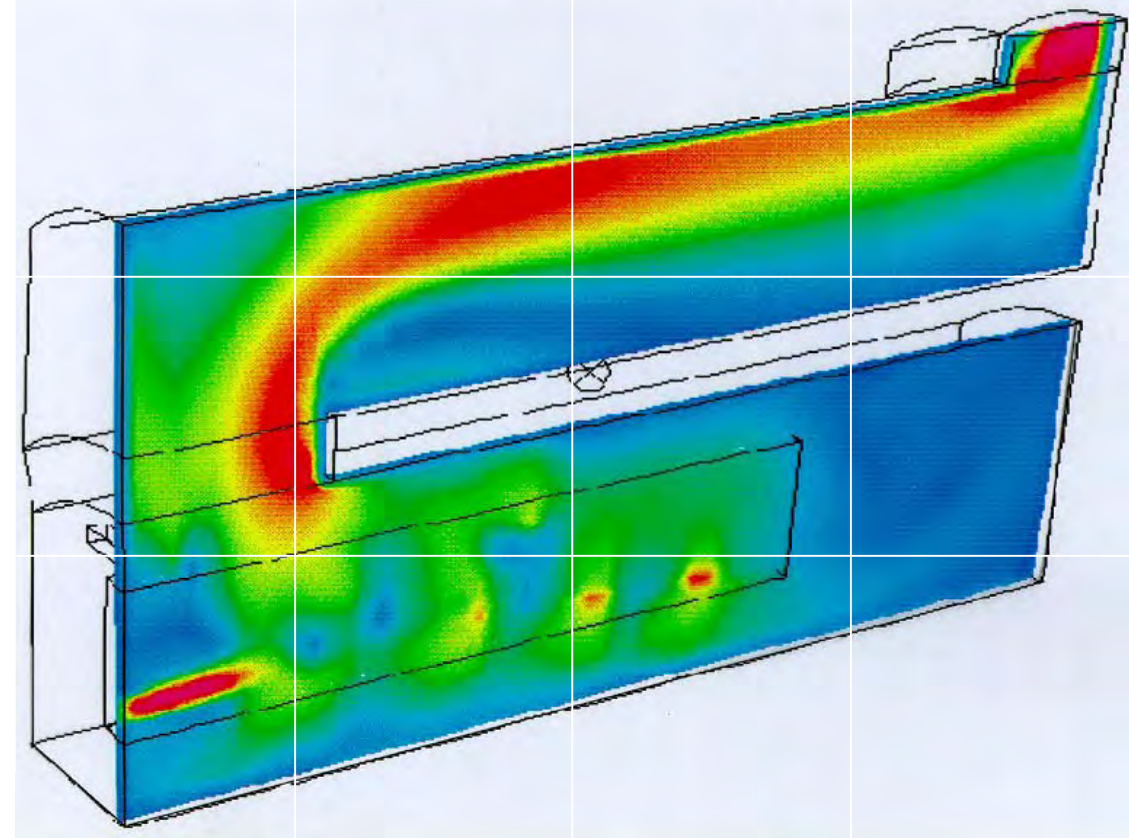


Thomas Nussbaumer (Hrsg.)

## 7. Holzenergie-Symposium

Luftreinhaltung und Explosionsschutz bei Holzfeuerungen  
und Stand der Technik der Holzvergasung

18. Oktober 2002, ETH Zürich



**Thomas Nussbaumer (Hrsg.):**

Luftreinhaltung und Explosionsschutz bei Holzfeuerungen und  
Stand der Technik der Holzvergasung.

Tagungsband zum 7. Holzenergie-Symposium, 18. Oktober 2002, Zürich

**ISBN 3-908705-01-0**

Bezugsquelle:

ENET  
Egnacherstrasse 69  
CH-9320 Arbon

Telefon 071 440 02 55

Fax 071 440 02 56

Email [enet@temas.ch](mailto:enet@temas.ch)

Internet [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)



# Verfahren und Potenzial der Biomasse-Vergasung

---

Thomas Nussbaumer, Verenum, Zürich

## 1 Kurzfassung

Zur energetischen Nutzung von Biomasse bietet sich nebst der Verbrennung die thermische Umwandlung durch Vergasung und eine anschliessende Verwertung des Produktgases an. Im vorliegenden Beitrag werden die Grundlagen der Vergasung vorgestellt und die wichtigsten Verfahren beschrieben. Zum Einsatz kommen Festbettvergaser im kleineren Leistungsbereich sowie Wirbelschicht- und Flugstromvergaser für grössere Leistungen. Im weiteren wird unterschieden zwischen autothermen und allothermen Prozessen mit interner bzw. externer Wärmezufuhr sowie der Verwendung von Luft oder Dampf als Vergasungsmedium. Zur Nutzung des Produktgases kommen Gasmotoren und Gasturbinen zur Stromerzeugung zum Einsatz. Für künftige Anwendung steht auch die Synthese von Treibstoffen zur Diskussion. Das Produktgas kann aber auch zur Wärmeerzeugung verbrannt werden, was für die Zufeuerung in Kraftwerkskesseln oder als Alternative zu Feuerungsanlagen in Frage kommt.

Die Vergasung ist seit Jahrzehnten Gegenstand von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten. Damit eine breite Markteinführung erfolgen kann, muss sie Vorteile erschliessen durch höheren Wirkungsgrad und verbesserte Wirtschaftlichkeit oder durch tiefere Emissionen. Das höhere Wirkungsgradpotenzial zur Stromerzeugung konnte sowohl in Klein- als auch in Grossanlagen nachgewiesen werden. Eine gesicherte Beurteilung der Wirtschaftlichkeit setzt dagegen eine kommerzielle Verfügbarkeit voraus, die bei vielen Verfahren noch nicht erreicht ist. Häufig besteht noch Entwicklungsbedarf bei der Gasreinigung und Abwasseraufbereitung, die für eine motorische Nutzung bei den meisten Konzepten erforderlich sind. Im Beitrag werden die Potenziale der verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten beurteilt und die wichtigsten offenen Fragen aufgezeigt.

## 2 Techniken zur Energienutzung aus Biomasse

Biomasse wird heute vor allem zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Es besteht jedoch ein zunehmendes Interesse an der Produktion von Strom und Treibstoff, da diese hochwertigeren Energieformen an Bedeutung gewinnen und eine höhere Wertschöpfung versprechen. Zur Energiegewinnung aus biogenen Brennstoffen wie Holz, Stroh und ähnlichen Stoffe kommen die thermochemischen Umwandlungsverfahren bei hoher Temperatur, also Verbrennung,

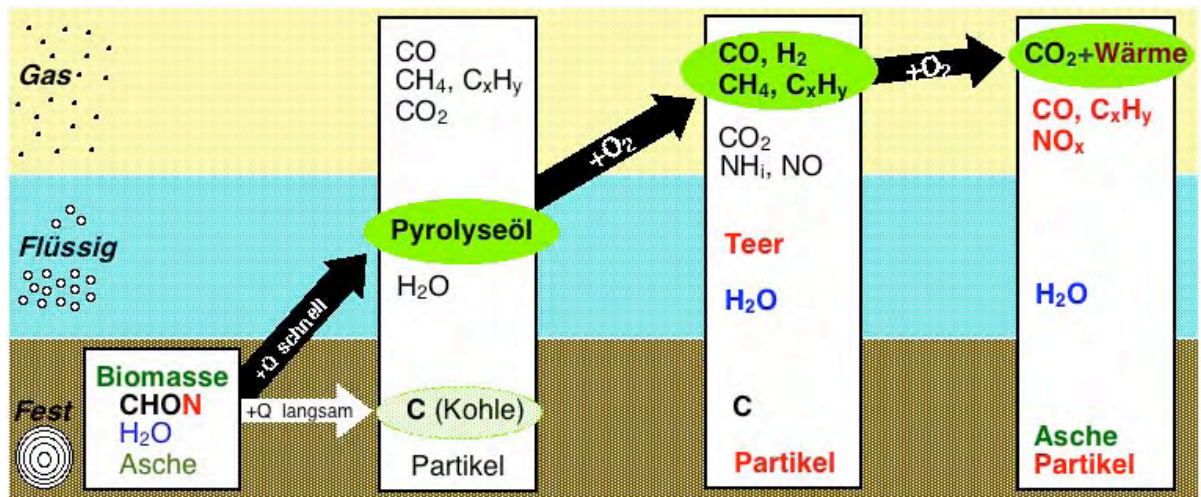
Vergasung und Pyrolyse, zum Einsatz. Organische Rückstände mit hohem Wassergehalt und geringem Ligningehalt können dagegen durch biochemische Vergärung bei tiefer Temperatur zu Biogas (Methan) umgewandelt werden.

Die thermochemischen Umwandlungsverfahren lassen sich nach Tabelle 1 unterteilen. Die Bedingungen der Vergasung und Pyrolyse unterscheiden sich durch die Prozesstemperatur sowie die zugeführte Menge und Art an Oxidationsmittel. Mit zunehmender Temperatur und Luftüberschusszahl steigt die Gasausbeute an, während die Ausbeute an Pyrolyseöl und Koks abnimmt (Bild 1, Bild 2).

Die Hauptprodukte der Verbrennung sind Wärme und ein Abgas mit einem Heizwert  $H_u = 0$ , während bei der Vergasung ein Produktgas mit  $H_u > 0$  und bei der Pyrolyse eine Flüssigkeit (Pyrolyseöl) mit  $H_u > 0$  produziert werden. Die Verfahren zur Erzeugung von Strom und Treibstoff aus Biomasse lassen sich damit auf die folgenden Grundprozesse zurückführen:

1. Direkte **Verbrennung** mit Luftüberschuss ( $\lambda > 1$ ) bei Temperaturen von 800 bis 1'300 °C in Feuerungen und Nutzung der Wärme oder Wärmeübertragung auf das Arbeitsmedium einer Wärmekraftmaschine (Wasser, organische Substanz, Luft, Helium) zum Antrieb von **Dampfmotor, Dampfturbine**, Organic Rankine Cycle (ORC), Stirlingmotor oder geschlossener Gasturbine.
2. **Vergasung** der Biomasse mit Sauerstoffmangel ( $\lambda < 1$ ) bei 700 bis 900 °C und anschliessend
  - Verbrennung des Gases in einer Verbrennungskraftmaschine (**Verbrennungsmotor oder offene Gasturbine**)
  - Verbrennung des Gases in einer **Brennkammer** und Wärmeübertragung auf ein Arbeitsmedium zum Antrieb einer Wärmekraftmaschine
  - direkte Umsetzung des Gases zur Stromerzeugung in einer **Brennstoffzelle** (für die Nutzung von Produktgas ist eine Praxisanwendung dazu jedoch noch nicht absehbar)
  - Umwandlung des Gases zu einem **Flüssigtreibstoff** (z.B. Methanol) oder zu einem **transportfähigen Gas** (Methan, synthetisches Erdgas)
3. **Pyrolyse** der Biomasse ohne externe Sauerstoffzufuhr ( $\lambda = 0$ ) bei 400 bis 700 °C zu Pyrolyseöl, Pyrolysegas und festem Rückstand zur Nutzung des Pyrolyseöls als Flüssigtreibstoff zum Antrieb einer Verbrennungskraftmaschine (**Dieselmotor oder Gasturbine**).

Bild 3 zeigt die verschiedenen Verfahren der Stromerzeugung. Von der Prozessführung ist die Unterscheidung zwischen Wärmekraftmaschinen und Verbrennungskraftmaschinen von Bedeutung, da erstere nicht in Kontakt kommen mit dem Brennstoff, während letztere vor Brennstoffverunreinigungen geschützt werden müssen.



**Pyrolyse**  
Wärmezufuhr +Q  
ohne O<sub>2</sub>  
T = 400–700°C

**Vergasung**  
mit O<sub>2</sub>, λ = 0,3  
T = 700–900°C

**Verbrennung**  
mit O<sub>2</sub>, λ > 1  
T = 900–1300°C

erwünschtes  
Hauptprodukt  
Nebenprodukte

$$\text{Luftüberschusszahl } \lambda = \frac{\text{zugeführte Luftmenge}}{\text{stöchiometrische Luftmenge der Verbrennung}}$$

Bild 1 Reaktionswege und Produkte der thermochemischen Umwandlungsverfahren Pyrolyse, Vergasung und Verbrennung.

Tabelle 1 Charakterisierung von Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse. Erwünschte Produkte dunkel hinterlegt. <sup>1</sup>autotherm, <sup>2</sup>allotherm, <sup>3</sup>bei reiner Pyrolyse ist λ = 0, in der Praxis ist λ oft > 0.

Prozess	Temperatur	Druck	Luftüberschuss	Produkte		
	[ °C ]	[ bar ]	[ - ]	Gas	Flüssigkeit	Feste Rückstände
Verbrennung	800 – 1'300	1 – 30	λ > 1	H <sub>u</sub> = 0	–	H <sub>u</sub> = 0
Vergasung	700 – 900	1 – 30	mit Luft <sup>1</sup> : λ = 0.3 (0.2 .... 0.5)	H <sub>u</sub> > 0 4–6 MJ/Nm <sup>3</sup>	–	H <sub>u</sub> ≥ 0
			mit Dampf/O <sub>2</sub> <sup>1</sup> oder Dampf <sup>2</sup>	H <sub>u</sub> > 0 12–18 MJ/Nm <sup>3</sup>	–	H <sub>u</sub> ≥ 0
Pyrolyse	400 – 700	1 – 30	λ = 0 ( < 0.2 <sup>3</sup> )	H <sub>u</sub> > 0	H <sub>u</sub> > 0 16 MJ/kg	H <sub>u</sub> > 0
Verflüssigung	250 – 350	100 – 200	mit H <sub>2</sub> > 0 (λ = 0)	–	H <sub>u</sub> > 0	H <sub>u</sub> ≥ 0

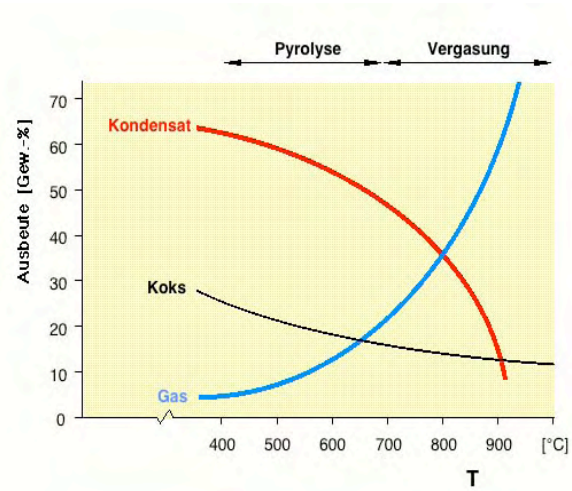


Bild 2 Verteilung der Pyrolyseprodukte in Abhängigkeit der Temperatur .

