Vergasungsmittel zwischen autothermen und allothermen Verfahren unterschieden werden.

Autotherme Vergasungsverfahren:

Bei diesem Vergasungsverfahren wird der Biomasse eine unterstöchiometrische Menge an Oxidationsmittel (Luft oder Sauerstoff) zugeführt. Dabei verbrennt ein Teil der Biomasse und die dabei erzeugte Wärme wird für die thermische Zersetzung der restlichen Biomasse verwendet. Im Vergaser selbst bilden sich verschiedene Reaktionszonen (Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion), wobei die Endprodukte im wesentlichen ein Schwachgas (vorwiegend bestehend aus CO, CO₂, H₂, CH₄ und N₂ als gasförmige Komponenten sowie Teerverbindungen und Flugaschepartikeln als unerwünschte Bestandteile) und feste Vergasungsrückstände (Asche und Restkohlenstoff) sind. Wird Sauerstoff als Oxidationsmittel eingesetzt, so ist das Produktgas stickstoffarm und entsprechend heiz-

wertreicher. Autotherme Vergasungsverfahren mit Luft als Vergasungsmittel sind die am häufigsten angewandten Verfahren zur Vergasung von fester Biomasse.

Allotherme Vergasungsverfahren:

Bei diesen Verfahren wird nicht Luft sondern Dampf bzw. Mischungen von Dampf und rezirkuliertem Rauchgas als Vergasungsmedium eingesetzt. Die für die Vergasung erforderliche Energie wird in diesem Fall nicht durch die ablaufenden Vergasungsreaktionen geliefert, sondern muß von außen zur Verfügung gestellt werden (deshalb die Bezeichnung allotherme Vergasung). Der Vorteil von allothermen Vergasungsverfahren ist der im Vergleich zu Luft-Vergasungsverfahren rund doppelt so hohe Heizwert des Produktgases (10– 14 MJ/Nm³) bei nur halb so großem Gasvolumenstrom (da der inerte Stickstoffanteil der Luft wegfällt) und der deutlich niedrigere Teergehalt des Produktgases, da Wasserdampf die Aufspaltung von Kohlenwasserstoffverbindungen beschleunigt. Nachteile der allothermen Verfahren, die Dampf einsetzen, sind die erhöhten Betriebskosten derartiger Anlagen und die komplexere Anlagentechnik, welche sich in den Investitionskosten niederschlägt. Daher sind derartige Systeme nur für Großanlagen mit elektrischen Leistungen größer 5 MW_{el} wirtschaftlich von Interesse und werden bevorzugt in Kopplung mit Wirbelschichtvergasern eingesetzt.

Bei der Vergasung wird eine möglichst hohe Ausbeute an heizwertreichen Gasen angestrebt. Dies wird durch eine entsprechend hohe Vergasungstemperatur erreicht. Eine Limitierung der Vergasungstemperatur noch oben ergibt sich wiederum, da zur Erzeugung eines hohen Temperaturniveaus mehr Gasverbindungen oxidiert werden müssen, was eine Erhöhung der zuzuführenden Luft bzw. des Sauerstoffanteils und eine Teilverbrennung des produzierten Gases erfordert. Ein optimales Vergasungsgleichgewicht hinsichtlich einer möglichst hohen Ausbeute an heizwertreichem Gas wird bei einer Luftüberschußzahl λ von ca. 0,3 erreicht /26/.

Ein wesentliches Kriterium für die Effizienz eines Vergasers ist der Kaltgaswirkungsgrad, der das Verhältnis des Energieinhalts des Produktgases zum Energieinhalt des eingesetzten Brennstoffs (bezogen auf den unteren Heizwert) darstellt. Er hängt insbesondere vom Brennstoffwassergehalt und dem gewählten Vergasungsmittel (Luft, Dampf, Sauerstoff) ab und kann im besten Fall Werte von 85% erreichen.

Für die Eignung von Vergasungsprozessen auf Biomassebasis für KWK-Anlagen (Nutzung des Produktgases in einer Verbrennungskraftmaschine) sind vor allem die Staub- und Teergehalte des Gases von großer Bedeutung. Daneben sind noch Schadstoffe wie Alkalimetalle (in Biomassevergasern vorwiegend Kalium und Natrium), Halogene (vorwiegend Chlorverbindungen), Stickstoff- und Schwefelverbindungen (NH₃, H₂S) hinsichtlich der zu erwartenden Emissionen und des Einflusses dieser Komponenten auf das Kraftaggregat zu berücksichtigen.

Teer ist ein Sammelbegriff für folgende Stoffe /27/: schwere Teere (Siedepunkt >200°C), leichte Teere (Siedepunkt 80-200°C), PAH (polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe), leichte Kohlenwasserstoffe und Phenole. Die Teere entstehen im wesentlichen als Folge einer unvollständigen Vergasung und sind durchwegs als sehr giftig einzustufen. Die Entstehung von Teeren wird dabei von gewissen Prozeßparametern beeinflusst. So begünstigt beispielsweise höherer Druck und längere Verweilzeit die Bildung von Koks, während die Steigerung der Aufheizgeschwindigkeit und das Vorhandensein von reaktiven Gasen die Ausbeute an Teeren erhöht. Außerdem hängt der Grad der Zersetzung, der sich in den flüchtigen Bestandteilen ausdrückt, von der Art des Biomasse-Brennstoffes ab.

Das produzierte Schwachgas muß gekühlt und gereinigt werden, bevor es einem Gasmotor, einer Gasturbine oder einer Brennstoffzelle zugeführt wird (die Gaseintrittstemperatur in Motoren beträgt $<50^{\circ}\text{C}$, die in Gasturbinen $<150^{\circ}\text{C}$). Das Hauptproblem bei der Vergasung sind die Teer- und Partikelkonzentrationen im Gas, welche für eine Anwendung in den nachgeschalteten Verstromungsanlagen gewisse Maximalwerte nicht überschreiten dürfen, damit es zu keinen Verkokungen, Ablagerungen oder sonstigen Beeinträchtigungen kommt, welche deren Lebensdauer drastisch reduzieren und einen erhöhten Wartungs- und Instandhaltungsaufwand bedingen würden. Technologisch und wirtschaftlich vertretbare Verfahren zur Gasreinigung sowie die bei der Gasreinigung bzw. durch die Verbrennung des Gases anfallenden Emissionen (belastetes Abwasser bei nasser Reinigung, gasförmige Emissionen wie z.B. NH_3 und NO_x) stellen derzeit noch weitgehend ungelöste Probleme dar. Hinsichtlich der benötigten Kraftaggregate stehen Gasmotoren und Gasturbinen kommerziell zur Verfügung, Brennstoffzellen befinden sich erst im Forschungs- bzw. frühen Entwicklungsstadium. Dennoch besteht auch hinsichtlich des Einsatzes und der erforderlichen Adaptionen von Gasmotoren und Gasturbinen an das Produktgas noch sehr geringe Erfahrung.

Die zur Biomassevergasung derzeit zur Verfügung stehenden Technologien befinden sich zum Großteil noch in der Entwicklungsphase, einige wenige Demonstrationsprojekte sind gerade im Anlaufen. Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien auf Basis Biomassevergasung sind somit noch nicht marktreif und auch nicht technisch ausgereift.

Der Grund für das verstärkte Interesse an der Biomassevergasung in den letzten Jahren läßt sich dadurch erklären, daß mit dem produzierten Gas elektrischer Strom in Motoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen erzeugt werden kann, wobei im Vergleich zu Biomasse-KWK-Anlagen mit Verbrennungsprozessen meist höhere elektrische Wirkungsgrade erzielbar sind. Grund dafür ist, daß der Biomasse-Brennstoff bei der Vergasung nicht verbrannt und die Wärme in nachgeschalteten Prozessen zum Teil in Strom umgewandelt wird (wie dies bei den auf Biomasseverbrennungsprozessen basierenden KWK-Anlagen der Fall ist), sondern ein Großteil der mit dem Brennstoff zugeführten Energie nicht als Wärme sondern als chemisch gebundene Energie im Produktgas enthalten ist. Dadurch ist eine Verbrennung in Kraftmaschinen (Motoren, Turbinen) bei hohen Temperaturen möglich, die gute elektrische Wirkungsgrade erreichen. Beim Einsatz des Produktgases in einer Brennstoffzelle wird ein Teil der chemisch gebundene Energie im Gas direkt in elektrischen Strom gewandelt, wodurch die höchsten Stromausbeuten und Wirkungsgrade erzielbar wären (dieser Prozeß befindet sich aber erst im Forschungsstadium).

Die Vergasung mit nachgeschalteter Kraftmaschine ist in einem weiten Leistungsspektrum von wenigen kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} einsetzbar. Nachteilig bei KWK-Prozessen mit Biomassevergasern ist die erforderliche aufwendige Produktgasreinigung. Als weiterer Nachteil im Vergleich zu den Verbrennungssystemen können die in der Regel höheren Abgasemissionen des Gasmotors bzw. der Gasturbine und die geringeren Gesamtanlagenwirkungsgrade durch die Vielzahl der erforderlichen Wärmetauscher betrachtet werden. Der wärmetechnische Anlagenaufbau stellt sich meist als komplex dar. Kleinere bis mittlere Vergaser bis zu einer Brennstoffwärmeleistung von etwa $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ werden meist als Festbettvergaser ausgeführt. Für größere Anlagenleistungen sind auch Wirbelschichtvergaser von Interesse.

Festbettvergaser

Im Festbettvergaser ist der Brennstoff in einer Schüttschicht dem Vergasungsmittel ausgesetzt. Die einzelnen Brennstoffstücke bewegen sich in dieser Schüttschicht vom Beschickungsort über verschiedene Zonen der Brennstoffschüttung zum Austragungsort der Asche. Festbettvergaser werden je nach der Stoffflußrichtung des Brennstoffes und des Gases in verschiedene Typen eingeteilt, wobei die wesentlichen im folgenden kurz erläutert werden (siehe Abbildung 11).

Gegenstromvergaser mit aufsteigender Vergasung:

Der Brennstoff fließt beim Gegenstromvergaser von oben nach unten und das Gas strömt von unten nach oben. Dieser Vergasertyp ist unempfindlich bezüglich Brennstoffstückigkeit, es können unterschiedliche Brennstoffgrößen in nahezu beliebiger Mischung verarbeitet werden, insbesondere auch feinkörniges Material. Die Technologie kann für Anlagen zwischen $100 \text{ kW}_{\text{th}}$ und $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ verwendet werden. Der normalerweise niedrige Partikelgehalt im Produktgas sowie das stabile Betriebsverhalten sind weitere Vorteile des Gegenstromvergasers.