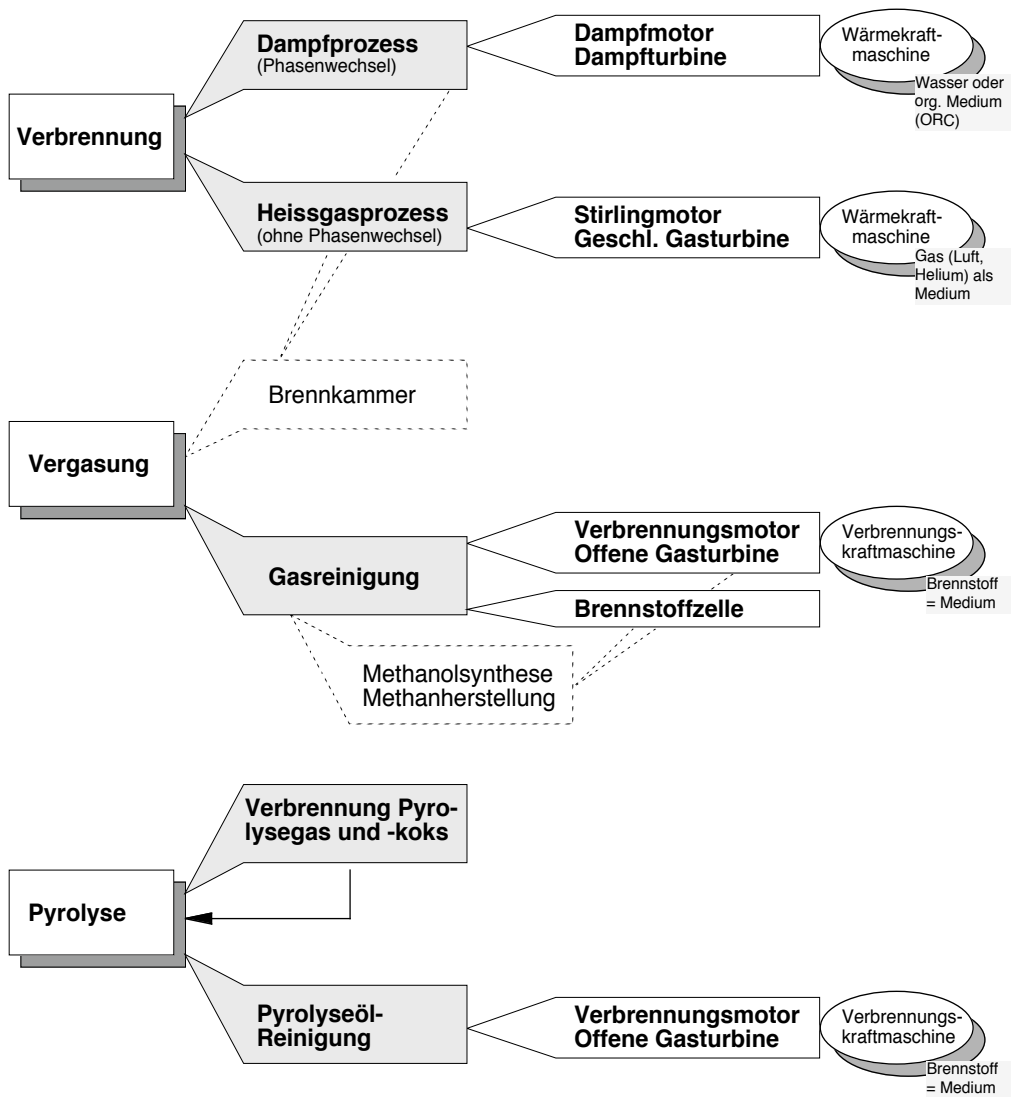


Bild 3 Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse.

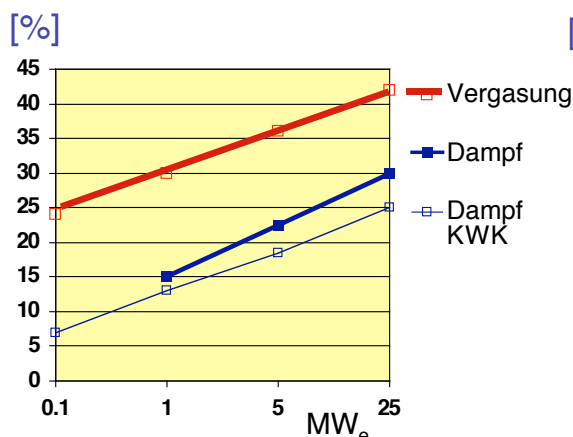


### 3 Wieso Biomassevergasung ?

Unter den thermischen Verfahren zur Umwandlung von Biomasse ist bis anhin lediglich die Verbrennung als bewährter Stand der Technik verfügbar. Zur Stromerzeugung kommt in erster Linie die Dampfkrafttechnik zum Einsatz. Bei Leistungen unter 5 MW<sub>t</sub> weisen heutige Holzfeuerungen insbesondere in Bezug auf die Emissionen an Stickoxiden und Feinstäuben unter 10 Mikrometer (Particulate Matter (PM) 10) Nachteile auf im Vergleich zu Heizöl oder Erdgas, [BUWAL 2000, Nussbaumer 2001]. Da Ozon (als Folge von Stickoxiden und Kohlenwasserstoffen) sowie Feinstaub wichtige Komponenten der Immissionsbelastung sind, sind deshalb Verbesserungen bezüglich Stickoxid- und PM 10-Emissionen vordringlich. Bei der Stromerzeugung mit Dampfkrafttechnik gelten einerseits ebenfalls die Nachteile bezüglich Emissionen. Zum andern ist im Vergleich zu fossilen Stromerzeugungsanlagen von Nachteil, dass die Stromwirkungsgrade tief und die Kosten hoch sind. Bild 4 zeigt typische Werte heutiger Dampfanlagen als Benchmark im Vergleich zu Zielwerten von Vergasungsanlagen. Der Einsatz von Vergasungs-Technologien als Alternative zu der als Stand der Technik verfügbaren Verbrennung haben dann ein Marktpotenzial, wenn sie einen oder mehrere der nachfolgenden Punkte erfüllen:

1. Vergasung als Alternative zu **Mono-Verbrennung** von Biomasse
  - a) zur Stromerzeugung: *Wirkungsgrad höher und Stromgestehungskosten tiefer*
  - b) zur Wärmeerzeugung: *Emissionen tiefer*, insbesondere NO<sub>x</sub> und PM 10, evtl. PCDD/F
2. Vergasung und Produktgas-Zufeuerung als Alternative zu **direkter Zufeuerung** von fester Biomasse:
  - a) Kohlekraftwerke, Industrieöfen: *Keine Nachteile* durch Asche, Korrosion und Temperatur
  - b) Gaskraftwerke: *Möglichkeit* der Biomassezufeuerung durch Vergasung
3. Vergasung zur **Synthese** von flüssigen oder gasförmige *Treibstoffen* und Rohstoffen

#### Wirkungsgrad elektrisch



#### Stromgestehungskosten

(ohne Förderung, Betrieb mit KWK > 5000 h/a)

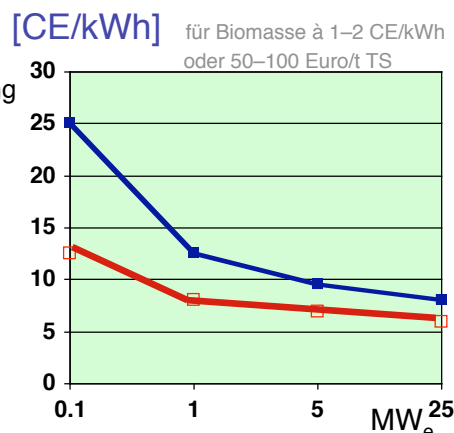


Bild 4 Wirkungsgrad und Stromgestehungskosten von Dampfkraftanlagen (Richtwerte) und Vergasungsanlagen (Zielwerte). Bei Kraftwärmekopplung (KWK, in der Schweiz Wärmekraftkopplung WKK) betragen die Gesamtwirkungsgrade sowohl für Dampf als auch für Vergasung gegen 80%. CE = Cent Euro = 1,45 CHF (Stand 2002).





Tabelle 2 Vergleich der Energieausnutzung durch Heizung, WKK (KWK) und Kraftwerk (typische Werte).  $\varepsilon$  (z.B. Jahresmittel),  $\eta_{ex}$  = exergetisch gewichteter Wirkungsgrad.

	Heute			Zukunft	
	Heizung	WKK < 10 MW <sub>t</sub>	Kraftwerk > 100 MW <sub>t</sub>	WKK < 10 MW <sub>t</sub>	Kraftwerk > 100 MW <sub>t</sub>
$\eta_t$	0.85	0.68	0	0.55	0
$\eta_e$	0	0.12	0.25	0.25	0.45
$\varepsilon$	2.5	2.5	2.5	4	4
$\eta_{ges} = \eta_e + \eta_t$	0.85	0.8	0.25	0.8	0.45
$\eta_{ex} = \varepsilon \eta_e + \eta_t$	<b>0.85</b>	<b>0.98</b>	<b>0.63</b>	<b>1.55</b>	<b>1.8</b>
Technik	Feuerung	Dampf oder ORC	Dampf	Vergaser oder Stirling	IGCC

## 4 Grundlagen der Vergasung

Die Grundlagen der Vergasung sind ausführlich behandelt in [Reed 1979–1981, Kaupp und Goss 1984, Nussbaumer 1990, Hasler et al. 1995, Hofbauer und Kaltschmitt 2001], auf denen die nachfolgenden Beschreibungen basieren.

Bei der Vergasung wird einem festen oder flüssigen Brennstoff eine understöchiometrische Menge an Oxidationsmittel zugeführt. Die Gesamtluftüberschusszahl  $\lambda$  liegt im Bereich  $0 < \lambda < 1$  mit typischen Werten um 0,2 bis 0,3. Die Vergasung setzt sich aus folgenden Teilreaktionen zusammen:

1. **Aufheizung** und Trocknung
2. **Pyrolyse** (zu Gas, Teer und Koks)
3. **Oxidation** (von Gase und Teer zu CO<sub>2</sub>)
4. **Reduktion** (von CO<sub>2</sub> mit Koks zu CO).

Die Oxidationszone befindet sich in Festbettvergasern am Ort des Luftzutritts. Die Teilprozesse laufen je nach Reaktortyp örtlich deutlich getrennt ab (insbesondere in Festbettvergasern) oder im Reaktor teilweise zeitgleich ab (Wirbelschichtvergasung). Die genannte Reihenfolge gilt für das zeitliche Verhalten des Brennstoffs in einem Gleichstromvergasers, während in einem Gegenstromvergasers die Oxidations- und Reduktionszone in vertauschter Reihenfolge auftreten.

Kernmerkmal der Vergasung ist die Umwandlung des aus der Pyrolyse oder thermischen Zersetzung zurückbleibenden festen Kohlenstoffs mit Vergasungsmittel zu Kohlenmonoxid sowie der Konversion von kondensierbaren Teeren zu Gasen. Diese Umwandlung läuft vorwiegend in der Oxidations- und Reduktionszone ab. Hier werden die höchsten

Temperaturen erreicht, was die Bildung von Kohlenmonoxid bevorzugt und den Teerabbau ermöglicht.

Als Vergasungsmittel und Träger für den Sauerstoff kommen *Luft, Wasserdampf, Sauerstoff, Kohlendioxid oder ein Gemisch daraus* zum Einsatz. Da zum Beispiel auch bei der Vergasung mit Luft eine Teiloxidation zu Kohlendioxid abläuft, kann dieses Kohlendioxid teilweise in der Reduktionszone wieder an festem Kohlenstoff zu Kohlenmonoxid reagieren und so als Vergasungsmittel dienen.

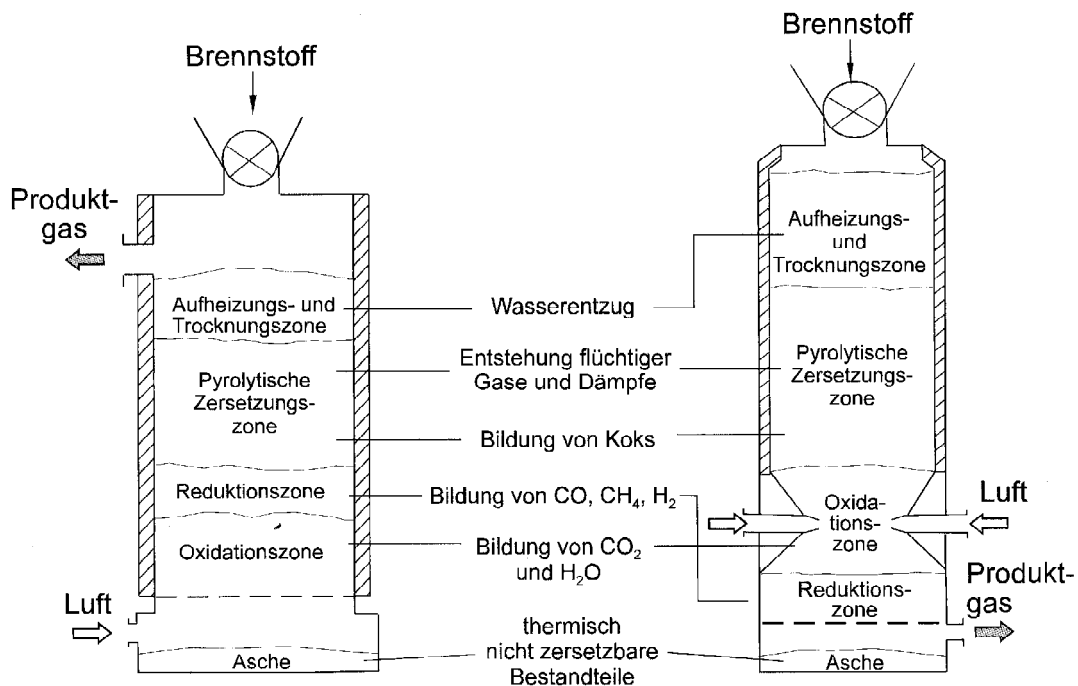
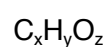
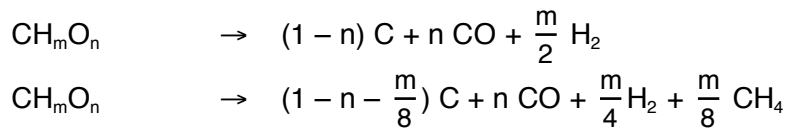


Bild 5 Aufbau und Reaktionszonen eines aufsteigenden Gegenstromvergasers (links) und eines absteigenden Gleichstromvergasers (rechts) nach [Hofbauer und Kaltschmitt 2001]. Heisse Zonen: Oxidations- und Reduktionszone.

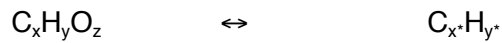
**Thermische Zersetzung und Pyrolyse.** Die Hauptbestandteile von Holz und ähnlicher Biomasse sind die hochmolekularen Verbindungen Zellulose, Hemizellulose und Lignin. Während Zellulose einen linearen Molekülaufbau aufweist, ist Lignin als amorphe und räumlich vernetzte Struktur hauptverantwortlich für das Gerüst der nach der Vergasung zurückbleibenden Holzkohle (Koks). Die Hemizellulose ist teilvernetzt. Natürliche Zellulose ist polydispers, das heißt aus Zelluloseketten mit verschiedenem Polymerisationsgrad aufgebaut. Der Polymerisationsgrad von Holz-Zellulose beträgt um 1000 bis 5000, für Baumwolle und Chinaschilf gar zwischen 5000 und 10 000 [z.B. Bosshard 1984]. Für die Zersetzung wird die Biomasse unter Vernachlässigung der Spurenelemente beschrieben als:



Die Bildung von Koks und Pyrolysegas verläuft bis zu rund 300°C und kann vereinfacht wie folgt angegeben werden:

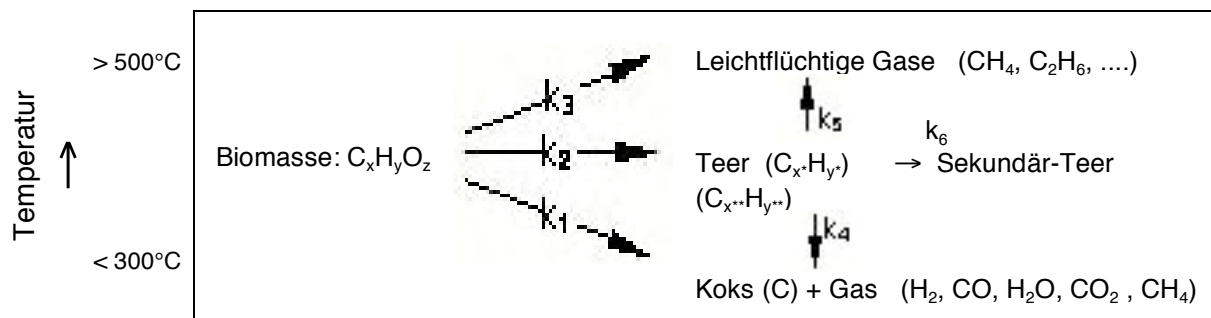


Bei höheren Temperaturen erfolgt die Bildung von primärem Teer vereinfacht wie folgt:



wobei für Holz und typische Biomasse im Mittel gilt  $x : y : z = 1 : 1,44 : 0,66$  (oder  $\text{CH}_{1,44}\text{O}_{0,66}$ )  
 zudem gilt für die Zersetzung  $x^* < x$ ,  $y^* < y$   
 sowie für die Teerkomponenten  $x^* > 2$ , meist  $> 6$

Aus den primären Pyrolyseprodukten können in Sekundärreaktionen Folgeprodukte gebildet werden. Im nachfolgend dargestellten Modell ist die Umsetzung von primärem Teer angegeben. Daneben können jedoch auch Koks und Gase in Sekundärreaktionen weiter reagieren. Zudem ist durch Weiterreaktion von Sekundär-Teer die Bildung von tertiären Teeren möglich.



Die Teere sind vor allem zyklische und polyzyklische Kohlenwasserstoffe mit mindestens einem Benzolring (meist ein bis drei C6-Ringe, teilweise bis sieben). Die wichtigsten Komponenten sind Phenol ( $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$ ) (vor allem bei Temperaturen unter  $800^\circ\text{C}$ ), sowie Naphtalin ( $\text{C}_{10}\text{H}_8$ ) und Toluol ( $\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$ ). Tertiäre Teere sind vor allem polyaromatische Kohlenwasserstoffe. In Bild 6 sind einige wichtige Vertreter von primären, sekundären und tertiären Teerkomponenten dargestellt.

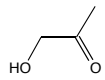


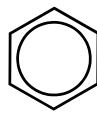

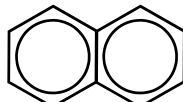
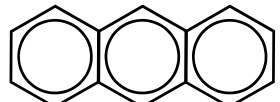
Primär	 Acetol	 Acetalsäure	
Sekundär	 Benzol	 Toluol	 Phenol
Tertiär	 Naphtalin	 Anthracen	

Bild 6 Struktur einiger Komponenten von primären, sekundären und tertiären Teeren.

### Vergasungsreaktionen.

Die wichtigsten **Gas/Feststoff-Reaktionen** der Vergasung sind:

Verbrennung:	$C + O_2$	$\leftrightarrow$	$CO_2$	$\Delta H_r = -393 \text{ kJ/mol}$
Teilverbrennung:	$C + 0.5 O_2$	$\leftrightarrow$	$CO$	$\Delta H_r = -110 \text{ kJ/mol}$
Heterogene Wassergasreaktion:	$C + H_2O$	$\leftrightarrow$	$CO + H_2$	$\Delta H_r = +132 \text{ kJ/mol}$
Boudouard-Reaktion:	$C + CO_2$	$\leftrightarrow$	$2 CO$	$\Delta H_r = +173 \text{ kJ/mol}$
Hydrierende Vergasung:	$C + 2 H_2$	$\leftrightarrow$	$CH_4$	$\Delta H_r = -75 \text{ kJ/mol}$

Anschliessend an die Gasfreisetzung können folgende **Gas/Gas-Reaktionen** ablaufen:

Homogene Wassergasreaktion (Shift):	$CO + H_2O$	$\leftrightarrow$	$CO_2 + H_2$	$\Delta H_r = -41 \text{ kJ/mol}$
Methanisierung:	$CO + 3 H_2$	$\leftrightarrow$	$CH_4 + H_2O$	$\Delta H_r = -206 \text{ kJ/mol}$

Wenn zu viel Vergasungsmittel vorhanden ist, können zudem unerwünschte homogene **Oxidationsreaktionen** ablaufen, z.B.:

CO-Oxidation:	$CO + 0.5 O_2$	$\leftrightarrow$	$CO_2$	$\Delta H_r = -283 \text{ kJ/mol}$
H <sub>2</sub> -Oxidation:	$H_2 + 0.5 O_2$	$\leftrightarrow$	$H_2O$	$\Delta H_r = -286 \text{ kJ/mol}$

Bild 7 zeigt beispielhaft die Temperaturabhängigkeit der Gleichgewichtszusammensetzung für die Boudouard- und Wassergasreaktion. Ein hoher Umsatz mit Dampf und CO<sub>2</sub> zu Kohlenmonoxid wird demnach bei hoher Temperatur erreicht. Unter Vergasungsbedingungen wird das Gleichgewicht zum Teil allerdings nicht erreicht. Bild 8 zeigt die Gaszusammensetzung in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl. Eine maximale CO-Ausbeute und ein maximaler Vergasungswirkungsgrad werden bei einem Luftüberschuss um 0,2 bis 0,3 erreicht.

**Wärmezufuhr.** Bei der Vergasung wird unterschieden zwischen autothermen und allothermen Prozessen. Bei der *autothermen* Vergasung wird die Wärme durch Teilverbrennung des Brennstoffs während der Vergasung freigesetzt. Bei der *allothermen* Vergasung erfolgt eine indirekte Wärmezufuhr durch einen Wärmeübertrager oder – wie in Zweibettwirbelschichten – durch erwärmtes Bettmaterial. Die Vergasungsreaktionen umfassen sowohl endotherme als auch exotherme Reaktionen. Bei der autothermen Vergasung wird die für den Prozess erforderliche Wärme durch die exothermen Reaktionen zur Verfügung gestellt. Bei der allothermen Vergasung kann die Produktausbeute des Vergasers (nicht jedoch des Gesamtprozesses) erhöht werden, da die Wärme von aussen zugeführt wird.

**Gaszusammensetzung.** Produktgas (auch Holzgas, Synthesegas oder Schwachgas) aus der Biomassevergasung enthält folgende Komponenten:

- Brennbare Gase: Kohlenmonoxid CO, Wasserstoff H<sub>2</sub>, Methan CH<sub>4</sub> und gasförmige Kohlenwasserstoffe (C<sub>2</sub>+)
- Nicht brennbare Inertgase: Luftstickstoff (N<sub>2</sub>), Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O)

- Verunreinigungen: Alkalimetalle (vor allem Kalium und Natrium), Stickstoffverbindungen ( $\text{NH}_3$ ,  $\text{HCN}$ ), Schwefelverbindungen ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ) und Halogenverbindungen ( $\text{HCl}$ ,  $\text{HF}$ ).
- Teer (ein Gemisch höhersiedender Kohlenwasserstoffe, darunter Naphtalin und Phenol, die bei Vergasungstemperatur gasförmig und bei Raumtemperatur flüssig sind und unter  $300^\circ\text{C}$  teilweise kondensieren)
- Partikel (Asche, Bettmaterial, Koks).

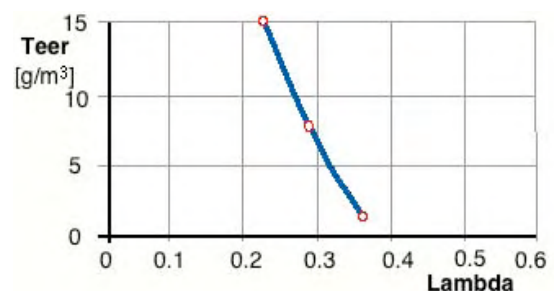
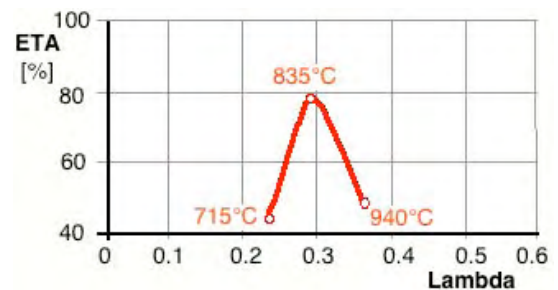
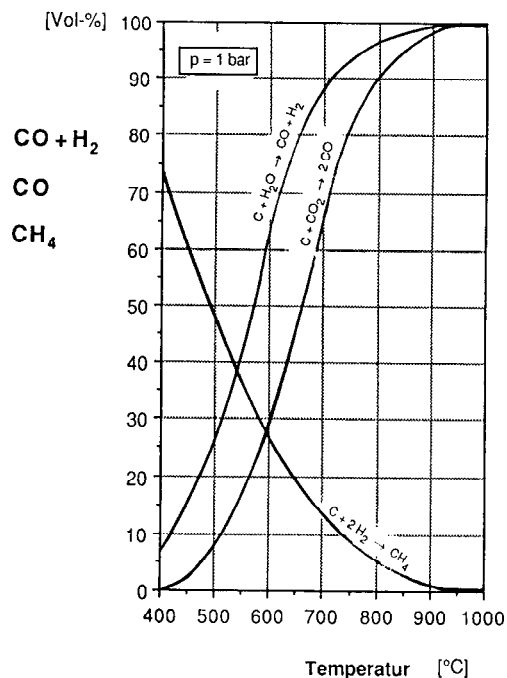
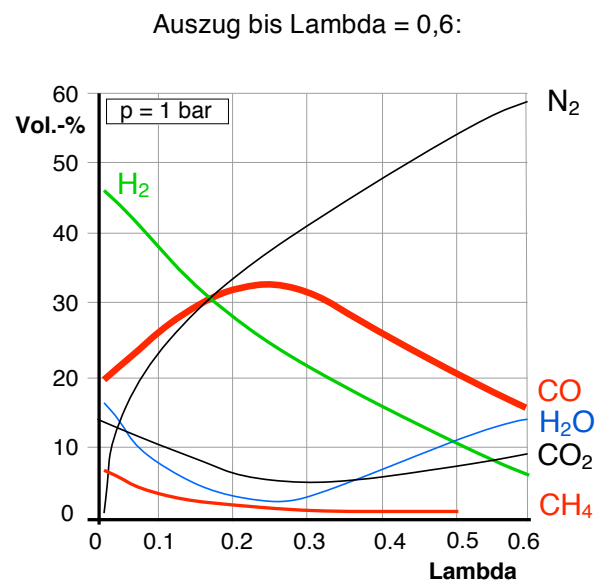
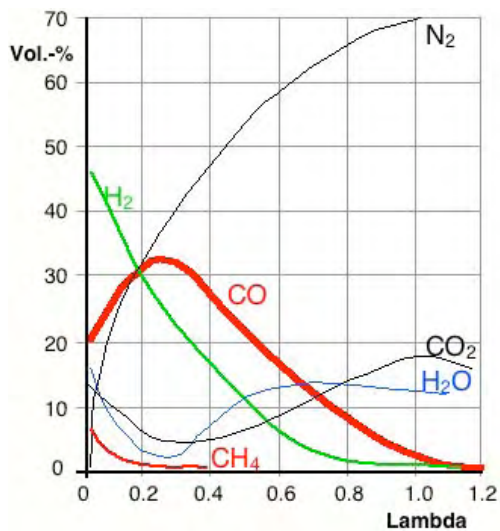


Bild 7 Gleichgewicht der Kohlenstoffvergasung in Funktion der Temperatur.

oben: Bild 8, siehe rechts Bild 8 Gaszusammensetzung im Gleichgewichtszustand bei der adiabaten Vergasung von Biomasse mit Luft (oben, nach [Reed 1981]) sowie Vergasungswirkungsgrad (Kaltgas ohne Teer) und Teergehalt (unten, für Buche nach [Spliethoff et al. 1998]) in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl.

**Vergasungswirkungsgrad.** Der Vergasungswirkungsgrad (auch Kaltgaswirkungsgrad) wird definiert als Verhältnis zwischen dem Heizwert von Produktgas und zugeführtem Brennstoff. Bei teerhaltigen Gasen ist zu beachten, dass der Teer einen wesentlichen Anteil am Gesamtheizwert des Produktgases ausmachen kann. Je nach Anwendung muss deshalb zwischen Vergasungswirkungsgrad mit und ohne Teer bzw. vor und nach Teerabscheidung. Das gleiche gilt für kohlenstoffhaltige Partikel, die besonders bei der Wirbelschichtvergasung einen hohen Anteil ausmachen können.

**Teerbildung und -konversion.** Für den Einsatz in Motoren sind die Teere unerwünscht, da vor dem Motor eine Abkühlung des Gases erforderlich ist und die Teere durch Kondensation zu Verklebungen führen, Korrosion verursachen und Schmieröl angreifen können. Aus diesem Grund ist für motorische Zwecke ein möglichst teearmes Gas erwünscht und zusätzlich eine Teerabscheidung oder -konversion erforderlich. Während Gegenstromvergaser prozessbedingt hohe Teergehalte aufweisen, ist bei der Gleichstromvergasung ein geringer Teergehalt möglich durch die Konversion von Teer zu Gasen in einer heißen Zone. In einer Forschungsarbeit im Auftrag des Bundesamts für Energie wurde die Teerkonversion in der Gasphase und im Festbett untersucht, wobei die Bedingungen mit Gleichstromvergasern vergleichbar sind [Morf 2001, Morf et al. 2002]. Bild 9 zeigt die Versuchsanordnung an der ETH Zürich. In Bild 10 sind die Resultate zur Teerkonversion in der Gasphase in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt. Durch Anwesenheit von Koks oder katalytischem Material (heterogen) kann die Teerkonversion noch beschleunigt werden. Trotz der Wirksamkeit des glühenden Koksbetts können auch in Gleichstromvergasern erhöhte Teerfrachten auftreten infolge inhomogener Verteilung des Vergasungsmittels und/oder der Temperatur, so zum Beispiel in den nicht-durchströmten und kälteren Zonen nach Bild 11.

Für den Einsatz des Gases zur Wärmeerzeugung, zum Beispiel in Zementöfen oder Kraftwerkskesseln, sind die Teere von untergeordneter Bedeutung. Für die Nutzung des Produktgases in Gasturbinen sind sie je nach Anlagenkonzept nachteilig oder nicht. Bei einer Druckvergasung mit nachfolgender Gasreinigung bei erhöhter Temperatur (über 300°C zur Verhinderung der Teerkondensation und unter 500°C zur Abscheidung der Alkalimetalle), können die Teere in der Gasturbinenbrennkammer vollständig oxidiert werden und stören den Prozessablauf nicht. Dagegen ist bei einer atmosphärischen Vergasung eine weitergehende Kühlung und eine anschließende Kompression des Produktgases erforderlich. Dabei können die Teere zu Verklebungen und Störungen führen, weshalb sie in diesem Fall unerwünscht sind.

Vor allem bei der Wirbelschichtvergasung bietet sich auch der Einsatz eines katalytisch wirksamen Bettmaterials an wie zum Beispiel Dolomit oder CaO (Bild 12). Allerdings ist zu beachten, dass der Verbrauch von katalytischem Bettmaterial zu erheblichen Betriebskosten führt und die Aschemenge drastisch erhöht. Der Einsatz von Katalysatoren zur Verbesserung der Prozessbedingungen und Produktausbeute wird auch bei Festbettvergasern geprüft [Spindler und Bauermeister 2002]. In einer Untersuchung zur Wirbelschichtvergasung wurde auch beobachtet, dass die Vergasung von Altholz zu geringeren



Teergehalten führt als die Vergasung von naturbelassenem Holz, was der katalytischen Wirkung der im Altholz enthaltenen Schadstoffe zugeordnet wird [de Sousa 2001].