Der große Nachteil dieses Vergasertyps besteht darin, daß die Pyrolysegase keine heiße Zone durchströmen. Teere und Phenole werden daher im Reaktor selber nicht aufgespalten. Das Produktgas enthält somit sehr hohe Teergehalte (bis zu 100 g/Nm^3). Vor einer Gasreinigung in einem Wäscher oder Trockenfilter muß daher der Teergehalt wesentlich reduziert werden, was durch thermisches (bei etwa 1.000°C) oder katalytisches Cracken erfolgen kann. Wegen der Teerproblematik gibt es bis heute nur wenige Anwendungen dieses Vergasertyps mit nachgeschalteten Kraftmaschinen zur Stromproduktion. Die dänische Fa. Volund und die englische Fa. Wellmann betreiben Pilotanlagen /27/.

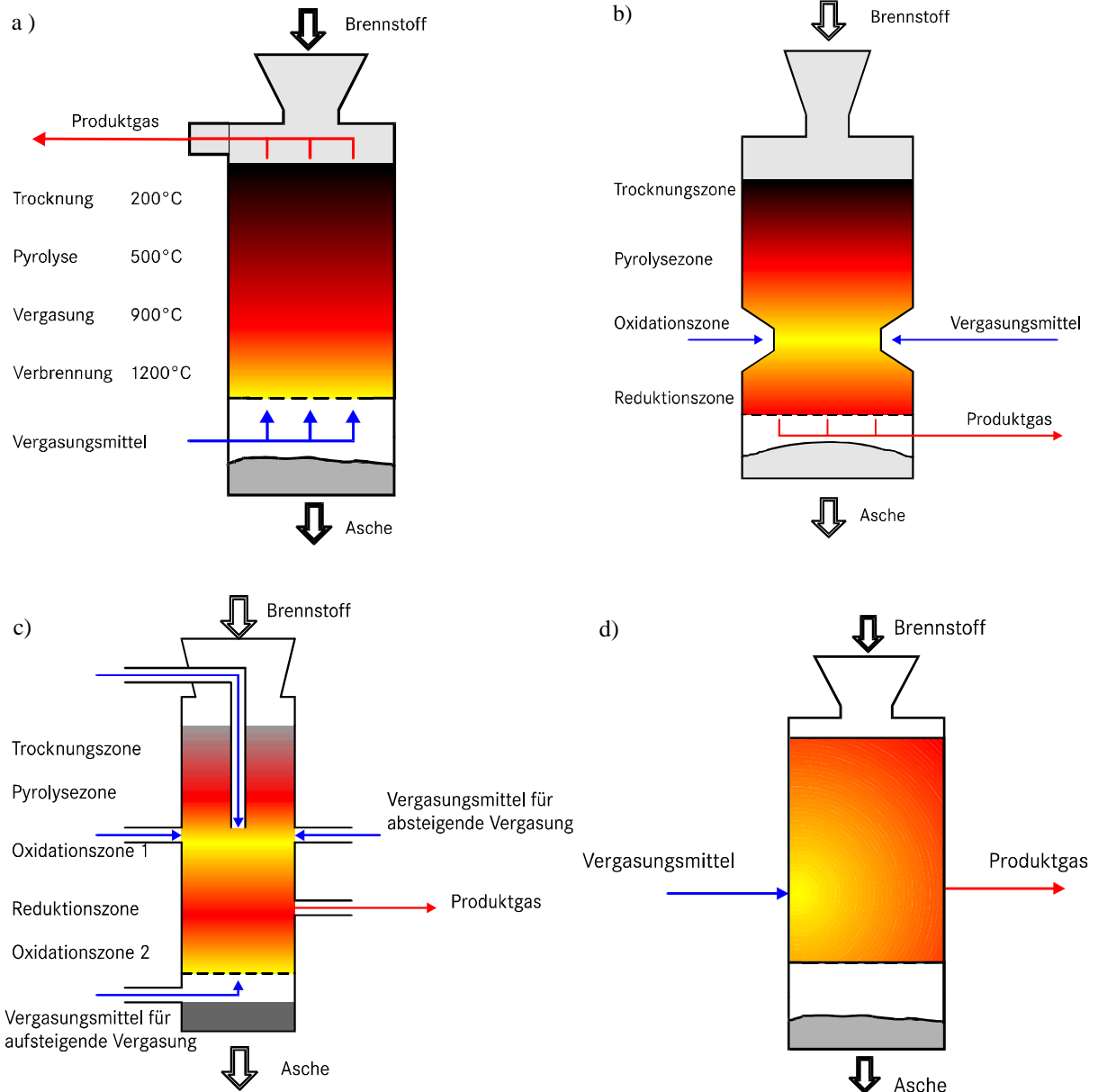
Gleichstromvergaser mit absteigender Vergasung:

Das Produktgas strömt bei diesem Vergasertyp im Gleichstrom mit dem Brennstoff von oben nach unten durch den Vergaser. Der große Vorteil dieses Vergasertyps ist, daß die Pyrolysegase die heiße Reduktionszone durchströmen, höhersiedende Teerverbindungen aufgespalten werden und somit ein relativ teearmes Produktgas entsteht. Ein teearmes Produktgas wird aber nur dann produziert, wenn im Glutbett über den ganzen Querschnitt des Vergasers eine genügend hohe Temperatur herrscht. Dies ist bei Anlagen mit größeren Abmessungen relativ schwierig zu erreichen. Aus diesem Grund ist der Leistungsbereich von etwa $10 \text{ kW}_{\text{th}}$ bis 2 MW_{th} begrenzt /29/.

Der Gleichstromvergaser ist empfindlich hinsichtlich Brennstoffstückigkeit. Am besten geeignet wären getrocknete gleich große Holzstücke mit einer Kantenlänge von ca. 5-10 cm. Weiters weist der Gleichstromvergaser ein eher schlechtes Teillastverhalten auf, da bei Teillast die Vergasungsmittelmenge sinkt, die heißen Zonen kleiner und die Zwischenzonen mit niedriger Temperatur zunehmen. Dadurch steigt auch der Teergehalt im Produktgas an.

Die meisten Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten mit Biomasse-Festbettvergasern setzen Gleichstromverfahren ein. Es gibt in Europa zahlreiche derartige Versuchsanlagen, auch einige mit nachgeschalteten Gasmotoren. Wegen der bereits angesprochenen Problematik der Gasreinigung, die noch nicht zufriedenstellend gelöst ist, hat diese Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie noch keine Marktreife erlangt.

Abbildung 11: Schematische Darstellung verschiedener Bauarten von Festbettvergäsern
Erläuterungen: Datenquellen /27/, /28/; Gegenstromvergaser (a), Gleichstromvergaser (b), Doppelfeuervergaser (c), Querstromvergaser (d)



Doppelfeuervergaser:

Dieser Typ stellt eine Kombination von absteigender Gleichstromvergasung und aufsteigender Gegenstromvergasung dar. Da diese Bauart über zwei Oxidationszonen (Feuerzonen) verfügt, wird sie auch als Doppelfeuervergasung bezeichnet. Der Gleichstromvergasungsteil liefert bereits ein relativ teearmes Gas. Die verbleibende Kohle, wird im zweiten Reaktorteil nach dem Gegenstromprinzip thermisch zersetzt. Dadurch wird eine nahezu vollständige Vergasung des Brennstoffes erreicht. Die im Vergaser praktizierte Gasführung mit zwei heißen Oxidationszonen, gefolgt von einer Vermischung

der beiden Teilgasströme aus diesen Bereichen, ermöglicht weiters eine gute Crackung der Kohlenwasserstoffverbindungen und liefert ein relativ reines Produktgas für die motorische Nutzung. Durch eine entsprechende Abstimmung der Größe der Ober- und Untervergasungsbereiche ist es möglich, für die verschiedensten Brennstoffe optimale Vergasungsbedingungen zu erreichen. Die nutzbare Brennstoffpalette reicht dabei von Resten der Holzverarbeitenden Industrie über Verpackungsmaterialien bis zu kohlenstoffhaltigen Abfällen der Landwirtschaft /30/.

Zwei erfolgversprechende Versuchsanlagen mit nachgeschalteten Gasmotoren werden in der Schweiz bei der Fa. Hydrotest /30/ und an der Technischen Universität Graz /31/ betrieben. Der eigentliche, noch nicht zur Zufriedenheit gelöste Problemkreis liegt auch bei dieser Technologie in der dem Vergaser nachgeschalteten Gasreinigung (Staubabscheidung, Teerabscheidung, Abwasserproblematik durch die Naßwäsche).

Querstromvergaser:

Der Querstromvergaser wurde speziell für den Antrieb von Fahrzeugen entwickelt und zeichnet sich durch schnelle Betriebsbereitschaft und rasche Anpassung an Lastwechsel aus. Bei diesem Typ tritt das Vergasungsmedium auf der einen Seite des Reaktors ein, durchströmt die Oxidationszone und einen Teil der Reaktionszone und tritt auf der anderen Seite wieder aus. Die Aufenthaltszeiten der Gase im Reaktor sind extrem kurz, weshalb nur eine schlechte Umwandlung von Kohlendioxid, Kohlenstoff und Wasser zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff und eine mangelnde Spaltung der Schwelgase erfolgt. Für dieses Verfahren kann nur Holzkohle eingesetzt werden, die keine Schwelprodukte abgibt. In der Oxidationszone werden Temperaturen von bis zu 2.000°C erreicht, weshalb die Luftdüsen speziell für diese Temperaturen ausgelegt werden müssen. Bei diesen hohen Temperaturen besteht auch eine große Gefahr der Ascheverschlackung /30/.

Die Fa. VER in Deutschland konzipierte einen Querstromvergaser, der ursprünglich zur Entsorgung von Holzabfällen entwickelt wurde, jetzt aber ergänzt mit einer Gasreinigung auch zur Stromerzeugung mit nachgeschalteten Gasmotoren eingesetzt werden soll /27/.