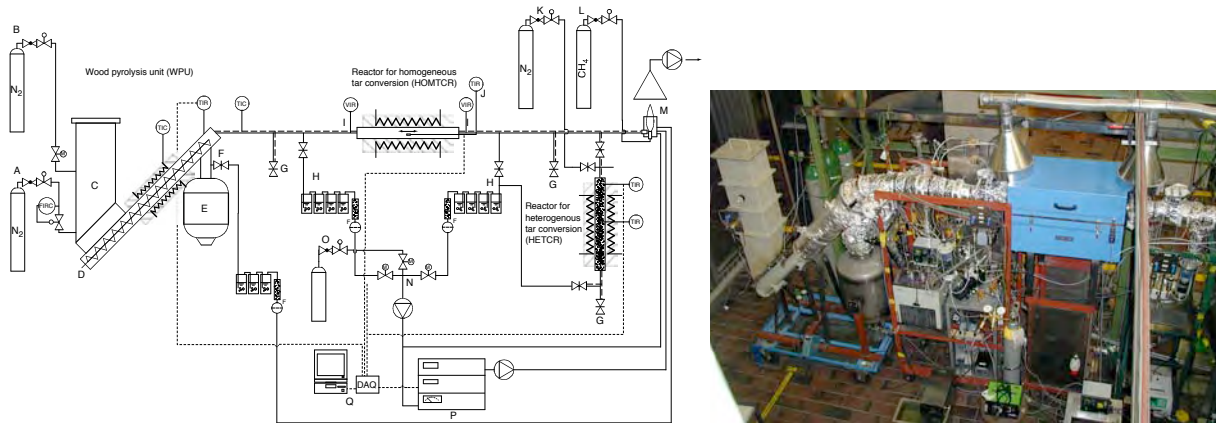


Bild 9 Versuchsanlage zur Untersuchung der Konversion von primären Teeren der Holzpyrolyse in der Gasphase sowie unter Festbettbedingungen zu sekundären Teeren [Morf 2001].

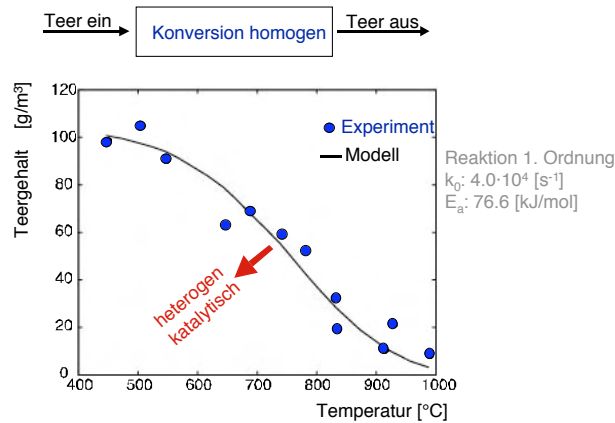


Bild 10 Einfluss der Temperatur auf die Teerkonversion in der Gasphase. Durch Anwesenheit von Kohlenstoff wird die Konversion katalytisch beschleunigt [Morf 2001].

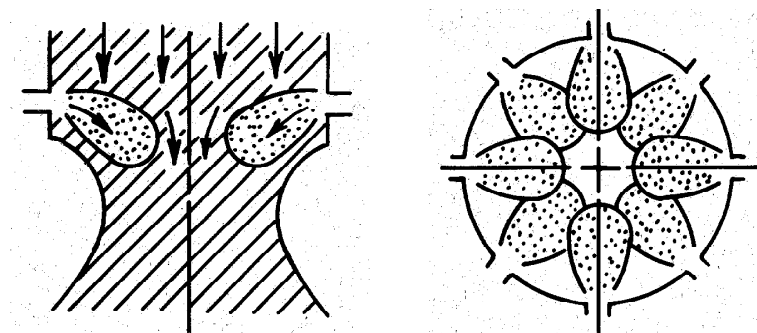


Bild 11 Vergasungsherd mit Luftzufuhr nach [Kaupp und Goss 1984].

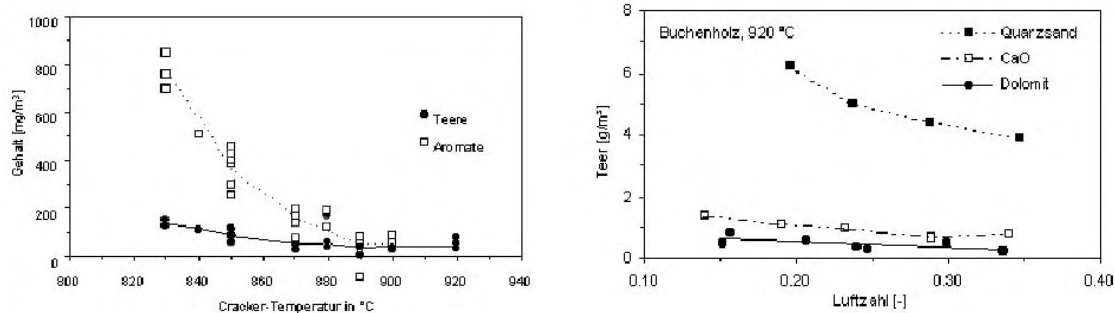


Bild 12 Einfluss der Temperatur auf die Teerkonversion in einer Wirbelschicht (links) sowie Einfluss von CaO und Dolomit als Katalysator in einer Wirbelschicht [Spliethoff et al. 1998].

**Zweistufige Vergasung für teearmes Gas.** Die Bildung von primären Teeren in der Pyrolysezone eines Vergasers ist unvermeidbar. Wenn ein teerfreies Produktgas angestrebt wird, müssen die Teere anschliessend an die Pyrolysezone konvertiert werden. Dazu kommen verschiedene Konzepte in Frage, nebst einer an die Vergasung anschliessenden Teerkonversion insbesondere folgende zwei:

- a) Eine räumlich konsequente Trennung zwischen Biomasse-Pyrolyse in einem ersten Feststoff-Reaktor (Bild 13, R1), der anschliessenden Verbrennung des Pyrolysegases und der darin enthaltenen Teere zu  $\text{CO}_2$  in einem zweiten Reaktor (R2) sowie der anschliessenden Vergasung des Kokes aus dem Pyrolyseaktor in einem dritten Reaktor (R3). Dabei findet die Vergasung von reinem Kohlenstoff (nicht von Biomasse) statt, so dass die Bildung von Teeren ausgeschlossen ist. Die konsequente Umsetzung dieses Konzepts erfordert somit zwei räumlich getrennte Festbettreaktoren (Biomassepyrolyse und Koksvergasung) plus einen räumlich getrennten Gasreaktor (Pyrolysegasverbrennung). Eine Umsetzung dieses Konzepts wird zum Beispiel beim Zweistufen-Festbettvergaser der DTU (Danish Technological University) angestrebt, bei dem der Gasreaktor in den Koksvergasungsreaktor integriert ist, sowie beim Carbo-V-Verfahren, bei dem der Koksvergaser als Flugstromreaktor ausgeführt ist. In beiden Fällen ist der Pyrolyseaktor beheizt und mit einer Misch- und Transporteinrichtung für den Brennstoff ausgerüstet. Bei der zweistufigen Festbettvergasung nach dem Verfahren DTU wird ein Teergehalt von unter  $15 \text{ mg/Nm}^3$  ohne höherwertige Teere erzielt, was eine motorische Nutzung ohne nachfolgende Teerabscheidung ermöglicht [Brandt et al. 2000].

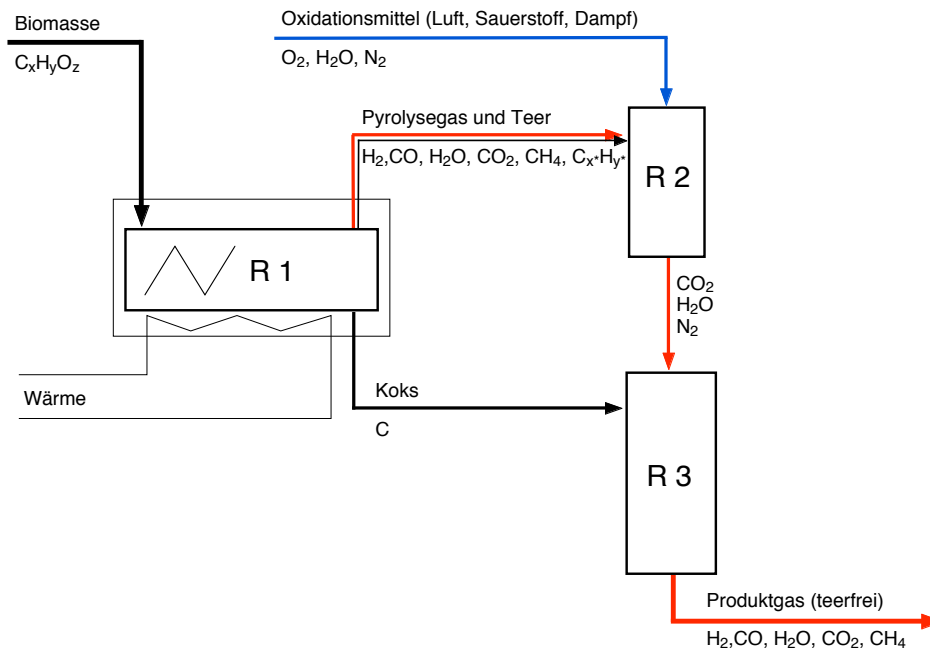


Bild 13 Prinzip der mehrstufigen Vergasung. R1: Feststoff-Pyrolysereaktor mit externer Beheizung, meist als Festbettreaktor mit Einbauten für Stofftransport (z.B. Schnecke beim DTU-Verfahren oder Rührer beim Carbo-V-Verfahren). R2: Brennkammer (Gas/Gas-Reaktor) zur Oxidation von Pyrolysegas und Teer zu  $\text{CO}_2$ . R3: Feststoff-Vergasungsreaktor zur Vergasung von Koks (keine Biomasse) mit  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{O}$  (kein  $\text{O}_2$ ).

- b) Beim Prinzip des Gleichstromvergaser, und noch verstärkt beim Zonen-Gleichstromvergaser mit Luftzufuhr auf zwei Ebenen, wird eine örtliche Trennung der Teilreaktionen in den verschiedenen Zonen des Vergasers angestrebt. Im Idealfall können dabei die in der Pyrolysezone freigesetzten Teere in der anschließenden Oxidationszone zu  $\text{CO}_2$  verbrannt werden, welches in der nachfolgenden Reduktionszone als Vergasungsmittel für den Kohlenstoff dient und so zu  $\text{CO}$  reduziert wird. Daneben zielen auch verschiedene Bauarten von Querstromvergaser auf eine Zonenbildung ab, die ein teerarmes Gas ermöglichen soll.

**Partikel.** Die Partikel im Produktgas setzen sich zusammen aus mitgerissener Asche, nicht vergastem Kohlenstoff sowie bei Wirbelschichten aus mitgerissenem Bettmaterial. Zur Nutzung in Motoren oder Gasturbinen ist eine weitgehende Abscheidung der Partikel erforderlich. Ein Grossteil der Partikel sind Feinstäube, die in einem Zyklon nicht mehr abgeschieden werden. Zum Einsatz kommen deshalb Gewebefilter, Sandbettfilter, Nasselektrofilter, bei Druckvergasung auch Keramikfilter, sowie Verfahren in Kombination mit Nasswäschern.

**Alkalimetalle.** Bei der Vergasung geht ein Teil der im Brennstoff enthaltenen Alkalimetalle (vor allem Natrium und Kalium) in die Gasphase über. Da sie in Gasturbinen zu Schäden führen können, und müssen sie für diese Anwendung sicher abgeschieden werden. Dazu muss die Temperatur der Gasreinigung möglichst tief sein, sicher jedoch unter  $500^\circ\text{C}$  –

600°C, da die Alkalien unterhalb dieser Temperatur an Feinstäuben auskondensieren und mit diesen abgeschieden werden können.

**Stickstoff, Schwefel, Halogene, Schwermetalle.** Diese Verbindungen stammen aus den entsprechenden Elementen im Brennstoff und treten im Produktgas vor allem als NH<sub>3</sub>, HCN, H<sub>2</sub>S, HCl und HF auf. Bei der Produktgasverbrennung können sie oxidiert werden und zu den entsprechenden Emissionen wie NO<sub>x</sub> und SO<sub>2</sub> führen. Im weiteren können die Zwischenverbindungen zu Störungen oder Schäden führen. So wirken zum Beispiel Schwermetalle und H<sub>2</sub>S als Katalysatorgifte und NH<sub>3</sub> kann Schmiermittel angreifen. Je nach Nutzungsart und Umweltauflagen (z.B. NO<sub>x</sub>-Grenzwert) müssen diese Komponenten deshalb in der Gasreinigung abgeschieden werden.

**Vergasungsmittel.** Beim Vergasungsmittel wird unterschieden zwischen der *Vergasung mit Luft*, die z.B. geeignet ist zum Antrieb eines Motors oder einer Gasturbine, sowie der *hydrierenden Vergasung unter Zugabe von Wasserstoff oder Wasserdampf*, bei der das Produktgas einen höheren Wasserstoffanteil aufweist und auch zur Herstellung von Methan oder Methanol geeignet ist. Die Vergasung von elementarem Kohlenstoff zu Methan kann durch Zufuhr von Wasserstoff und Wasserdampf als Gasphasenreaktion induziert werden. Sie verläuft erst bei Temperaturen über 800°C mit ausreichender Geschwindigkeit und kann mit Nickelkatalysatoren aktiviert werden. Die Nettoreaktion ist stark exotherm, so dass die Wärmeabgabe im Reaktor kontrolliert werden muss.

**Produktgaserzeugung für motorische Nutzung.** Die bei Festbettvergasern fast ausschliesslich zur Anwendung kommende *autotherme Vergasung mit Luft* liefert infolge der starken Verdünnung mit Stickstoff ein Produktgas mit einem Heizwert um 5 MJ/Nm<sup>3</sup>. Der volumetrische Heizwert ist damit viel geringer als von Erdgas (Methan: 35,9 MJ/Nm<sup>3</sup>). Der tiefe Heizwert führt zu grossen Volumina an Produktgas und damit zu entsprechenden Apparatedimensionen (und -kosten) für die Gasreinigung und -kompression.

Da der Gemischheizwert für Produktgas/Luft jedoch ähnlich ist wie für Methan/Luft, ist das Produktgas dennoch gut geeignet für den Antrieb eines Motors oder einer Gasturbine. Aufgrund der unterschiedlichen Heizwerte muss jedoch die Gemischaufbereitung angepasst werden. Das Produktgas erfordert eine aktive Zündung. Als Motoren kommen deshalb Gasmotoren, mit Zündung nachgerüstete Dieselmotoren oder Diesel-Zündstrahlmotoren zum Einsatz (letztere erfordern einen Betrieb mit Produktgas und Dieseltzugabe). Im Vergleich zu Diesel oder Erdgas führt die Verwendung von Produktgas zu einer Leistungsminderung des Motors. Um hohe Leistungsdichten zu erzielen, wird eine Turbo-Aufladung vorgenommen. Dabei ist zu beachten, dass die Kompression für Motoren oder auch Gasturbinen ein kritischer Prozessschritt ist, und dass zur Verhinderung von Störungen die Gehalte an Teer, Partikel und Alkalimetallen tief sein müssen.

Tabelle 3 Emissionsgrenzwerte nach LRV für Gasmotoren und typische Emissionswerte des Xylowatt-BHKW mit Gasmotor beim Betrieb mit  $\lambda = 1.1$  [Nussbaumer et al. 2002].

[mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> ]	Grenzwert LRV	Emissionswert
-----------------------------------	---------------	---------------

bei 5% O <sub>2</sub>		Motor
CO	650	394
NO <sub>x</sub>	400	84
Staub	100	3

Tabelle 4 Emissionswerte des Xylowatt-BHKW mit Gasmotor nach [Nussbaumer et al. 2002] umgerechnet auf die Bezugsgrösse der LRV für Holzfeuerungen und Vergleich mit Emissionswerten typischer automatischer Holzfeuerungen nach [Hasler et al. 2000].

[mg/m <sub>n</sub> <sup>3</sup> ] bei 11% O <sub>2</sub>	Emissionswert Motor	Emissionswert Holzfeuerungen
CO	246	n.d.
NO <sub>x</sub>	53	220
Staub	2	121

Der Motorbetrieb mit Produktgas führt oft zu erhöhten CO-Emissionen. Der Grenzwert der TA Luft von 650 mg/Nm<sup>3</sup> bei 5 Vol.-% O<sub>2</sub> wird deshalb in einigen Anlagen um den Faktor 2 bis 5 überschritten [Wagner 2000]. In diesen Fällen kann ein nachgeschalteter Oxidationskatalysator zur Einhaltung der Grenzwerte eingesetzt werden. Dabei muss der Gehalt an potenziellen Katalysatorgiften durch tiefe Gehalte an Verunreinigungen im Brennstoff oder eine Gasreinigung auf das erforderliche Mass limitiert werden, so dass die Summe von metallischen Komponenten unter 0,5 mg/Nm<sup>3</sup> beträgt. Bei anderen Anlagen sind dagegen auch ohne Nachbehandlung CO-Emissionen um 250 mg/Nm<sup>3</sup> bei 5 Vol.-% O<sub>2</sub> möglich [Nussbaumer et al. 2002, Pittet und Giordano in diesem Tagungsband]. Die Stickoxidemissionen mit Produktgas sind meist generell auf tiefem Niveau, so dass heutige Anforderungen auch ohne Nachbehandlung eingehalten werden können. Die Grenzwerte von TA Luft oder LRV (500 mg/Nm<sup>3</sup> bzw. 400 mg/Nm<sup>3</sup> bei 5 Vol.-% O<sub>2</sub>) kann mit Magerbetrieb um rund einen Faktor 5 unterschritten werden [Tabelle 3]. Der Vergleich der Emissionswerte eines Blockheizkraftwerks (BHKW) mit Gleichstromvergaser und Gasmotor zeigt zudem, dass im Vergleich zu Werten typischer automatischer Holzfeuerungen wesentlich tiefere Emissionen an Stickoxiden und Feinstaub möglich sind (Tabellen 3 und 4).

**Höherwertige Produktgaserzeugung.** Da für die *allotherme Vergasung* keine Teilverbrennung im Vergaser erforderlich ist, muss dem Brennstoff keine Luft zugeführt werden. Die Verdünnung mit Stickstoff kann verhindert werden, indem Dampf als Vergasungsmittel verwendet wird. Da das Produktgas aus der allothermen Vergasung einen Heizwert von rund 13 MJ/Nm<sup>3</sup> aufweist, werden nachfolgende Apparate rund 2 bis 3 mal kleiner als bei der autothermen Vergasung. Daneben ist das Produktgas auch für Syntheszwecke geeignet, da es nicht mit Stickstoff verdünnt ist. Durch die Vergasung mit Wasserdampf kann zudem der Anteil an Wasserstoff erhöht werden, so dass das Produktgas besonders geeignet ist zur Methanolsynthese oder zur Nutzung in Brennstoffzellen. Eine ähnliche Gaszusammensetzung wie bei der allothermen Vergasung mit Dampf kann auch durch die *autotherme*

Vergasung mit einem Dampf-O<sub>2</sub>-Gemisch erzielt werden, da auch dabei keine Verdünnung mit Stickstoff verursacht wird.

Der Einsatz der *Druckvergasung* führt zu entsprechend dem Druck verringerten Anlagedimensionen. Im weiteren ermöglicht die Druckvergasung den Einsatz des Produktgases für Gasturbinen ohne Kompression des Produktgases. Dies ist deshalb vorteilhaft, weil die Produktgaskompression ein kritischer Prozessschritt ist, die Verdichtung des Vergasungsmediums dagegen unkritisch ist.

**Gaszusammensetzung und Gasqualität.** Tabelle 5 zeigt den Vergleich der Gaszusammensetzung mit Luft und mit Dampf/O<sub>2</sub>, Tabelle 6 zeigt den Einfluss des Reaktortyps. Im Vergleich dazu sind in Tabelle 7 die Anforderungen an die Gasqualität für verschiedene Anwendungen aufgeführt. Da ausführliche Erfahrungen fehlen, handelt es sich um Richtwerte. Dennoch zeigt der Vergleich zwischen typischen Werten und Anforderungen deutlich, dass für eine hochwertige Nutzung des Produktgases eine effiziente Gasreinigung erforderlich ist.

**Konvertierungsreaktionen für Synthese oder Brennstoffzellen.** Sofern das Gas für Synthesezwecke (z.B. von Methanol) oder für den Antrieb von Brennstoffzellen eingesetzt werden soll, muss das Produktgas anschliessend an die Vergasung weiter umgewandelt werden. Nebst einer Konversion der Teere müssen insbesondere Methan und Kohlenmonoxid entfernt bzw. zu Wasserstoff umgewandelt werden.

In einem ersten Schritt werden Methan und Kohlenwasserstoffe durch **Reformierung** unter Wärmezufuhr mit Wasserdampf an einem Katalysator (z.B. Ni/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Pt/ Al<sub>2</sub>O) bei rund 800°C (600°C bis 900°C) gespalten und zu Synthesegas (Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt:

Dampfreformierung:



Anschliessend wird Kohlenmonoxid in der **Shiftreaktion** durch Zugabe von Wasserdampf wiederum an einem Katalysator zu Kohlendioxid und Wasserstoff konvertiert:

Homogene Wassergasreaktion (Shiftreaktion):



Somit Summenreaktion von Reformierung und Shiftreaktion:  $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 \quad \Delta H_r = + 165 \text{ kJ/mol}$

Für die Methanolsynthese beträgt das Stöchiometrieverhältnis von H<sub>2</sub> zu CO zwei zu eins.



Bei der Methanolsynthese wird zur Vermeidung der Boudouard-Reaktion und von Koksablagerungen im Synthesekatalysator Wasserstoff im Überschuss eingesetzt. Vor der Synthese ist zudem die **Abtrennung** weiterer Gaskomponenten erforderlich, insbesondere Kohlen-

dioxid (CO<sub>2</sub>), Wasserdampf, Sauerstoff, Stickstoffverbindungen (Ammoniak) und Schwefel (H<sub>2</sub>S).

Bei Anwendungen für Brennstoffzellen sind je nach Zellentyp eine weitergehende CO-Konvertierung sowie ebenfalls die Abscheidung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Wasserdampf, Sauerstoff, Stickstoffverbindungen (Ammoniak) und Schwefel (H<sub>2</sub>S) erforderlich. In Tabelle 8 und 9 sind die Bezeichnungen und Anforderungen für verschiedene Typen von Brennstoffzellen aufgeführt.

Tabelle 5 Zusammensetzung und Heizwert des trockenen Produktgases aus der atmosphärischen Vergasung holzartiger Biomasse mit Luft bzw. mit Dampf/Sauerstoff nach [Hofbauer und Kaltschmitt 2001]. Mittelwerte in Klammern. Anzahl Datensätze Luft 15, Dampf/O<sub>2</sub> 9.

		Luft	Dampf/O <sub>2</sub>
H <sub>2</sub>	Vol.-%	6,0 – 19 (12,5)	26 – 55 (38,1)
CO	Vol.-%	9,0 – 21 (16,3)	20 – 40 (28,1)
CO <sub>2</sub>	Vol.-%	11 – 19 (13,5)	15 – 30 (21,2)
CH <sub>4</sub>	Vol.-%	3,0 – 7,0 (4,4)	4,0 – 14 (8,6)
C <sub>2</sub> +	Vol.-%	0,5 – 2,0 (1,2)	1,5 – 5,5 (3,0)
N <sub>2</sub>	Vol.-%	42 – 60 (52)	0
Heizwert	MJ/Nm <sup>3</sup>	3,0 – 6,5 (5,1)	12 – 16 (13,2)



Tabelle 6 Zusammensetzung, Heizwert, Vergasungswirkungsgrad sowie Gehalt an Partikel und Teer für verschiedene Reaktortypen bei der autothermen Vergasung mit Luft im Vergleich zu allothermer Dampfvergasung in Zweibett-Wirbelschicht (2-ZWS) nach [Hasler et al. 1995 und 1999] und [Hofbauer und Kaltschmitt 2001] (kursiv). Abkürzungen: m.T.= mit Tee, o.T.= ohne Teer.

		Gleichstrom	Gegenstrom	ZWS	2-ZWS
H <sub>2</sub>	Vol.-%	15 – 21	10 – 14	15 – 22	17 – 36
CO	Vol.-%	10 – 22	15 – 20	13 – 15	36 – 51
CO <sub>2</sub>	Vol.-%	11 – 13	8 – 10	13 – 15	7 – 15
CH <sub>4</sub>	Vol.-%	1 – 5	2 – 3	2 – 4	0.1 – 0.6
C <sub>2</sub> +	Vol.-%	0.5 – 2			1.4 – 7.5
N <sub>2</sub>	Vol.-%	Rest	Rest	Rest	
Partikel	g/Nm <sup>3</sup>	0.1 – 1	0.1 – 0.5	20 – 60	?
		<i>0.2 – 8 (1)</i>	<i>0.1 – 3 (1)</i>	<i>8 – 100 (20)</i>	
Teer	g/Nm <sup>3</sup>	0.5 – 2	50 – 150	7 – 10	9 – 15
		<i>0,1 – 6 (0,5)</i>	<i>10–150 (50)</i>	<i>1 – 30 (8)</i>	
Heizwert	MJ/Nm <sup>3</sup>	4.0 – 5.6	3.7 – 5.1	3.6 – 5.9	14.2 – 18.1
Vergasungswirkungsgrad	%	65 – 75	m.T. > 90 o.T. 50 – 70	70 – 85	65 – 75

Tabelle 7 Anforderungen an Gasqualität für verschiedene Anwendungen (Richtwerte) nach [Hasler et al. 1995 und 1999], Angaben für Brennstoffzellen nach [Hofbauer und Kaltschmitt 2001]. k.E.: keine Einschränkung. \*je nach Katalysator. \*\* abhängig vom Brennstoffzellen-Typ.

		Verbren- nungsmotor	Gasturbine	Methanol- synthese	Brennstoff- zelle**
Partikelgehalt	mg/Nm <sup>3</sup>	< 50	< 30	< 0.02	
Partikelgrösse	□m	< 10 (< 3)	< 5		
Teergehalt	mg/Nm <sup>3</sup>	< 100		< 0.1	< 1
Alkaliengehalt (K, Na)	mg/Nm <sup>3</sup>		0.24		
NH <sub>3</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>			< 0.1	< 0.1
Schwefelgehalt (H <sub>2</sub> S, COS)	mg/Nm <sup>3</sup>			< 1	< 1
Chlorverbindungen (HCl)	mg/Nm <sup>3</sup>			< 0.1	
CO <sub>2</sub>	Vol.-%	k.E.	k.E.	<12 / k.E.*	

Tabelle 8 Bezeichnungen und Betriebstemperaturen von Brennstoffzellen. NT/MT: Niedertemperatur- und Mitteltemperatur-Brennstoffzellen, HAT: Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Bereich	Abkürzung	Bezeichnung	Temperatur
NT MT	AFC	alkaline fuel cell (Alkalische Brennstoffzelle)	70°C
	PEMFC	polymer elektrolyte membran fuel cell (Polymer-Elektrolyt-Membran Brennstoffzelle)	100°C
	PAFC	phosphoric acid fuel cell (Phosphorsäure Brennstoffzelle)	200°C
HT	MCFC	molten carbonate fuel cell (Schmelzkarbonat Brennstoffzelle)	650°C
	SOFC	solid oxide fuel cell (Oxidkeramische oder Festoxid Brennstoffzelle)	750°C – 900°C

Tabelle 9 Anforderungen an Gasqualität für verschiedene Brennstoffzellentypen nach [Rösch und Kaltschmitt 1998, Spliethoff et al. 1998].

Brennstoffzellentyp	Anforderungen	Tolerierte inerte Verbindungen
AFC	kein CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
PEMFC	CO < 10...100 ppm CH <sub>4</sub> O, CH <sub>3</sub> OH < 0,5 %	(N <sub>2</sub> ), CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
PAFC	N <sub>2</sub> < 4 %, CO < 1 % NH <sub>3</sub> < 0,2 %, Cl < 1 ppm S < 1...50 ppm	N <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub>
MCFC SOFC	S < 1...10 ppm, Cl < 1 ppm	N <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub>

## 5 Anlagentechnik

Die Verfahren zur Holzvergasung lassen sich in Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromverfahren einteilen. Die wichtigsten Typen sind:

- **Festbettvergaser**
  - Gegenstrom (in der Regel aufsteigend)
  - Gleichstrom (in der Regel absteigend)
  - Mehrzonen-Gleichstrom (in der Regel absteigend)
  - Querstrom
- **Wirbelschichtvergaser (WS)**
  - Stationäre Wirbelschicht (SWS)
  - Zirkulierende Wirbelschicht (ZWS)
- **Flugstromvergasung.**

Daneben existieren zahlreiche Sonderbauformen. Vor allem bei Festbettvergäsern existieren Ansätze mit Einbauten oder mechanischer Brennstoffverdichtung, mit denen Brückenbildung verhindert, das Nachrutschen des Brennstoffs gewährleistet, sowie die Energiedichte im Reaktor erhöht werden soll. Nebst der Sicherstellung des Vergaserbetriebs wird meist ein teerarmes Gas und die Verwendung breiterer Brennstoffsortimente angestrebt. Im weiteren kommen auch mehrstufige Verfahren zum Einsatz, bei denen die einzelnen Prozessschritte auf zwei oder mehr Reaktoren aufgeteilt werden, z.B. durch Pyrolyse der Biomasse, anschließende Verbrennung der Gase und Vergasung des Kokes mit dem Abgas der Gasverbrennung.

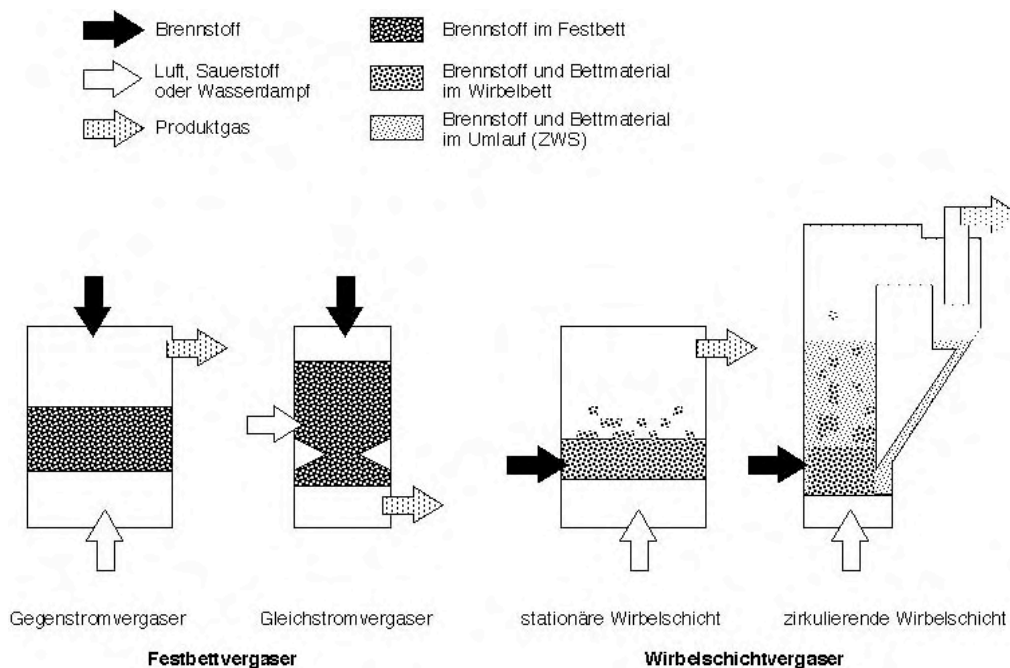


Bild 14 Prinzip der wichtigsten Vergasertypen [Nussbaumer et al. 1998].