Zweistufenvergaser:

Bei den einstufigen Vergasern finden die Vergasungsreaktionen Pyrolyse, Oxidation und Reduktion im gleichen Reaktor statt. Bei der mehrstufigen Vergasung hingegen werden die verschiedenen Vergasungsschritte physikalisch getrennt. Im ersten Reaktor findet die Pyrolyse (durch externe Wärmezufuhr, z.B. von den heißen Abgasen) statt. Als Pyrolyseprodukte werden Pyrolysegas und Holzkohle produziert. Das Pyrolysegas wird unter Zufuhr von Luft teilverbrannt. Die resultierenden heißen Abgase werden über die Holzkohle geführt. Die Reduktionsreaktion zwischen heißen Verbrennungsgasen und der heißen Holzkohle ergibt ein teerarmes Produktgas. Ein derartiger Vergasertyp wird an der Technischen Universität Dänemark entwickelt und getestet.

Wirbelschichtvergaser

In Wirbelschichtvergasern wird der zu vergasende feinkörnige Brennstoff (die Kantenlänge soll kleiner 30 mm betragen), welcher in das fluidisierte Bettmaterial eingebracht wird, von unten her durch

einen Anströmboden vom Oxidationsmittel durchströmt. Nach Überschreiten der minimalen Fluidisierungsgeschwindigkeit des Gases bildet sich eine Wirbelschicht mit definierter Oberfläche aus, die an eine kochende Flüssigkeit erinnert. Diesen Wirbelzustand bezeichnet man als stationäre Wirbelschicht. Oberhalb des Wirbelbettes ist eine heiße Reaktionszone vorhanden, die vom aus dem Wirbelbett freigesetzten Gas durchströmt wird und in der das Gas weiter reagieren kann (siehe Abbildung 12 a). Wird die Gasgeschwindigkeit weiter erhöht, expandiert die Wirbelschicht, bis der Feststoff nahezu gleichmäßig über die Reaktorhöhe verteilt ist. Das vom Produktgas mitgerissene Bettmaterial wird in einem dem Vergaser nachgeschalteten Heißzyklon zum Großteil vom Produktgas getrennt und in den Reaktor rückgeführt. Diese Technologie bezeichnet man als zirkulierende Wirbelschicht (siehe Abbildung 12b).

Die wesentlichen Unterschiede zwischen den beiden Verfahren sind folgende /27/:

- Bei der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung wird etwa 10 mal mehr Feststoff mit dem Produktgas ausgetragen als bei der stationären Wirbelschichtvergasung.
- Wegen der Verteilung von Bettmaterial und Brennstoff über die ganze Reaktorhöhe ist die Temperatur in der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung über die Reaktorhöhe nahezu konstant, während sich bei der stationären Wirbelschichtvergasung die Temperatur über die Reaktorhöhe verändert. Bei gleichbleibender maximaler Vergasungstemperatur (begrenzt durch das Ascheschmelzverhalten des Brennstoffes) ist daher die mittlere Vergasungstemperatur in der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung höher, was einen tieferen Teergehalt des Produktgases ermöglicht.

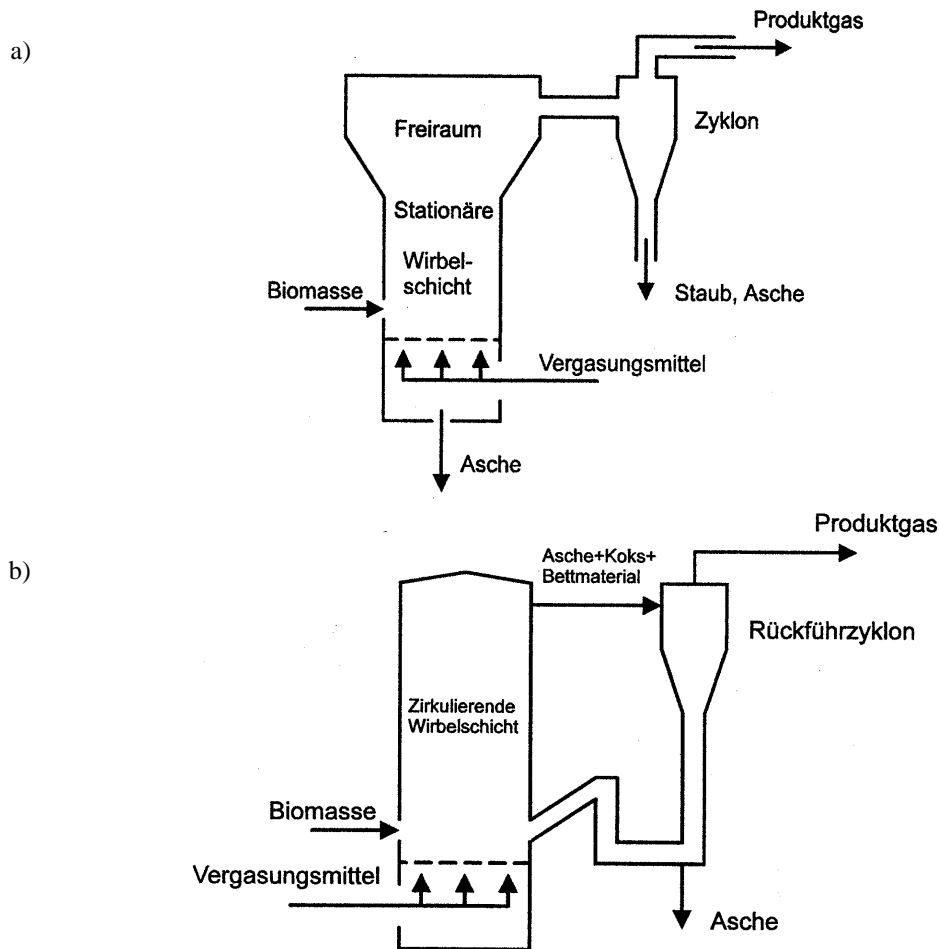
Um bei gleicher Leistung die Reaktorgröße klein zu halten, kann die Wirbelschichtvergasung auch unter Druck durchgeführt werden. Bei Verwendung des Produktgases in einer nachgeschalteten Gasturbine hat dies den Vorteil, daß eine eigene Verdichtung des Gases auf den Brennkammerdruck dadurch entfallen würde. Die Brennstoffbeschickung ist jedoch bei druckbeaufschlagten Anlagen wesentlich aufwendiger als bei atmosphärischen Wirbelschichtvergasern, da der Brennstoff gegen den Druck im Reaktor eingebracht werden muß. Dazu sind druckdichte Schleusensysteme erforderlich, die technisch machbar aber entsprechend teuer sind.

Das Einsatzgebiet von Wirbelschichtvergasern liegt im Bereich von $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ bis weit über $100 \text{ MW}_{\text{th}}$. Im Vergleich zu Festbettvergasern sind die Investitionskosten sowie der Aufwand für Hilfsenergie, Zusatzaggregate und Prozeßsteuerung deutlich höher. Der Feststoffgehalt im Produktgas ist aufgrund der höheren Strömungsgeschwindigkeiten im Reaktor wesentlich größer als bei Festbettvergasern, zudem ist der Ausbrand der Asche schlecht. Diese besteht bei der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung zu ca. 80% aus Kohlenstoff, was sich negativ auf den Kaltgaswirkungsgrad auswirkt. Die Teergehalte des Produktgases liegen höher als bei Gleichstrom-Festbettvergasern jedoch niedriger als bei Gegenstrom-Festbettvergasern /27/.

Bei der Wirbelschichtvergasung handelt es sich um ein erprobtes Verfahren, vor allem im Bereich der Kohlevergasung. Kommerzielle Anlagen gibt es auch für die Vergasung von Biomasse, welche vorwiegend in der Papierindustrie in Skandinavien betrieben werden. Bei diesen Anlagen wird das Produktgas jedoch ausschließlich zur Wärmeerzeugung (nachgeschaltete Verbrennung) verwendet. Mit der direkten Verwendung des Produktgases in nachgeschalteten Gasmotoren oder Gasturbinen liegen nur geringe Erfahrungen von Labor- und Pilotanlagen sowie einer Demonstrationsanlage vor.

Abbildung 12: Schematische Darstellung einer stationären (a) und zirkulierenden (b) Wirbelschichtvergasung

Erläuterungen: Datenquelle /27/

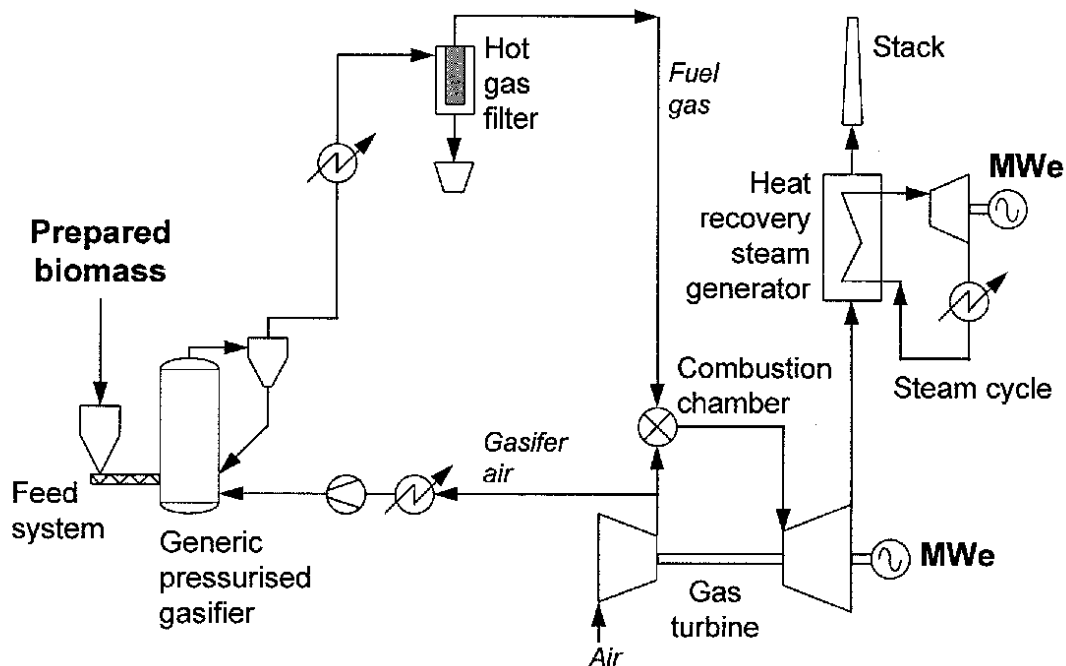


Eine biomassebefeuerte Wirbelschichtvergasungsanlage mit integriertem GuD-Prozeß war bis vor kurzem als EU-THERMIE-Demonstrationsanlage in Schweden (Värnamo) in Betrieb. Zwei weitere THERMIE-Demonstrationsprojekte auf Basis Wirbelschichtvergasung mit nachgeschalteter Gasnutzung in GuD-Anlagen sind in Planung (Projekt “Arbre” in Großbritannien und Projekt “Energy Farm” in Italien). Die Anlagenleistungen dieser Demonstrationsprojekte liegen zwischen 8 und 20 MW_{th} bzw. 6 und 11 MW_{el}. Alle drei Demonstrationsprojekte arbeiten mit Luft als Vergasungsmedium /31/.