In kleinen und mittleren Anlagen wird als Vergasungsmittel ausschliesslich Luft verwendet. Das Gas weist dann typische Heizwerte von 4 MJ/Nm<sup>3</sup> bis 6 MJ/Nm<sup>3</sup>.

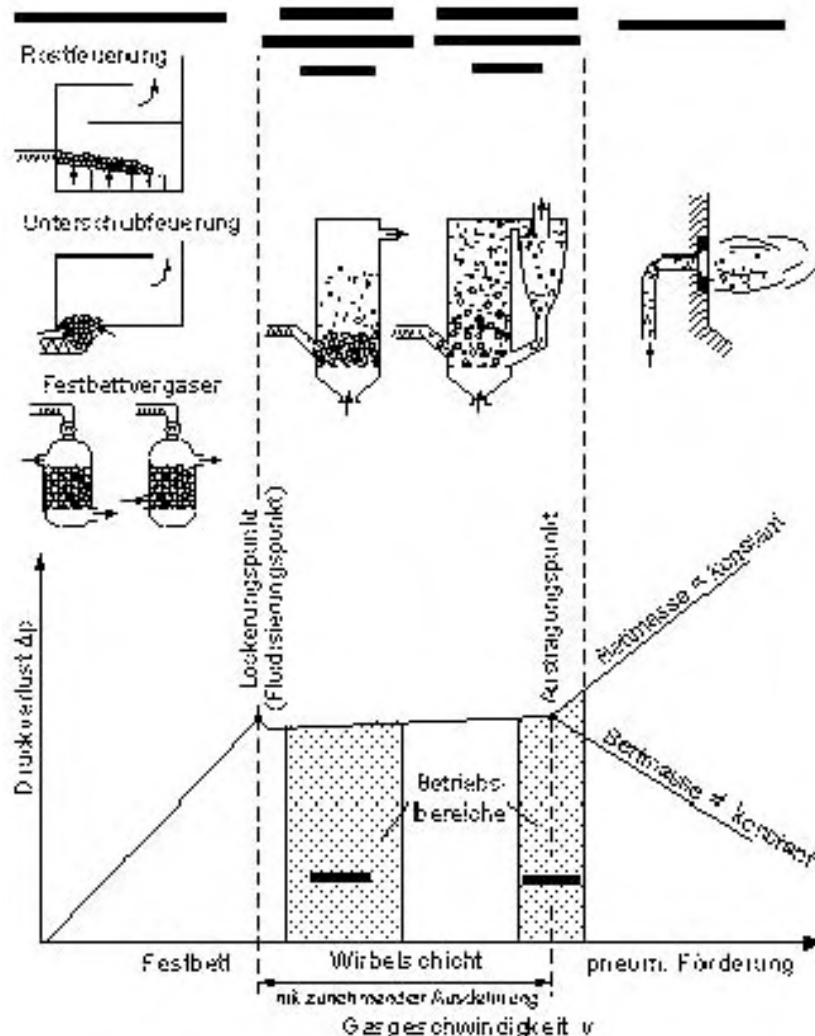


Bild 15 Einteilung der Reaktoren mit zunehmender Gasgeschwindigkeit: Festbett, stationäre Wirbelschicht, zirkulierende Wirbelschicht und Flugstromreaktor nach [Nussbaumer 2001].

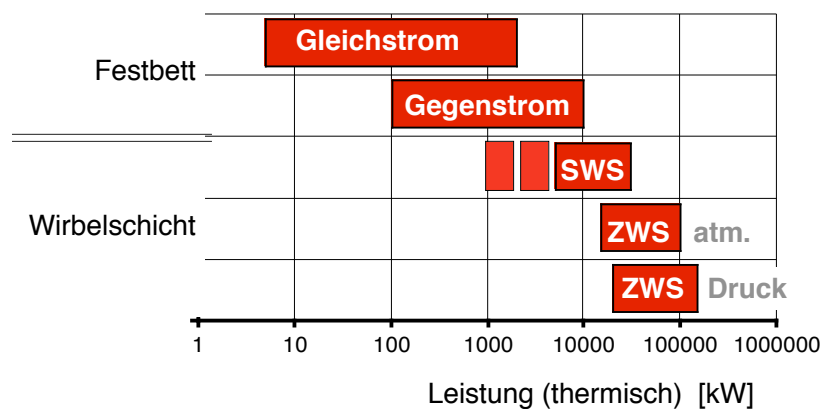


Bild 16 Typische Leistungsgrösse verschiedener Vergasungsverfahren.

**Gasreinigung.** Die Gasreinigung ist eine Schlüsseltechnologie zur Gewährleistung der erforderlichen Gasqualität und damit zum erfolgreichen Einsatz der Biomassevergasung. Tabelle 10 zeigt typische Abscheideleistungen verschiedener Gasreinigungsverfahren. Als Beispiel kann abgeleitet werden, dass für das Produktgas aus einem guten Gleichstromvergaser eine Abscheidung für Partikel und Teer um rund 90% erforderlich ist. Auf Grund erster Erfahrungen ist davon auszugehen, dass die Partikelabscheidung einfacher sicherzustellen ist als die Abscheidung oder Konversion von Teer. Insgesamt sind somit bei der Gasreinigung noch Entwicklungen und Fortschritte erforderlich, insbesondere in Bezug auf die Teerverminderung. Zur Teerkonversion kommen grundsätzlich die thermische sowie die katalytische Teerspaltung (auch Teercrackung) in Frage. Die thermische Spaltung erfordert hohe Temperaturen ( $> 1000^{\circ}\text{C}$ ). Sie kann idealerweise im Vergasungsreaktor erfolgen. Bei idealer Prozessführung ist damit eine sehr weitgehende Teerkonversion bereits auf Grund der Gasphasenreaktion möglich [Morf et al. 2001]. Daneben existieren auch Verfahren mit nachgeschalteter Teerkonversion. Diese werden in der Regel mit Koks oder einem katalytisch wirksamen Material betrieben. Wichtige Katalysatoren zum Teerabbau sind  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$  und Dolomit sowie Nickelkatalysatoren. Durch Zugabe von Dampf kann der Teerabbau noch unterstützt werden. Bei Wirbelschichtverfahren besteht auch die Möglichkeit, Katalysator als Bettmaterial zu verwenden.

Tabelle 10 Abscheideleistung verschiedener Gasreinigungssysteme für Partikel, Teer und gasförmige Schadstoffe nach [Hasler et al. 1998 und 1999] mit Ausnahme Keramikfilter = Schätzung. \*mit vorgeschaltetem Quench.

	Temperatur	Partikel	Teer	$\text{NH}_3$	HCl	$\text{H}_2\text{S}$
Katalytischer Teer Cracker	$900^{\circ}\text{C}$		$> 95\%$			
Gewebefilter	$< 200^{\circ}\text{C}$	60–85%	–25–0%			
Sandbettfilter*	$10\text{--}20^{\circ}\text{C}$	70–95%	60–95%	$>95\%$	90%	80–95%
Keramikfilter	$300\text{--}550^{\circ}\text{C}$	$>99\%$	0			
Rotationswäscher*	$50\text{--}60^{\circ}\text{C}$	70–90%	10–25%			
Venturi-Wäscher*			50–90%			
Rotations-Atomizer*	$< 100^{\circ}\text{C}$	95–99%			90%	$> 95\%$
Nasselektrofilter*	$40\text{--}50^{\circ}\text{C}$	$> 99\%$	0–60%			

**Abwasseraufbereitung.** Das feuchte Produktgas weist einen erheblichen Anteil an Wasserdampf auf, abhängig von der Brennstofffeuchte und dem Vergasungsverfahren. Bei der Vergasung von trockenem Holz mit Luft beträgt er rund 10 bis 15 Vol.-%, bei Wasserdampfvergasung von Holz mittlerer Feuchte rund 30 – 40 Vol.-%. Für eine motorische Nutzung muss das Gas bis nahe an die Umgebungstemperatur abgekühlt werden, um eine ausreichende Teerabscheidung in der Gasreinigung sowie eine ausreichende Füllung des Motors zu erzielen. Bei der Gaskühlung fällt ein Kondensat an, das nebst Wasser organische und anorganische Verunreinigungen wie Phenol, Ammoniak und weitere Verbindungen enthält. Ein

erfolgreicher Einsatz der Vergasung setzt deshalb voraus, dass für die Aufbereitung des Abwassers eine Lösung zur Verfügung steht, die ökologisch und ökonomisch vertretbar ist. Die Abwasseraufbereitung muss dabei angepasst sein auf Anlagengrösse, Produktgas und Gasreinigungssystem. Die Abwässer sollten dezentral soweit aufbereitet werden, dass sie einem Vorfluter zugeführt werden können. Es existieren verschiedene Konzepte zur Abwasseraufbereitung, die je nach Anwendungsfall bis zur Einsatzreife entwickelt werden können [Hasler et al. 1998]. Bei vielen der heute angebotenen Vergasungssysteme ist allerdings das Abwasserproblem noch nicht abschliessend gelöst.

Für Grossanlagen kommt als Alternative folgendes Konzept ohne Anfall von Abwasser zum Einsatz: Druckvergasung, anschliessend Partikelabscheidung bei hoher Temperatur (somit ohne Teerkondensation) und Nutzung des heissen, entstaubten Produktgases in einer Gasturbine. Die Verdichtung erfolgt dabei vor dem Vergaser, so dass das Produktgas nicht komprimiert werden muss.

Daneben existieren weitere Anwendungskonzepte, die nach aussen abwasserlos arbeiten. Das Verfahren, wie es bei der Anlage in Güssing (A) eingesetzt wird, basiert auf folgendem Prinzip [Hofbauer und Rauch 2002]: In einer ersten Wirbelschichtanlage wird Biomasse mit Wasserdampf vergast unter Wärmezufuhr mit heissem Bettmaterial. Koks und abgekühltes Bettmaterial werden in eine zweite Wirbelschicht geleitet und dort mit Luft verbrannt. Das erwärmte Bettmaterial wird zur Wärmezufuhr in die erste Vergasungswirbelschicht zurückgeführt, während das Abgas des Verbrennungsteils an die Atmosphäre abgegeben wird. Das Abwasser aus dem Vergasungsteil kann bei diesem Anlagenkonzept in der Verbrennungseinheit verbrannt und so aus dem Kreislauf ausgeführt werden. Das Verfahren ist somit nach aussen abwasserlos, obwohl prozess-intern ein Abwasser anfällt.

**Wirkungsgrad.** Mit der Vergasung kann ein Umwandlungswirkungsgrad von Holz zu Produktgas von 70% bis 85% erreicht werden. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung hängt vor allem von den nachgeschalteten Prozessschritten ab. Bei Kleinanlagen mit Verbrennungsmotoren liegt er im Bereich von 12% bis 25%, bei Kraftwerken mit Gasturbinen und Kombiprozess im Bereich von 30% bis gegen 45% (oberer Wert für Anlagen > 50 MW<sub>t</sub>). Mit Brennstoffzellen könnten Wirkungsgrade bis über 50% erreicht werden. Im weiteren kann gereinigtes Produktgas im grosstechnischem Massstab zur Herstellung von flüssigen oder gasförmigen Produkten verwendet werden. Von Interesse sind die Produktion von Methan und von Methanol. Unter idealen Bedingungen kann ein energetischer Umwandlungswirkungsgrad von Biomasse in Methan von rund 54% erzielt werden [Hasler et al. 1995, Nussbaumer et al. 1998]. Für die Methanolherstellung aus Holz und organischen Abfallstoffen wird eine Prozessvariante vorgeschlagen, mit welcher 33% der Brennstoffenergie in Methanol, 8% in Strom und 36% in Nutzwärme umgewandelt werden kann [Stucki und Biollaz 2000]. Dabei kommen Wirbelschichtvergaser zum Einsatz. Zur Sicherstellung einer ausreichenden Produktqualität wird Sauerstoff oder Wasserdampf als Vergasungsmittel verwendet.

**Anlagenkonzepte.** Für die Biomassevergasung kommen folgende Anwendungen zum Einsatz:

- a) ohne weitergehende Gasreinigung:
  - Wärmeerzeugung
  - Zufeuerung des Produktgases.
- b) mit Gasreinigung:
  - Verbrennungsmotor
  - Gasturbine
  - Synthese
  - Brennstoffzellen.

Bild 17 zeigt die wichtigsten Konzepte zur Anwendung von Vergasung mit Gasreinigung.

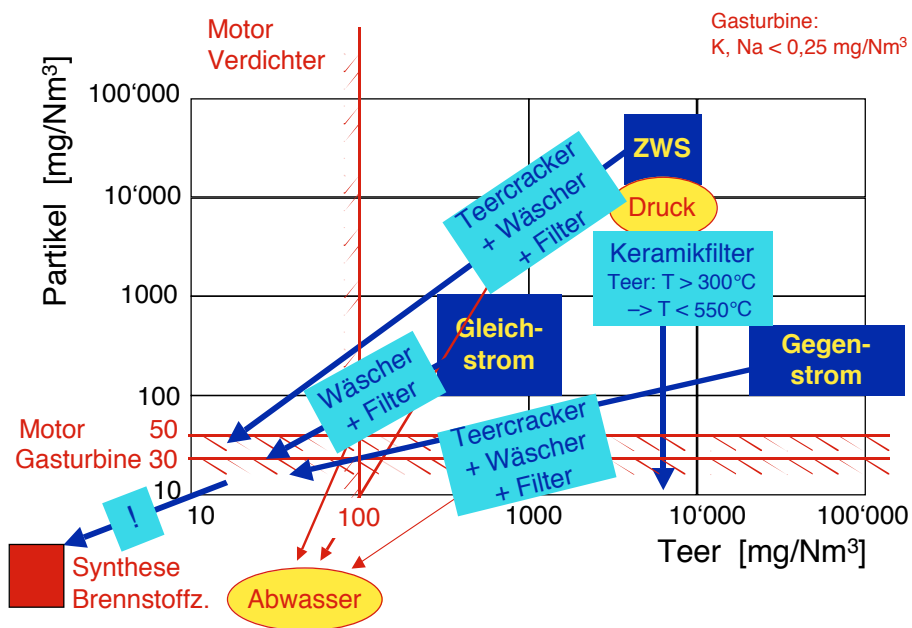


Bild 17 Anforderungen an die Gasqualität und Anlagenkonzepte .



## 6 Beispiele ausgeführter Anlagen

**Gegenstromvergaser.** Gegenstromvergaser werden im Leistungsbereich von 100 kW<sub>t</sub> bis 10 MW<sub>t</sub> eingesetzt, wobei die meisten kommerziellen Anlagen Leistungen um 4 bis 6 MW<sub>t</sub> aufweisen [Kurkeal et al. 2000, Salo 1990, Tekes 1997]. Gegenstromvergaser können ein bezüglich Wassergehalt und Stückigkeit ähnlich breites Brennstoffsoriment verarbeiten wie Feuerungsanlagen (Wassergehalt bis 45% bzw. Feuchtigkeit bis 80%). Da das Produktgas vor dem Austritt keine heisse Zone durchläuft und den Reaktor mit lediglich 100°C bis 200°C verlässt, können Pyrolyseprodukte mit dem Produktgas ausgetragen werden. Gegenstromvergaser weisen deshalb sehr hohe Teergehalte auf. Dank der tiefen Austrittstemperatur weisen sie jedoch – unter Einbezug der Teere – hohe Vergasungswirkungsgrade auf. Für Heizzwecke sind sie demnach gut geeignet und werden zum Beispiel zur Umrüstung von öl-befeuerten Kesseln eingesetzt. Im weiteren sind die Gehalte an Partikeln und Alkalimetallen ebenfalls vergleichsweise tief. Für eine motorische Nutzung ist allerdings der hohe Teergehalt ungeeignet. Eine motorische Nutzung ist nur dann möglich und sinnvoll, wenn die Teere abgebaut und deren Energieinhalt dem Prozess zurückgeführt wird. Entsprechende Konzepte mit Teercracking existieren, sind aber noch nicht erprobt. Um zu hohe Temperaturen im Reaktor und damit ein Erweichen der Asche zu verhindern, werden Gegenstromvergaser mit befeuchteter Vergasungsluft unter Zugabe von Dampf betrieben.