Die erwähnte erste Demonstrationsanlage (Abbildung 13) wurde im Rahmen einer Kooperation von Ahlstrom und Sydkraft in Värnamo (Schweden) mit einer Brennstoffwärmeleistung von 18 MW_{th} 1996 in Betrieb genommen und anschließend einer umfassenden Testphase unterzogen (Monitoring). Diese wurde im Frühjahr 2000 abgeschlossen – ein weiterer Anlagenbetrieb ist nicht vorgesehen (das Projekt diente nur zu Entwicklungszwecken). Diese zirkulierende Druckwirbelschicht-Vergasungsanlage wurde für einen Nenndruck von 22 bar, eine elektrische Leistung von 6 MW_{el} und eine auskoppelbare Wärmeleistung von 9 MW_{th} ausgelegt. Zur Gasreinigung wurde ein Hochtemperatur-Keramikfilter bei ca. 350°C eingesetzt, um die im Produktgas enthaltenen Staubpartikel und schweren Teere effizient abzutrennen. Zur Verstromung des gereinigten Gases war eine EGT Typhoon Gasturbine

eingesetzt. Es wurde davon ausgegangen, daß die im Produktgas verbleibenden Teere keine negativen Einflüsse auf den Turbinenbetrieb haben (werden mitverbrannt und erhöhen den Energiegehalt des Gases). Probleme mit Teerkondensation traten jedoch in den Gaskühleinheiten auf. Weiters stellen die hohen NO_x -Emissionen im Abgas der Gasturbine ein noch zu lösendes Problem dar /32/.

Abbildung 13: Schematische Darstellung einer Druck-Wirbelschichtvergasungsanlage mit nachgeschaltetem GuD-Prozeß



Im Bereich der allothermen Vergasungsverfahren mit Wirbelschichtreaktoren sind besonders zwei Verfahren von Interesse. Es sind dies ein österreichisches Verfahren Babcock Borsig Power AE Energietechnik GmbH sowie das amerikanische Battelle/Ferco-Verfahren.

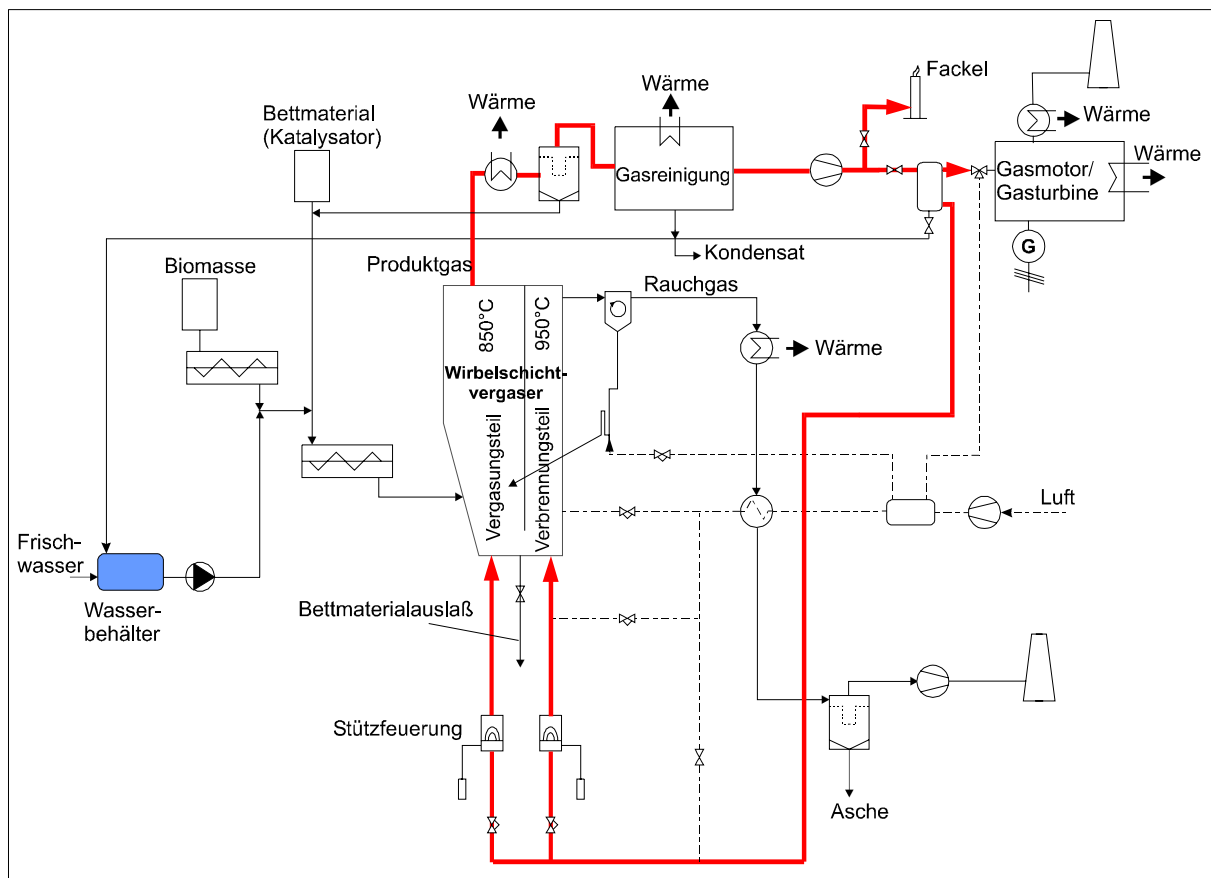
Das Battelle/Ferco-Verfahren besteht aus zwei atmosphärisch betriebenen Wirbelschichtreaktoren. Der Vergasungsreaktor wird mit Dampf betrieben. Die aus dem Reaktor mit dem Produktgas austretende Mischung aus Bettmaterial und Biomasse-Kohlepartikeln wird in einem Heißzyklon abgeschieden und in den Wirbelschicht-Verbrennungsreaktor eingetragen. Die bei der Verbrennung der Biomassekohle frei werdende Wärme wird über das aufgeheizte Bettmaterial zum Großteil wieder in den Vergasungsreaktor eingetragen (Rezirkulation über einen Heißzyklon). Das Bettmaterial zirkuliert somit zwischen den beiden Wirbelschichtreaktoren, der Prozeß stabilisiert sich von selbst. Das produzierte Produktgas durchläuft eine Gasreinigung und kann in Verbrennungsturbinen eingesetzt werden. Derzeit ist nach erfolgreichen Versuchen an einer Pilotanlage die Inbetriebnahme der ersten Demonstrationsanlage im Gange, welche eine elektrische Leistung von rund 10 MW aufweisen soll (Standort: Burlington, Vermont, U.S.A.) /33/.

Das österreichische Verfahren der Babcock Borsig Power AE Energietechnik GmbH baut auf dem gleichen Prinzip auf, kombiniert jedoch den Vergasungs- und Verbrennungsteil in einer intern zirkulierenden Wirbelschichtanlage (siehe Abbildung 14). Der Vergasungsteil (als stationäre Wirbelschicht ausgeführt) und der Verbrennungsteil (als zirkulierende Wirbelschicht ausgeführt) sind voneinander

gasdicht getrennt, das Bettmaterial samt Holzkohle kann jedoch über einen Kanal am unteren Ende der beiden Kammern in den Verbrennungsteil gelangen. Dort wird es so stark fluidisiert, daß es mit dem Rauchgas ausgetragen, anschließend in einem Heißzyklon abgeschieden und wieder in den Vergasungsreaktor eingetragen wird. Eine erstes großtechnisches Demonstrationsprojekt mit einer elektrischen Leistung von ca. 1,0 MW befindet sich derzeit in Planung und soll in Güssing (Österreich) errichtet werden.

Abbildung 14: Schematische Darstellung einer intern zirkulierenden Wirbelschichtvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor bzw. Gasturbine

Erläuterungen: Datenquelle /34/



Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für feste biogene Brennstoffe - Überblick

In den letzten Jahren wurden auf internationaler Basis umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt, die sich mit der Adaptierung bestehender Technologien bzw. mit der Entwicklung neuer Technologien zur Stromerzeugung aus fester Biomasse im kleinen Leistungsbereich (0,05 bis 2,0 MW_{el}) beschäftigen. Die Ergebnisse dieser Arbeiten sind zum Teil sehr erfolgversprechend,

wodurch sich die Möglichkeiten Strom aus Biomasse im kleinen Leistungsbereich wirtschaftlich zu erzeugen, deutlich verbessert haben /35/, /36/, /37/, /38/, /39/.

Einige Prozesse erscheinen von besonderer Bedeutung, da sie technologisch und wirtschaftlich vielversprechend sind, sich bereits im Demonstrationsstadium (erste Phase der Markteinführung) befinden und zu diesen Systemen aufgrund ihrer Neuheit bisher in Europa zwar einzelne Fallstudien aber noch keine detaillierten technologischen und wirtschaftlichen Bewertungen für einen Einsatz in dezentralen Biomasse-KWK durchgeführt wurden.

Wesentliche technische Kriterien für dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind deren Robustheit (hohe Betriebssicherheit, geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten), ein hoher Grad an Automatisierbarkeit (um die Personalkosten niedrig zu halten) und ein sehr gutes Teillastverhalten, da dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen normalerweise immer wärmegeführt betrieben werden. Die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade liegen zwischen 10 und 25% (= Nettostrom / zugeführte Brennstoffenergie (H_u)), die erreichbaren Gesamtwirkungsgrade (= (Nettostrom + Nutzwärme) / zugeführte Brennstoffenergie (H_u)) zwischen 65 und 85%, wodurch deutlich wird, daß für einen wirtschaftlichen Betrieb auch die zur Verfügung stehende Wärme genutzt werden sollte (siehe auch Tabelle 7).

Derzeit gibt es zwei marktreife Technologien zur dezentralen Stromerzeugung auf Basis Verbrennung von fester Biomasse. Es sind dies

der Dampfturbinenprozess und

der Dampfkolbenmotorprozess.

Für elektrische Nennleistungen größer 2 MW_{el} (Großanlagen) wird derzeit praktisch ausschließlich der Dampfturbinenprozess eingesetzt. Für diesen Anwendungsfall liegen auch bereits eine Vielzahl von Referenzprojekten vor. Für kleinere elektrische Nennleistungen weisen Dampfprozesse generell den Nachteil auf, daß sie aufgrund der auftretenden Dampfdrücke unter das Dampfkesselgesetz fallen und daher der Beaufsichtigungspflicht unterliegen, was die Personalkosten (Betriebskosten) erhöht. Weiters sind für Kleinanlagen Wasserrohrkessel nicht wirtschaftlich, wodurch Rauchrohrkessel zur Dampfproduktion verwendet werden, was den Dampfdruck auf maximal 32 bar limitiert und dadurch auch den elektrischen Wirkungsgrad entsprechend absenkt.

Drei innovative Technologien, nämlich

der Dampfschraubenmotorprozess,

der Stirlingmotorprozess und

der ORC-Prozess

befinden sich bereits im Demonstrationsstadium und stehen somit am Sprung zur Markteinführung.

Der Dampfschraubenmotor (siehe Abbildung 15) stellt die Umkehrung des Schraubenkompressors dar. Er hat gegenüber Dampfturbine und Dampfkolbenmotor den Vorteil, daß er überhitzten Dampf, Sattedampf und auch Naßdampf entspannen kann, was hinsichtlich der teilweise stark schwankenden Qualitätseigenschaften von biogenen Festbrennstoffen von Relevanz ist. Eine Ölschmierung der Rotoren ist nicht notwendig, da die Rotoren über ein Synchronisationsgetriebe berührungsfrei laufen /2/, /39/.

Abbildung 15: Schnittbild durch einen gleitgelagerten Dampf--Schraubenmotor

Erläuterungen: Datenquelle /39/; 1...Frischdampfeintritt; 2...Abdampfaustritt; 3...Hauptrotor; 4...Wellendichtung; 5...Synchronisationsgetriebe; 6...Gleitlager; 7...Abtriebswelle

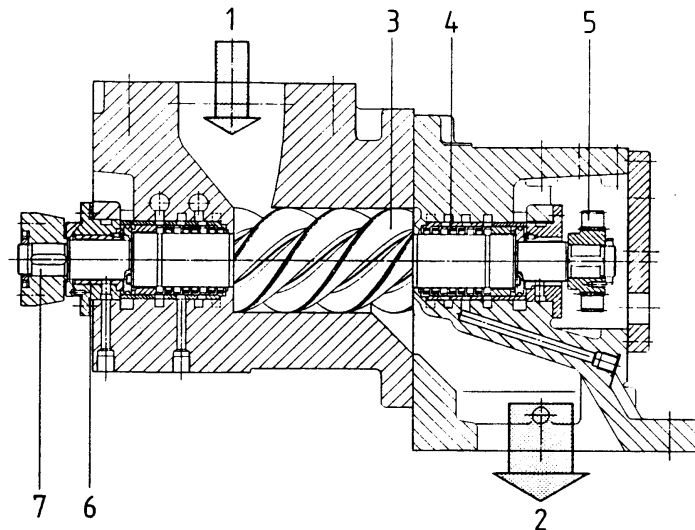
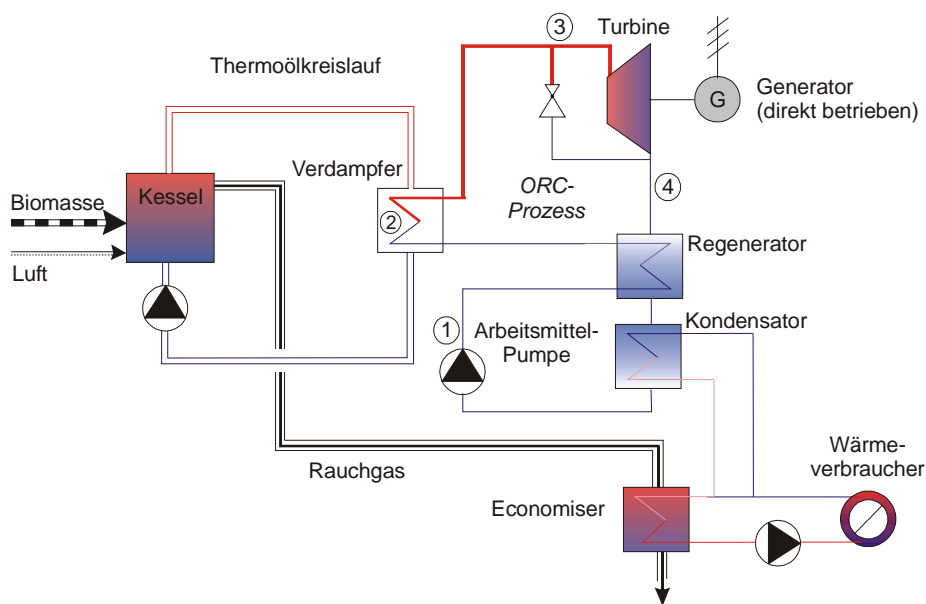


Abbildung 16: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit ORC-Prozess

Erläuterungen: Datenquelle /2/



Der ORC-Prozess basiert auf einem dem Dampfturbinenprozess ähnlichem Verfahren mit dem Unterschied, daß anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsmedium verwendet wird. Dieses Arbeitsmedium besitzt günstigere Verdampfungseigenschaften bei tieferen Temperaturen und geringerer Wärmezufuhr. Die zum Verdampfen des Arbeitsmediums notwendige Energie wird von der Biomassefeuerung über einen Thermoölkreislauf zum Verdampfer des ORC-Moduls übertragen (siehe Abbildung 16). Der organische Arbeitsmittelkreislauf ist vollkommen geschlossen ausgeführt und besteht

aus einem Verdampfer, einer Turbine samt Generator, einem Regenerator (zum internen Wärmetausch), einem Kondensator sowie den Arbeitsmittelpumpen.

Abbildung 17: Bild einer auf einem Containerrahmen vormontierten ORC-Anlage

Erläuterungen: Datenquelle /52/

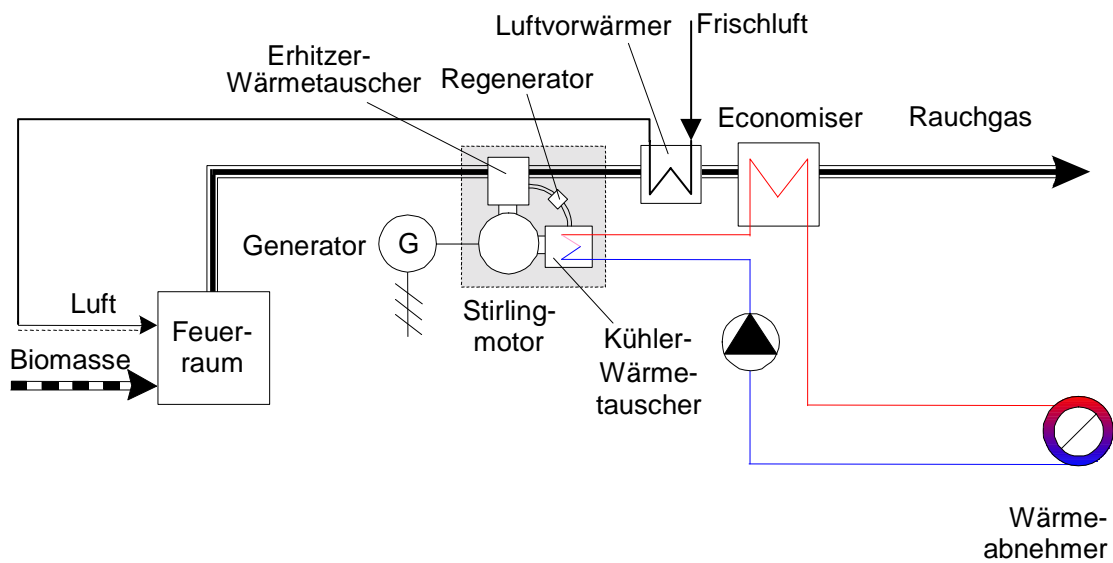


Gegenüber Dampfprozessen besitzt der ORC-Prozess den Vorteil, daß er aufgrund des unter atmosphärischen Bedingungen betriebenen Thermoölkessels nicht unter die Dampfkesselverordnung fällt und daher keine Überwachung erforderlich ist (Personalkosteneinsparung). Der ORC-Prozess besitzt weiters ein ausgezeichnetes Teillastverhalten und eine sehr gute Regelbarkeit. Markant ist, daß diese Technologie an sich marktreif ist, aber bis vor kurzem noch nie in Kombination mit einer Biomassefeuerung getestet wurde, weswegen auch erst geringe Betriebserfahrungen für diesen Anwendungsfall vorliegen. Für eine optimale Betriebsweise ist die richtige Arbeitsmittelwahl wichtig. Eine erste EU-Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 400 kW ist seit September 1999 in Österreich in Betrieb (Holzindustrie STIA, Admont; siehe Abbildung 17) /52/, drei Folgeprojekte befinden sich bereits in Planung. Gegenüber anderen Technologien zeichnet sich der ORC-Prozess durch eine geringe Betreuungserfordernis aufgrund der hohen Automatisierbarkeit aus. Ebenso wird der erforderliche laufende Instandhaltungsaufwand sowie die Störungsanfälligkeit aufgrund der langjährigen Erfahrungen mit geothermischen ORC-Anlagen als niedrig eingeschätzt.