Das Bioneer-Verfahren wird derzeit als Novel-Vergaser von Condens Oy und VTT weiterentwickelt. Um eine Verwendung Brennstoff mit geringerer Schüttdichte (bis unter 200 kg/m<sup>3</sup>) sowie höherem Wassergehalt zu ermöglichen, wird der Reaktor mit einer mechanischen Einrichtung zum Verdichtung und Nachrutschen des Brennstoffs ausgeführt [Haavisto 2001].

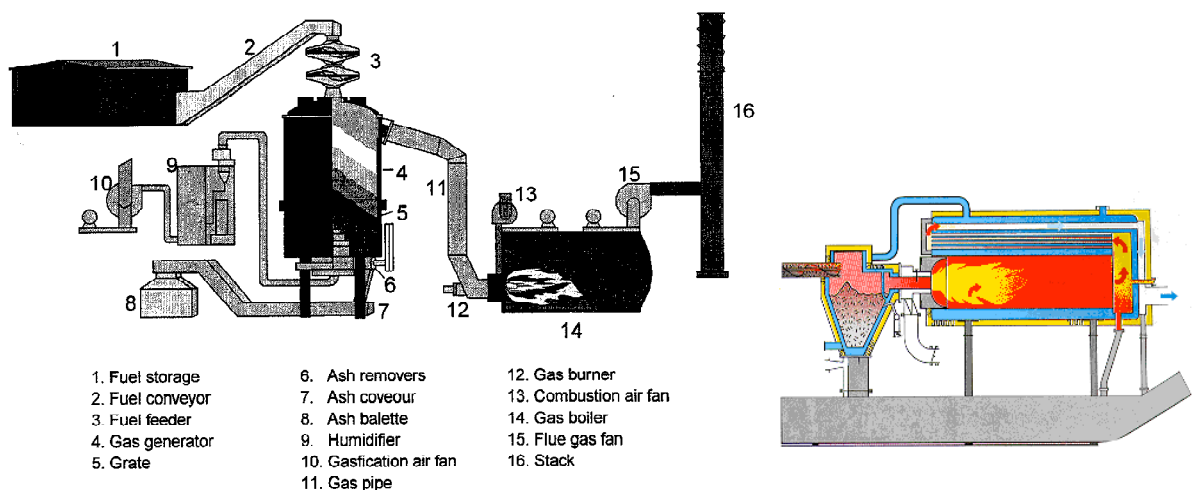


Bild 18 a Gegenstromvergaser (aufsteigende Festbettvergaser) zur Wärmeerzeugung und Umrüstung von ölbefeuerten Kesseln (links: Bioneer [Salo 1990], heute weiterentwickelt als Novel-Vergaser von Condens Oy [Kurkela et al. 2000], rechts: Sermet Oy [Tekes 1997].

Trotz der hohen Teergehalte ist in Dänemark eine Anlage zur Stromerzeugung mit Gegenstromvergaser mit über 1500 Betriebsstunden mit Motoren im Einsatz [Heeb 2001]. Die Teere werden dabei in einer aufwendigen Gasreinigung mit Wäscher und Elektrofilter abgeschieden und es besteht ein Konzept zur Rückführung und Verwertung der Teere, das allerdings noch nicht abschliessend umgesetzt ist. Die Anlage soll einen elektrischen Wirkungsgrad von über 30% und einen Gesamtwirkungsgrad von über 85% erzielen, was bei einer Leistung von rund 6 MWt und 1,5 MWe die heute erzielten Werte von Dampfanlagen deutlich übersteigt.

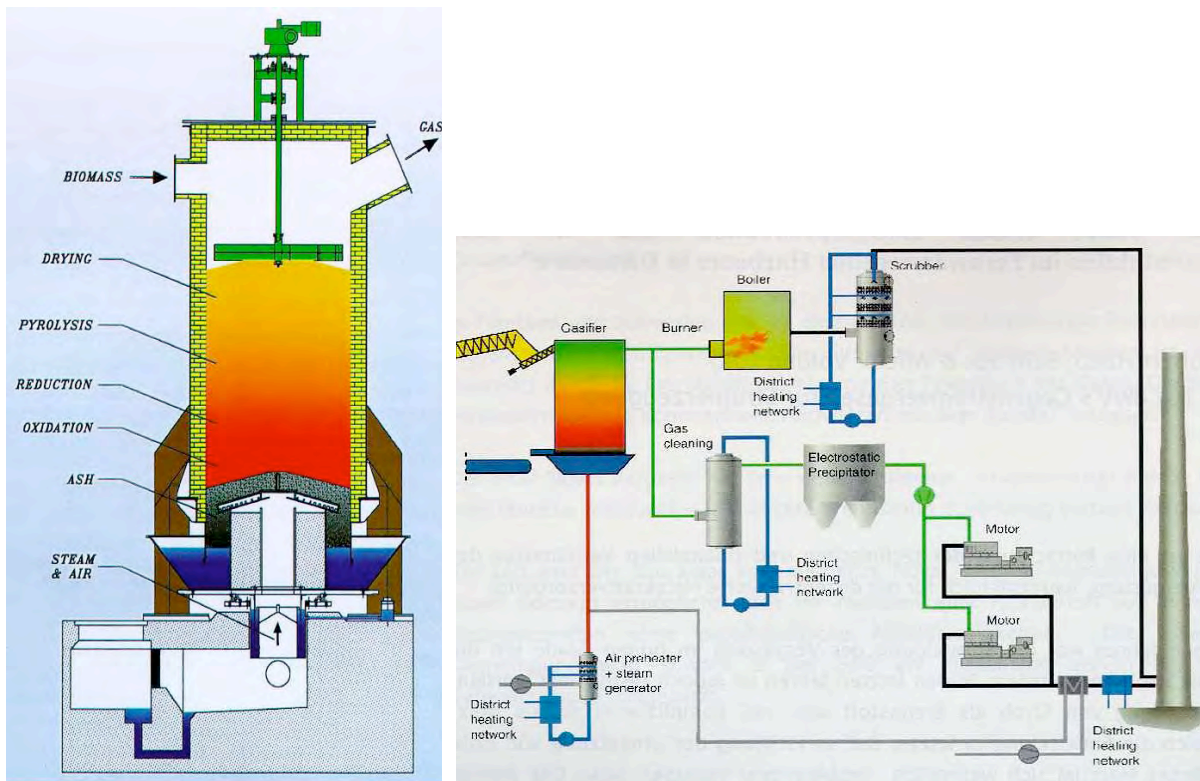


Bild 18 b Gegenstromvergaser (links) und Verfahrensschema mit Gasreinigung und Motor zur Stromerzeugung (Volund 6 MWt, 1,5 MWe [Heeb 2001]).

**Gleichstromvergaser.** Für eine motorische Nutzung des Gases kommen vorwiegend Gleichstromvergaser mit Leistungen zwischen rund 200 kW<sub>t</sub> bis 1 MW<sub>t</sub> zum Einsatz, bei welchen die Teerverbindungen beim Durchlaufen des heißen Kohlenstoffbetts bei Temperaturen über 900°C konvertiert werden. Das Gas weist deshalb wesentlich geringere Teergehalte auf und es kann nach einer Gasreinigung in einem Motor genutzt werden. Die Brennstoffpalette ist jedoch eingeschränkt, da oft nur mit stückigen, trockenen Holzbrennstoffen eine einwandfreie Funktion gewährleistet ist. Um einen stabilen Betrieb und ein Produktgas mit konstanten Eigenschaften zu gewährleisten, ist bei Gleichstromvergasern entscheidend, dass die Zonenaufteilung im Vergaser aufrecht erhalten bleibt und eine homogene Verteilung von Brennstoff und Luft erzielt wird. Wenn das Nachrutschen nicht gewährleistet ist (z.B. infolge inhomogenen Brennstoffs), kann Brücken- und Kanalbildung im Brennstoffbett zu Störungen oder erhöhtem Teergehalt führen. Bei feinem Material kann das Brennstoffbett verstopfen und somit ein Luftdurchtritt behindern, was zu einem massiven Leistungseinbruch führen kann. Im weiteren ist die Verteilung der Luft über den ganzen Querschnitt schwierig zu erzielen. Aus diesem Grund sind Gleichstromvergaser in der Regel schlank ausgeführt und ein Up-scaling nur beschränkt möglich. Für eine motorische Nutzung des Gases ist eine Gasreinigung zur Abscheidung oder Konvertierung von Teer und Partikeln sowie eine Gaskühlung notwendig. In der Schweiz wurden in den vergangenen Jahren zwei Festbettvergasers unterschiedlicher Bauart während mehrerer hundert Betriebsstunden mit Motor ausgetestet. Bei Einsatz geeigneter Motoren sind elektrische Wirkungsgrade von rund 20% bis gegen 30% möglich.

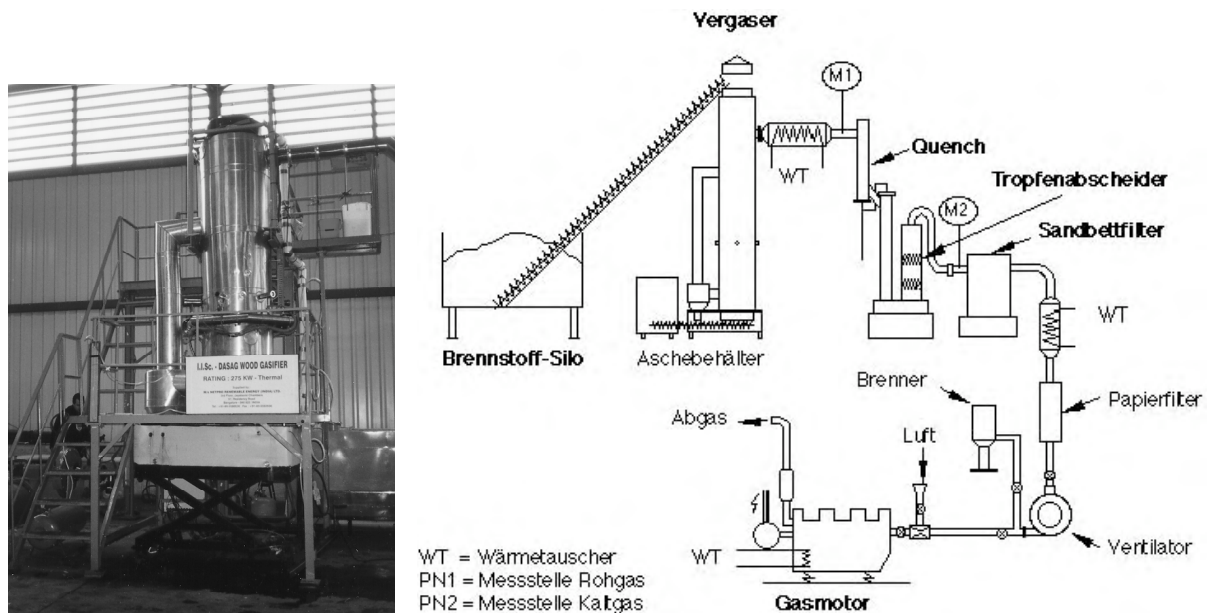


Bild 19 Zonen-Gleichstromvergaser von Xylowatt S.A. (Open Top, IISc-Dasag), mit Gasreinigung und Motor ausgerüstet und als Pilotanlage zur Wärmekraftkopplung im Einsatz. 275 kW<sub>t</sub>, über 1000 Betriebsstunden in KWK-Modus [Giordano 2000, Giordano et al. 2001, Hasler und Nussbaumer 2000].

**Wirbelschichtvergaser.** Die zirkulierende Wirbelschichtvergasung wird heute vorwiegend für den Leistungsbereich ab 20 MW<sub>t</sub> eingesetzt. Stationäre Wirbelschichten kommen bereits bei kleineren Leistungen in Frage, wobei bereits ab 1 MW<sub>t</sub> Leistung Einsatzmöglichkeiten realistisch erscheinen [Gohla 2002]. Wirbelschichtvergaser werden bei atmosphärischem Druck oder als druckaufgeladene Vergaser betrieben. Durch die Verwendung von Bettmaterial und kontrollierter Wärmeabfuhr aus dem Bett besteht die Möglichkeit einer exakten Temperaturkontrolle der Vergasung und der Vermeidung von Verschlackung. Nebst dem Einsatz von inertem Bettmaterial wie Sand kommt auch die Verwendung von katalytischem Bettmaterial in Frage. Das Rohgas von Wirbelschichtvergasern weist hohe Teer- und Partikelgehalte auf.

Anwendungen zur Zufeuerung: Die Wirbelschichtvergasung wird kommerziell eingesetzt als Brennstoffaufbereitung zur Zufeuerung des Produktgases in Kohlekraftwerken oder Industrieöfen (z.B. Zementöfen), wobei sich bei Druckkesseln der Einsatz von Druckvergasern anbietet. Entsprechende Demonstrationsanlagen mit Biomasseleistungen über 30 MW stehen in Finnland (Lahti, [Nieminen 1998]) und Österreich (Zeltweg, [Anderl und Mory 1998]) im Einsatz.

Anwendungen als Biomasse-Kraftwerk: Das von Partikeln und Alkalimetallen gereinigte Produktgas von druckaufgeladenen Vergasern kann ohne Druckerhöhung in eine Gasturbinenkammer geleitet werden. Bei atmosphärisch betriebenen Vergasern muss das gereinigte Produktgas komprimiert werden.

In Schweden war zwischen 1996 und 2000 eine Bioflow-Demonstrationsanlage mit Druckvergasung und nachgeschalteter Gas- und Dampfturbine (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) mit rund 6 MW Strom- und 9 MW Wärmeauskopplung in Erprobung. Der Versuchsbetrieb war weitgehend erfolgreich, der Betrieb der Demonstrationsanlage wurde nach mehreren Tausend Betriebsstunden jedoch aus Kostengründen eingestellt. In Grossbritannien ist eine IGCC-Demonstrationsanlage mit atmosphärischer Vergasung nach dem schwedischen Verfahren TPS in Realisierung. Dieses Verfahren verfügt über eine katalytische Teer crackung mit Dolomit in einer der Vergasungs-ZWS nachgeschalteten zweiten ZWS. Daneben sind zahlreiche weitere Wirbelschichtverfahren in Entwicklung oder kommerziell erhältlich, darunter Verfahren von Lurgi [Albrecht und Scheelhas 1998], von IFF [Gohla 2002] sowie von Umsicht [Ising 2001].

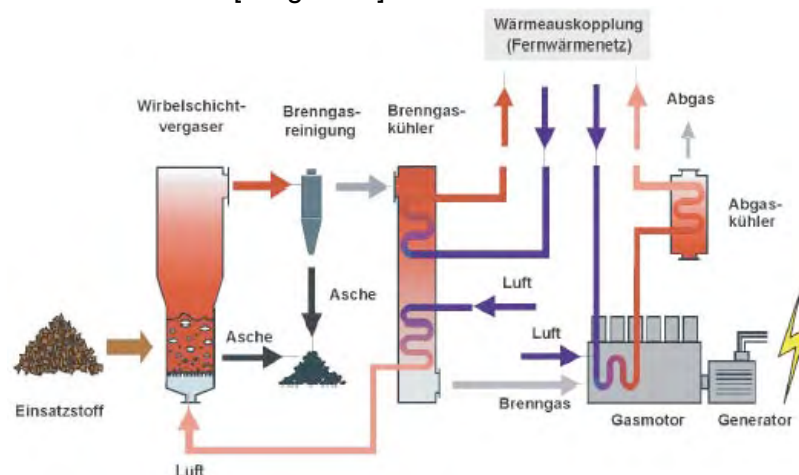




Bild 20 Vergasungsverfahren IFF mit stationärer Wirbelschicht ab 1 MW [Gohla 2002].