Der Stirlingmotorprozess (siehe Abbildung 18) unterscheidet sich hinsichtlich seiner Anlagenkonzeption gänzlich von den übrigen untersuchten Prozessen. Die Wärmeaufnahme erfolgt über Erhitzer-Wärmetauscher, die im Rauchgasstrom oder direkt in der Feuerung angebracht sind. Die aufgenommene Wärme führt mit der gleichzeitigen Kühlung des Motors zu Volumenschwankungen des eingeschlossenen druckbeaufschlagten Arbeitsgases, das dadurch abwechselnd expandiert und komprimiert und über Kolben Arbeit an einer Welle leistet. Hohe Anforderungen stellt die Abdichtung des Arbeitsgases und andererseits die Auslegung des Erhitzer-Wärmetauschers für das partikelbeladene Biomasse-Rauchgas (aufgrund der Gefahr von Depositionen an den Rohroberflächen). Der Stirlingmotor ist gekennzeichnet durch eine sehr kompakte Bauform, die einen einfachen Zubau zu bestehenden Biomasse-Heizwerken ermöglicht sowie durch geringe elektrische Nennleistungen von bis zu

150 kW_{el}. Dadurch ist er gut zur partiellen Eigenstromdeckung von Biomasse-Heizwerken geeignet. Es könnten auch mehrere Motoren an eine Biomassefeuerung gekoppelt werden. Die erreichbaren elektrischen Anlagenwirkungsgrade können aufgrund des angenäherten Carnot-Prozesses, je nach Verschaltung und Betriebsbedingungen, relativ hoch sein (siehe Tabelle 7). Der Stirlingmotor ist geräuscharm und ermöglicht einen nahezu betriebsfreien Betrieb. Stirlingmotoren befinden sich derzeit am Beginn der Demonstrationsphase. Eine dänische Stirlingmotorentwicklung wurde bereits 2 Heizperioden in einem Biomasseheizwerk erfolgreich getestet /45/.

Abbildung 18: Schematische Darstellung einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung auf Stirlingmotor-Basis



Gegenüber den anderen Technologien zeichnet sich der Stirlingmotor durch ein schlechtes Teillastverhalten (andere Regelungen wie Drehzahlregelung oder Arbeitsgasdruckregelung könnten diesbezüglich in Zukunft zu wesentlichen Verbesserungen führen) und andererseits durch eine hohe Automatisierbarkeit aus.

Die Festbettvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor und

die Wirbelschichtvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor bzw. Gasturbine

befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Das zu lösende Hauptproblem stellt die Produktgasreinigung mit effizienten praxistauglichen Konzepten dar (nähere Informationen zu den Vergasungstechnologien wurden bereits im vorangegangenen Kapitel gegeben).

Zwei weitere innovative Technologien,

der direkte (inverse) Gasturbinenprozess und

der indirekte Gasturbinenprozess (Heißluftturbinenprozess)

befinden sich erst auf niedrigem Entwicklungsstand. Beide Technologien sind relativ komplex und weisen eine schlechte Teillastfähigkeit auf, was für dezentrale und wärmegeführte Anwendungen eher von Nachteil ist.

Die erläuterten Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien können, je nach Rahmenbedingungen und Anlagenauslegung, alle Anwendungsfälle für dezentrale Biomasse-KWK-Anlagen im Leistungsbereich von bis zu 2 MW_{el} abdecken, manche Technologien auch deutlich größere Leistungsbereiche. Allen untersuchten innovativen Technologien gemeinsam ist das zum Teil noch große technische und wirtschaftliche Entwicklungspotential. Die Erschließung dieses Potentials kann zu Effizienzsteigerungen der Prozesse und zu Kostensenkungen führen. Nach Erreichung der Marktreife und Beginn einer eventuellen Kleinserienfertigung ist bei den untersuchten innovativen Prozessen mit weiteren Kostensenkungen zu rechnen. Die günstigsten Technologien zur dezentralen Stromerzeugung aus fester Biomasse erreichen derzeit schon spezifische Mehrinvestitionskosten (Kosten der Stromerzeugung als Mehrkosten im Vergleich zu einer Biomasse-Heißwasseranlage gleicher Nutzwärmeleistung) von rund 20.000 ATS/kW_{el} (siehe Abbildung 19). Die Gesamtinvestitionskosten einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage liegen zwischen 35.000 und 50.000 ATS / kW_{el}.

Tabelle 7: Zusammenstellung technischer Daten von dezentralen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien für elektrische Nennleistungen < 2,0 MW

Erläuterungen: Datenquelle /2/; ¹... P_{el} bezeichnet die elektrische Anlagengröße; ²... s steht für stromgeführten Betrieb, w für wärmegeführten Betrieb; ³... mögliche Stadien können sein: Konzept-Stadium, Laborstadium, Pilotstadium, Demonstrationsstadium und Marktreife; DT....Dampfturbine; DKM....Dampfkolbenmotor; SM....Dampfschraubenmotor; ORC....Organic Rankine Cycle; STM....Stirlingmotor; IGP....inverser Gasturbinenprozess; HLTP....Heißluftturbinenprozess; FBV....Festbettvergasung; WSV....Wirbelschichtvergasung

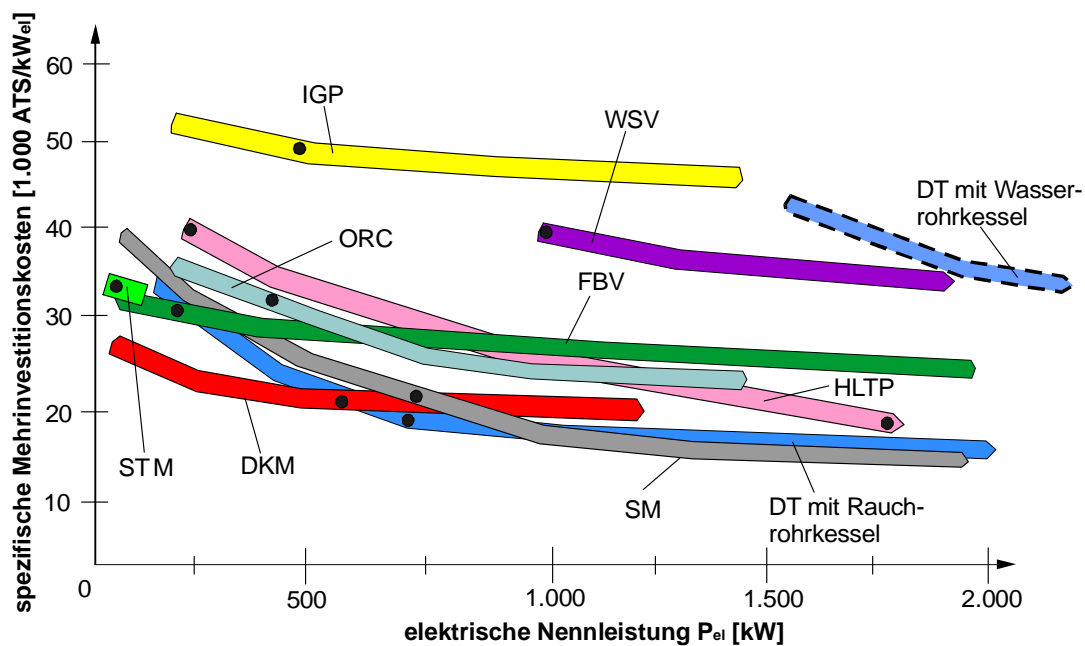
	P _{el} ¹ [kW]	η _{el-Anl} [%]	η _{ges} [%]	σ [-]	Empfohlene Betriebsweise ²	Entwicklungsstadium ³	Max. Dauerbetrieb	Literaturquellen
DT	> 150	8-18	80	0,11-0,29	w/s	Marktreife	Marktreife	/40/
DKM	20-1.500	8-20	78	0,11-0,34	w/s	Marktreife	Marktreife	/41/
SM	25-2.000	10-20	82	0,14-0,32	w/s	Demo-Stad.	5 Monate	/36/ /39/
ORC	300-1.000	10-18	85	0,13-0,27	w/s	Demo-Stad.	5 Monate	/35/ /42/ /43/
STM	10-150	6,5-28	63-86	0,08-0,8	w	Demo-Stad.	4 Monate	/37/ /44/ /45/
IGP	200-1.400	14-21	74-80	0,21-0,39	s	Konzept-Stad.	-	/46/
HLTP	200-1.800	13-24	65-70	0,23-0,59	s	Pilotstadium	-	/47/,/48/
FBV	10-2.000	15-30	75	0,25-0,67	w/s	Pilotstadium	2.000 h	/27/ /50/ /51/
WSV	> 1.000	20-30	75-80	0,33-0,60	s	Pilotstadium	Pilotstadium	/33/ /34/ /49/

Je nach Rahmenbedingungen (gute Anlagenauslastung, mittlere Brennstoffpreise) sind damit spezifische Stromerzeugungskosten aus Biomasse-KWK-Anlagen zwischen etwa 0,7 ATS/kWh_{el} und 1,4 ATS/kWh_{el} möglich, wobei die Dampfprozesse und der ORC-Prozess am besten abschneiden (siehe Abbildung 20). Den wichtigsten Einflußfaktor auf die Stromerzeugungskosten stellen die Jahresvollastbetriebsstunden dar (siehe Abbildung 21). Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien können nur dann wirtschaftlich arbeiten, wenn sie wärmegeführt betrieben werden und mindestens 4.000 Jahresvollastbetriebsstunden erreichen. Daraus leitet sich ab, daß eine gründliche Vorplanung bezüglich des benötigten Energiebedarfes sehr wichtig ist, um eine korrekte Anlagendi-

mensionierung mit entsprechend hoher Auslastung vornehmen zu können. In Abbildung 22 ist die Jahresdauerlinie eines Biomasse-Heizkraftwerkes dargestellt und eine sinnvolle Leistungsaufteilung zwischen der Biomasse-KWK-Anlage und einem Spitzenlastkessel schematisch dargestellt.

Abbildung 19: Spezifische Mehrinvestitionskosten von dezentralen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Abhängigkeit der Anlagengröße

Erläuterungen: Datenquelle /2/; 1,0 ATS = 0,073 EURO; unter Mehrinvestitionskosten sind die Mehrkosten einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Vergleich zu einer reinen Wärmeerzeugungsanlage mit gleicher Nutzwärmeleistung zu verstehen; Abkürzungen siehe Abbildung 18



Wie die Abbildungen 19 und 20 zeigen sind zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Konkurrenzfähigkeit von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien erhöhte Einspeisetarife für aus regenerativen Energiequellen erzeugten Strom bzw. Investitionsförderungen von großer Bedeutung, ansonsten sind diese gegenüber mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen derzeit nicht konkurrenzfähig. Derartige Regelungen sind in einigen Länder, wie z.B. Deutschland (Erneuerbare-Energien-Gesetz) und Österreich (Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz) bereits in Kraft, auf europäischer Ebene wird über entsprechende Förderungsmaßnahmen gerade diskutiert.

Typische Anwendungsfälle für Biomasse-KWK-Anlagen sind Holzverarbeitende Betriebe, Nah- bzw. Fernheizwerke, sonstige Industriebetriebe mit hohem Prozesswärmebedarf (diese müßten den Biomasse-Brennstoff ausserbetrieblich beziehen) sowie die Zufeuerung von Biomasse in bestehenden Kohlekraftwerken. Für alle diese Anwendungsfälle bestehen in Europa beträchtliche Umsetzungspotentiale.

Abbildung 20: Spezifische Stromerzeugungskosten von dezentralen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Erläuterungen: Datenquelle /2/; $1,0 S = 0,073$ EURO; t_{VL} ...Jahresvollbenutzungsstunden; p_{Br} ...Brennstoffpreis; angenommene Investitionskostenförderung: 30%; Nutzungsdauer der KWK-Technologien: 15 Jahre; Kapitalverzinsung 6%; Kostenrechnung laut VDI Richtlinie 2067; weitere Abkürzungen siehe Abbildung 18

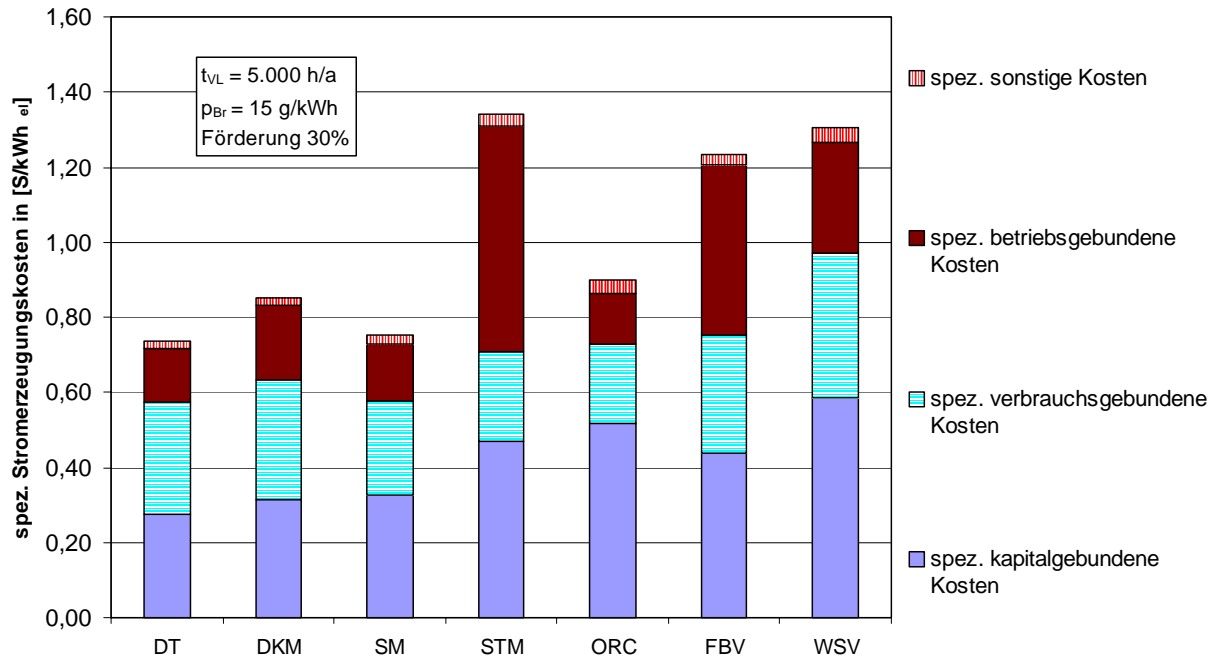


Abbildung 21: Abhängigkeit der spezifischen Stromerzeugungskosten von dezentralen Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von der Anlagenauslastung

Erläuterungen: Datenquelle /2/; $1,0 S = 0,073$ EURO; Berechnungsbasis siehe Abbildung 20; weitere Abkürzungen siehe Abbildung 18

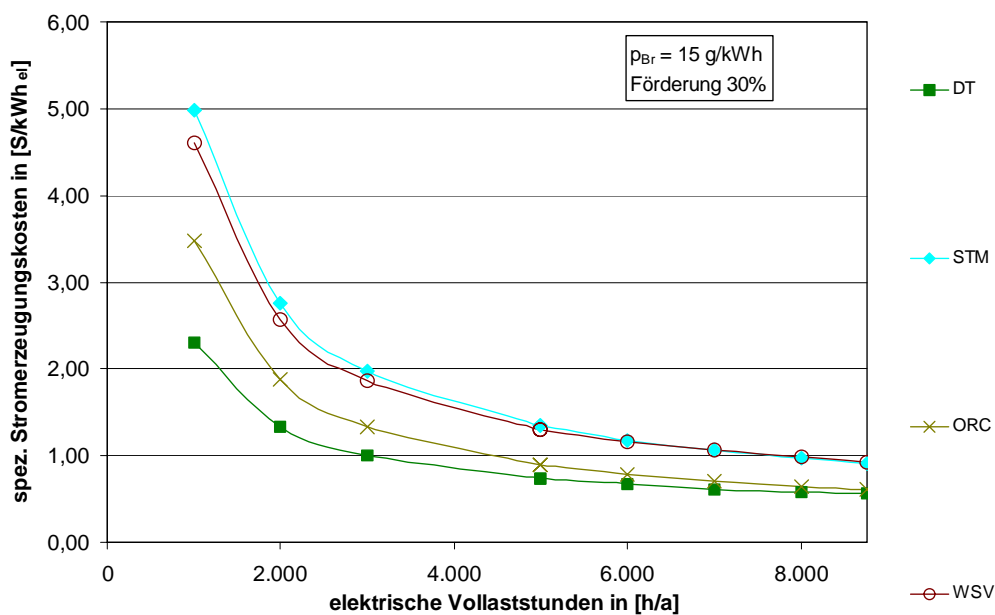
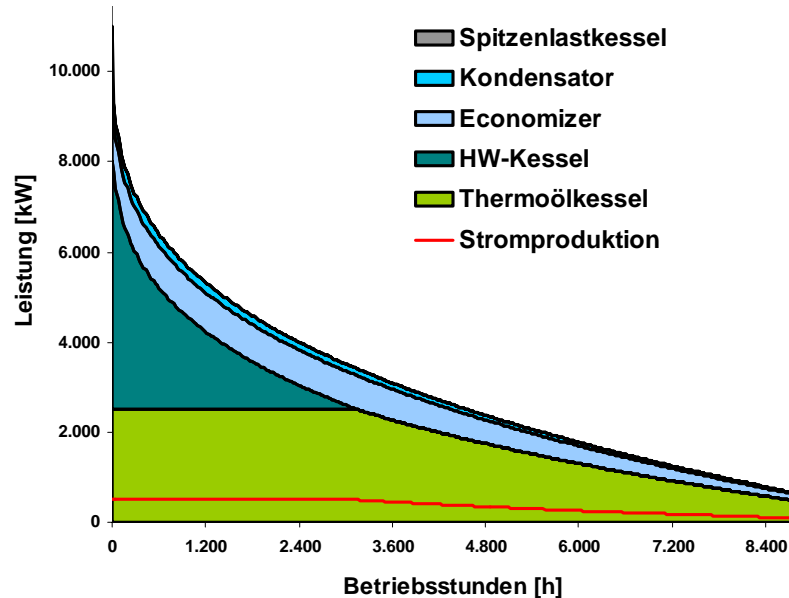


Abbildung 22: Dimensionierung einer Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage am Beispiel der Jahresdauerlinie eines fernwärmeversorgten Ortes

Erläuterungen: eine Wärmerückgewinnung durch Rauchgaskondensation ist in der Darstellung mitberücksichtigt; gewählte KWK-Technologie: ORC-Prozess



Literatur

- /1/: N.Ö. LANDES-LANDWIRTSCHAFTSKAMMER, 2000: Zahlenmäßige Entwicklung der modernen Holz- und Rindenfeuerungen in Österreich - Gesamtbilanz 1983-1999, N.Ö. Landes-Landwirtschaftskammer (Hrsg.), Wien, Österreich
- /2/: OBERNBERGER Ingwald, HAMMERSCHMIED Alfred, 1999: Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien – Potential, technische und wirtschaftliche Bewertung, Einsatzgebiete, Schriftenreihe "Thermische Biomassenutzung", Band 4, ISBN 3-7041-0261-X, dbv-Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, Österreich
- /3/: AEBIOM, 1998: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan-Konsequenzen für Österreich, Österreichischer Biomasseverband (Hrsg.), Wien, Österreich
- /4/: ÖSTAT, 1998: Energieaufkommen und -verwendung in der österreichischen Volkswirtschaft 1995, Sektorale Energiebilanz 1995. In: Statistische Nachrichten 2/1998, S. 139 ff. Wien, Österreich
- /5/: OBERNBERGER Ingwald, 1997: Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Verhaltens aschebildender Elemente, Schriftenreihe "Thermische Biomassenutzung", Band 1, ISBN 3-7041-0241-5, dbv-Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, Österreich
- /6/: STOCKINGER Hermann, OBERNBERGER Ingwald, 1998: Systemanalyse der Nahwärmeversorgung mit Biomasse, Schriftenreihe "Thermische Biomassenutzung", Band 2, ISBN 3-7041-0253-9, dbv-Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, Österreich
- /7/: HARTMANN H., 1998: Influences on the Quality of Solid Biofuels – Causes for Variations and Measures for Improvement,; In Proceedings of the 10th European Bioenergy Conference, June 1998, Würzburg, Germany, C.A.R.M.E.N. (ed), Rimpfing, Germany

- /8/: KALTSCHMITT M. (Hrsg.), 1996: Biomasse als Festbrennstoff, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 6, ISBN 3-7843-2821-0, Landwirtschaftsverlag Münster, Deutschland
- /9/: SANDER B., 1997: Properties of Danish Biofuels and the Requirements for Power Production. Biomass and Bioenergy 12(3), 177-183
- /10/: MARUTZKY R. K. SEEGER, 1999: Energie aus Holz und anderer Biomasse, ISBN 3-87181-347-8, DRW-Verlag Weinbrenner (Ed.), Leinfelden-Echtlingen, Germany
- /11/: KOFMANN P.D., R. SPINELLI, 1997: Storage and Handling of Willow from Short Rotation Coppice, ISBN 87-986376-2-2, ELSAMPROJEKT (Ed.), Denmark
- /12/: KOFMANN P., I. THOMSEN, C. OHLSEN, E. LEER, E. R. SCHMIDT, M. SORENSEN, P. KNUDSEN, 1999: Preservation of Forest Wood Chips, ISBN 87-986376-4-9, ELSAMPROJEKT (Ed.), Denmark
- /13/: NIKOLAISON L., 1998: Straw for Energy Production - Technology - Environment – Economy, ISBN 87-90074-20-3, Center for Biomass Technology (Ed.), Denmark, available at <http://www.videncenter.dk/publicat.htm>
- /14/: BRUNNER Thomas, OBERNBERGER Ingwald, 1996: New Technologies for NO_x-Reduction and Ash Utilization in Biomass Combustion Plants - JOULE THERMIE 95 Demonstration Project. In: Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, Volume 2, pp. 1269-1275, ISBN 0 08 0428 495, Elsevier Science Ltd (ed.), Oxford, United Kingdom
- /15/: NUSSBAUMER Thomas, HUSTAD J.E., 1996: Overview of Biomass Combustion. In: Proceedings of the International Conference “Developments in Thermochemical Biomass Conversion“, May 1996, Banff, Canada, ISBN 0 7514 0350 4 (volume 2), Blackie Academic and Professional (ed.), London, United Kingdom
- /16/: BAXTER L., BLANDER M., DAYTON D., MILNE T., 1996: Thermochemical Equilibrium as an indicator of ash deposition problems. In: Proceedings of the International Conference “Developments in Thermochemical Biomass Conversion“, May 1996, Banff, Canada, ISBN 0 7514 0350 4 (volume 2), Blackie Academic and Professional (ed.), London, United Kingdom
- /17/: NREL - National Renewable Energy Laboratory, Sandia National Laboratory, University of California, Foster Wheeler Dev. Corp., U.S. Bureau of Mines, T.R.MILES, 1996: Alkali Deposits found in Biomass Power Plants, research report NREL/TP-433-8142 SAND96-8225 Vol I and II, National Renewable Energy Laboratory (ed.), Oakridge, U.S.A.
- /18/: SCHMID AG, 1996: Firmenschrift, Schmid AG (Hrsg.), Eschlikon, Schweiz
- /19/: KOHLBACH GmbH, 1997: Firmenunterlagen, Kohlbach GesmH&Co (Hrsg.), Wolfsberg, Österreich
- /20/: DETROIT STOKER COMPANY, 1998: company brochure, Bulletin No. 14-05, Detroit Stoker Comp. (Ed.), Monroe, Michigan, U.S.
- /21/: KÖB&SCHÄFER KG, 1997: Firmenschrift, Köb&Schäfer KG (Hrsg.), Wolfurt, Austria
- /22/: SENGSCHMIED, F. Ein Beitrag zur Entwicklung einer druckbeaufschlagten Brennkammer für die zwei-stufige Verbrennung von Holzstaub. Ph.D. thesis at the Vienna University of Technology, Vienna, Austria, 1995.
- /23/: HEIN D., SCHMITZ W., 1995: Innovationen in der Feuerungstechnik für nachwachsende Rohstoffe. In: Tagungsband zum internat. Symposium “Bibrennstoffe und umweltfreundliche Heizanlagen“, September 1995, Regensburg, OTTI-Technologie Kolleg (Hrsg.), Regensburg, Deutschland
- /24/: HOFBAUER H., 1993: Fluidized Bed Combustion. In: Minutes of Meeting of the IEA Bioenergy Agreement, Task X, Activity 1, May 1993, Vienna, Sintef, Division of Thermal Energy (ed.), Trondheim, Norway
- /25/: LECKNER Bo, KARLSSON M., 1993: Gaseous emissions from circulating fluidized bed combustion of wood. In: Biomass and Bioenergy Vol.4, No. 5, pp. 379-389 (1993)
- /26/: BÜHLER R., 1994: Stand der Technik von Holzvergasungsanlagen. In: Tagungsband zum 3. Holzenergie-Symposium, Oktober 1994, Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft (Hrsg.), Bern, Schweiz

- /27/: BÜHLER R., Hasler P., 1997: Stand der Entwicklung der Vergasungstechnik. In: VDI-Bericht 1319 Thermische Biomassenutzung-Technik und Realisierung, VDI-Verlag, Düsseldorf, Deutschland
- /28/: WALTER J., 1994: Vergasung von Biomasse in Kleinanlagen, Öko-Institut Freiburg, Werkstattreihe Nr.87, Freiburg, Deutschland
- /29/: NUSSBAUMER T., NEUENSCHWANDER P., HASLER P., JENNI A., BÜHLER R., 1997: Energie aus Holz, Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft (Hrsg.), Bern, Schweiz
- /30/: BEW-Bundesamt für Energiewirtschaft, 1997: Vergasung verschiedener Holzfraktionen mit einem Doppel-feuervergaser, Fa. Hydrotest AG (Hrsg.), Bern, Schweiz
- /31/: MANIATIS K., PAPADOYANNAKIS M., SEGERBORG-FICK A., 1998: Biomass and Waste – Thermo-chemical Conversion Activities in EC Programmes. In: Proceedings of the 10th European Bioenergy Conference, June 1998, Würzburg, Germany, C.A.R.M.E.N. (ed.), Rimpfing, Germany
- /32/: STAHL Krister, NEERGAARD Magnus, 1998: Experiences from the Biomass Fuel Fired IGCC Plant in Värnamo. In: Proceedings of the 10th European Bioenergy Conference, June 1998, Würzburg, Germany, C.A.R.M.E.N. (ed.), Rimpfing, Germany
- /33/: PAISLEY M., FARRIS G., SLACK W., IRVING J., 1997: Commercial Development of the Battelle/Ferco Biomass Gasification Process – Initial Operation of the McNeil Gasifier. In: Making a Business From Biomass, Volume 1, ISBN 0 08 0429 963, Elsevier Science Limited, Oxford, UK
- /34/: IVBU (Institut für Verfahrens-, Brennstoff- und Umwelttechnik, Technische Universität Wien), 1998: persönliche Mitteilungen und Unterlagen, Wien, Österreich
- /35/: BINI Roberto, MANCIANA E., 1996: Organic Rankine Cycle Turbogenerators for Combined Heat and Power Production from Biomass. In: Proceedings of the 3rd Munich Discussion Meeting 1996, ZAE Bayern (ed.), Munich, Germany
- /36/: KAUDER Knut, 1996: Schraubenmaschinen, Forschungsbericht Nr. 4 des FG Fluidenergiemaschinen, Universität Dortmund (Hrsg.), Dortmund, Deutschland
- /37/: PODESSER E., 1996: Comparison of Sterling engine and externally fired gas turbine for small-scale CHP. In: Proceedings of the 3rd Munich Discussion Meeting 1996, ZAE Bayern (ed.), Munich, Germany
- /38/: SHARAN Hari, RICHERS Cristino, GIORDANO Pasquale, 1996: Offener absteigender Gleichstrom-Vergaser zur Wärmekraftkopplung mit Holz. In: Tagungsband zum 4. Holzenergie-Symposium, Oktober 1996, Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft (Hrsg.), Bern, Schweiz
- /39/: PIATKOWSKI Reimund, KAUDER Knut, 1996: Schraubenmotor zur Wärmekraftkopplung: Stand der Technik. In: Tagungsband zum 4. Holzenergie-Symposium, Oktober 1996, Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft (Hrsg.), Bern, Schweiz
- /40/: KKK-KÜHNLE, KOPP & KAUSCH AG, 1998: Company brochure. Frankenthal/Pfalz, Germany
- /41/: SPILLINGWERK GMBH, 1998: Company brochure. Hamburg, Germany
- /42/: TURBODEN S.R.L., 1998: Company brochure. Brescia, Italien
- /43/: SCHEIDEGGER K., GAIA M., BINI R., BERTUZZI P., 2000: Small Scale Biomass Powered CHP Plants Featuring Thermal Oil Boiler and Organic Rankine Cycle Turbogenerators. In: Proceeding of the 1st World Conference and Exhibitions on Biomass for Energy and Industry, June 2000, Sevilla, Spain
- /44/: SPITZER J., PODESSER E., JUNGMEIER G., 1997: Wärme-Kraft-Kopplung (Stirlingmotor, Dampfmotor, ORC-Prozesse). Thermische Biomassenutzung - Technik und Realisierung, VDI report 1319, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, Germany.
- /45/: CARLSON H., BOVIN J., 2000: Biofuel Stirling Engines for CHP. In: Proceeding of the 1st World Conference and Exhibitions on Biomass for Energy and Industry, June 2000, Sevilla, Spain.
- /46/: FESHARAKI M., 1997: Industrielle Anwendung inverser Gasturbinenprozesse - Biomasse, Sonnenenergie und industrielle Abgase. Ph.D. thesis at the Technical University Graz, Graz, Austria

- /47/: STEWEAG, 1997: Forschungsprojekt TINA – Thermodynamisch Innovative Nichtnukleare Anlage. Report, Stewag (Ed.) Graz, Austria
- /48/: DE RUYCK J., ALLARD G., MANIATIS K., 1996: An externally fired evaporative gas turbine cycle for small scale biomass gasification. In: Proceedings of the International Conference “Developments in Thermochemical Biomass Conversion“, May 1996, Blackie, Chapman and Hall Group (ed.), Banff, Canada
- /49/: BEENACKERS A. MANIATIS K., 1999: Gasification technologies for heat and power from biomass. In: Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, June 1996, Copenhagen, Denmark, Elsevier Science Ltd (ed.), Oxford, United Kingdom
- /50/: REETZ B., EDLER A., POGOREUTZ M., 1997: Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis Biomasse. In: Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift, 142.Jg, Heft 6, Wien, Österreich
- /51/: FRANKE B., BÖRNER R., BLUM B., BIZAJ B., 2000: Konzeptionelle Gestaltung von GuD-Heizkraftwerken mit integrierter Holzvergasung am Beispiel der Projekte Siebenlehn und Elsterwerda. In: Tagungsband zur Konferenz “Holzvergasung – Teil der Strategie zur CO₂-Minderung“, April 2000, Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.), Berlin, Deutschland
- /52/: OBERNBERGER Ingwald, HAMMERSCHMID Alfred, 1999: Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien, "Erneuerbare Energie" - Zeitschrift für Energiealternativen, Heft 4 (1999), pp. 13-16, ARGE Erneuerbare Energie (Hrsg.), Gleisdorf, Österreich