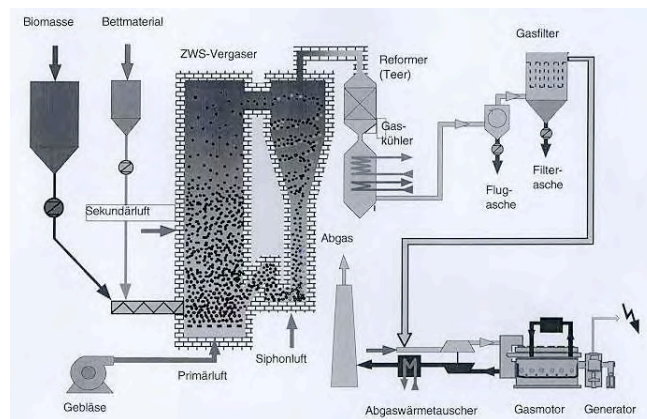


Bild 21 Vergasungsverfahren von UMSICHT mit zirkulierender Wirbelschicht [Ising 2001].

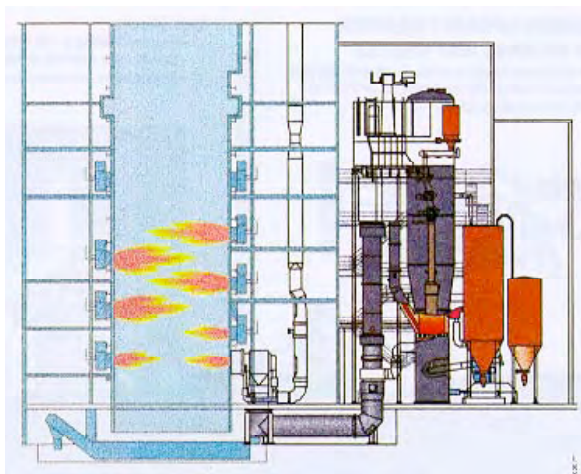


Bild 22 Wirbelschichtvergaser für Zufeuerung in Kohlestaubkraftwerk in Lahti (Finnland), Leistung Biomasse 40–70 MW, Foster Wheeler [Nieminen 1998].

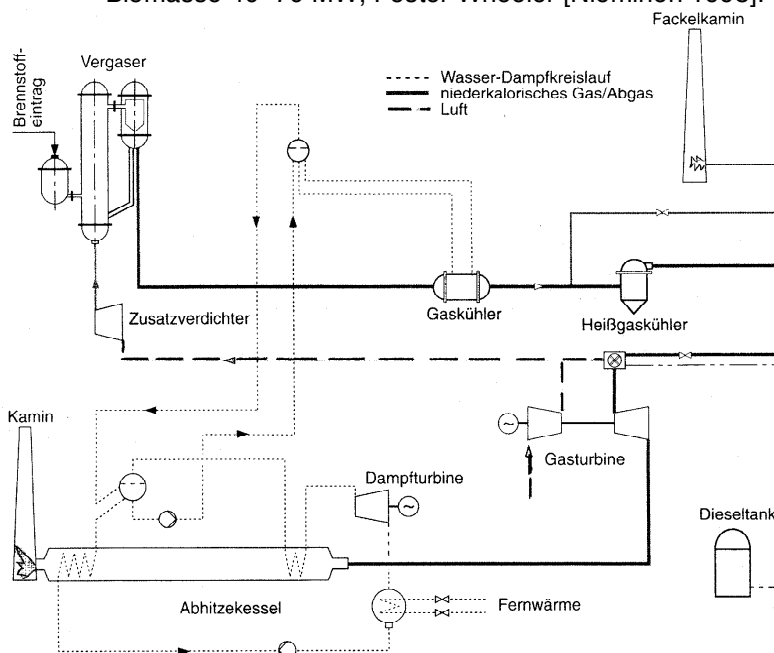


Bild 23 IGCC-Demonstrationsanlage mit Druckvergasung in einer zirkulierenden Wirbelschicht in Värnamo (Schweden) [Stahl und Nehrgard 1996 und 1998]. Vergasungsdruck: 25 bar, elektrische Leistung Gasturbine 4 MW, Dampfturbine 2 MW, Fernwärmeauskopplung maxi-

mal 9 MW. Elektrischer Wirkungsgrad 33% bis 37%. (Foster Wheeler, Prozess Bioflow, Betreiber Sydkraft).

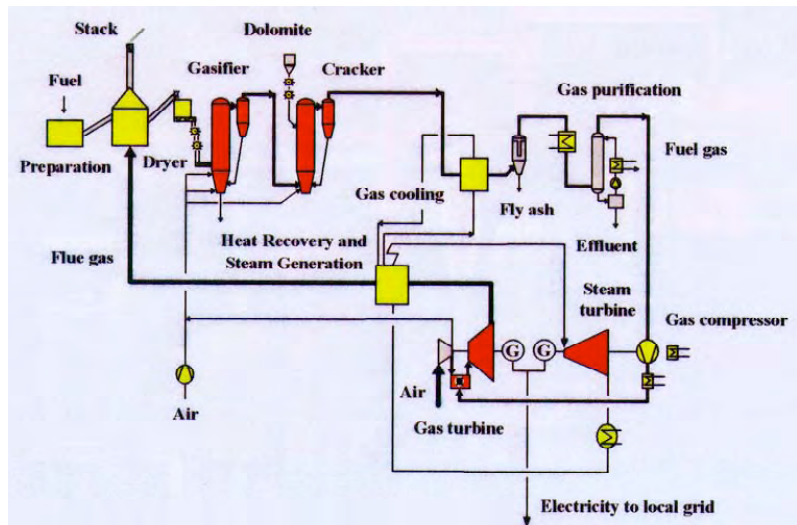


Bild 24 IGCC-Anlage mit atmosphärischer Vergasung und katalytischem Teercracker (Projekt ARBRE, UK; Prozess TPS, [Hallgren 2001]).

**Zweibett-Wirbelschichtvergaser.** Zur Gewinnung eines hochwertigen Produktgases kommen auch Zweibett-Wirbelschichtverfahren zur allothermen Vergasung zum Einsatz. Das Verfahren besteht aus zwei kommunizierenden Wirbelschichten. Der erste Reaktor dient als Vergasungsreaktor für das Ausgangsmaterial, während im zweiten Reaktor der Koks aus dem ersten verbrannt wird zur Erwärmung des Bettmaterials, das in den ersten Reaktor zurückgeführt wird und so eine allotherme Vergasung ermöglicht. Durch die externe Wärmezufuhr kann die Vergasung mit Dampf betrieben werden, was Produktgas mit höherem Heizwert ergibt.

Dieses Grundprinzip wurde als Battelle-Verfahren mit zwei ZWS entwickelt. Beim Verfahren der TU Wien, wie es in Güssing zur Anwendung kommt, ist der Verbrennungsteil als ZWS und der Vergasungsteil als SWS ausgebildet [Hofbauer und Rauch 2002].

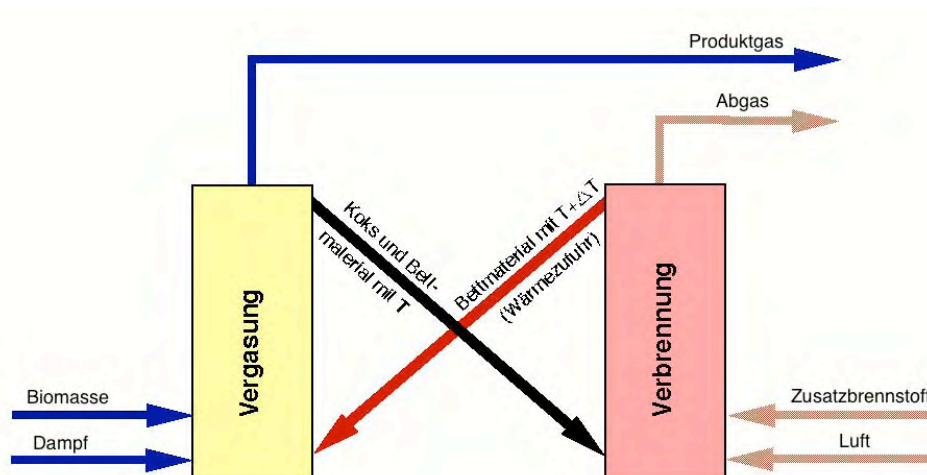


Bild 25 Prinzip der allothermen Zweibett-Wirbelschichtvergasung.

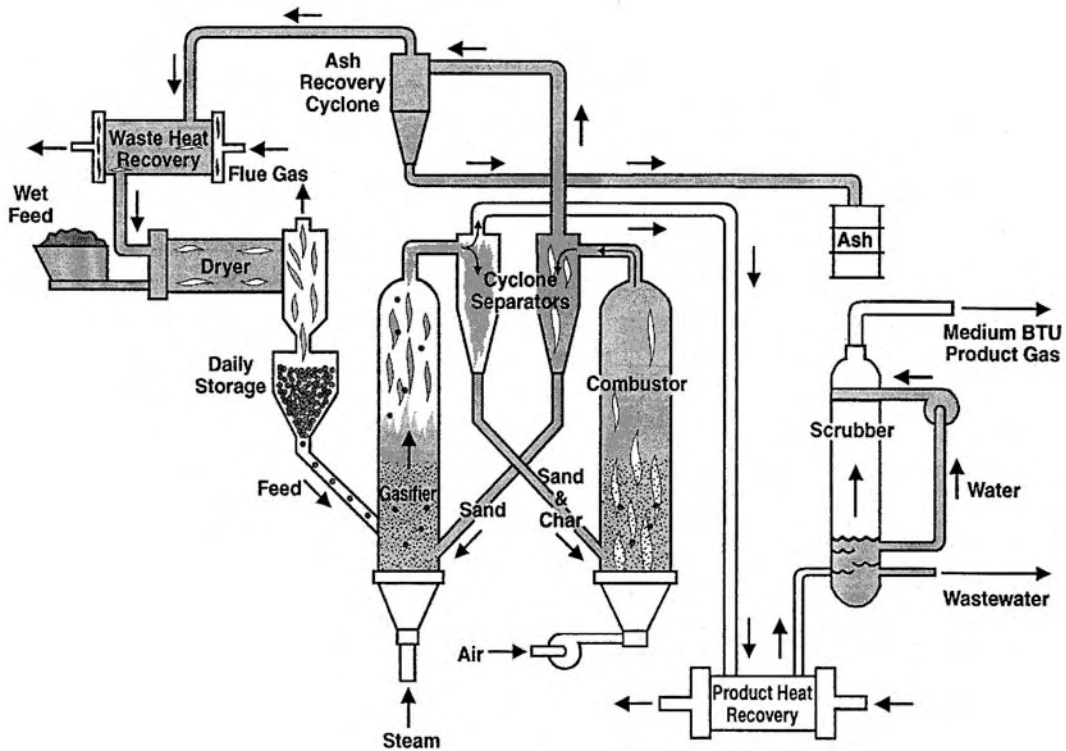


Bild 26 Verfahrensfliessbild des Battelle-Vergasungsprozesses mit zwei kommunizierenden zirkulierenden Wirbelschichten [Paisley et al. 1994, Farris et al. 1998]. Dieses Verfahren wird heute von FERCO als SylvaGas™ Verfahren kommerziell angeboten. Vom Vergasungsteil existiert eine an ein Kohlekraftwerk angegliederte Versuchsanlage, die seit mehreren Jahren im Demonstrationsbetrieb steht. Eine ZWS dient als Vergasungseinheit mit Dampf und eine ZWS als Verbrennungseinheit für den Koks zur Bereitstellung der Wärme für die Vergasungs-ZWS durch Austausch des Bettmaterials.

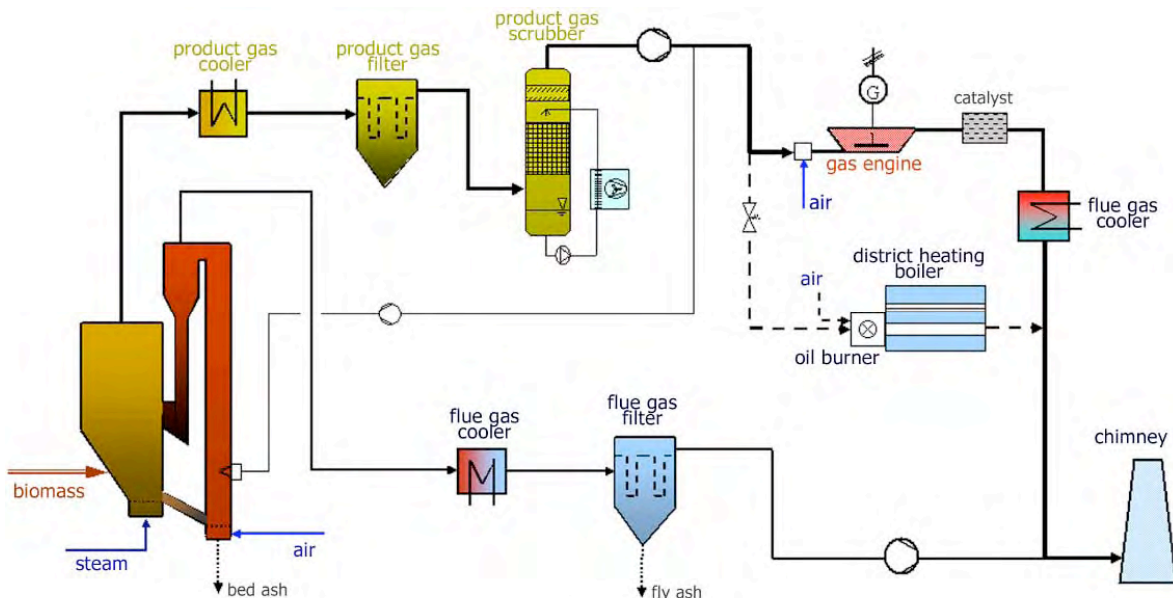


Bild 27 Zweibett-Wirbelschichtvergasung mit atmosphärischer Wirbelschichtvergasung mit Dampf und Gasmotor, Anlage in Güssing (A) von Austrian Energy–Babcock Borsig Power und TU Wien [Hofbauer und Rauch 2002, Rauch 2001].



**Mehrstufige Vergasung.** Bei der mehrstufigen Vergasung kommen Verfahren zum Einsatz, bei denen die einzelnen Prozessschritte aufgeteilt werden. Zuerst erfolgt die Pyrolyse der Biomasse mit externer Wärmezufuhr, anschliessend die Verbrennung des teerhaltigen Gases zu Kohlendioxid und Wasser und in einem letzten Reaktor schliesslich die Vergasung des Kokes mit Kohlendioxid und Wasser aus dem Abgas der Gasverbrennung. Da die Teere vollständig verbrannt werden und anschliessend Koks vergast wird, kann bei idealer Prozessführung ein teerfreies Gas erzeugt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass die Biomasse vollständig pyrolysiert wird und somit keine organischen Stoffe mehr enthält. Eine der Hauptschwierigkeiten solcher Verfahrens besteht deshalb gerade in der Erreichung einer vollständigen Pyrolyse. Da der Wärme- und Stoffübergang am Feststoff begrenzt sind, werden die Pyrolysereaktoren meist mit Transport- und Mischeinrichtungen versehen, die in Form von Schnecken oder Rührwerken im Reaktor hohen Temperaturen und mechanischer Belastung ausgesetzt sind. Für den an die Pyrolyse anschliessenden Vergasungsreaktor für den Koks kommen im kleinere Leistungsbereich Festbettvergaser zum Einsatz (Verfahren DTU, Bild 28) und für grössere Leistungen Flugstromreaktoren (Verfahren Carbo-V, Bild 29).

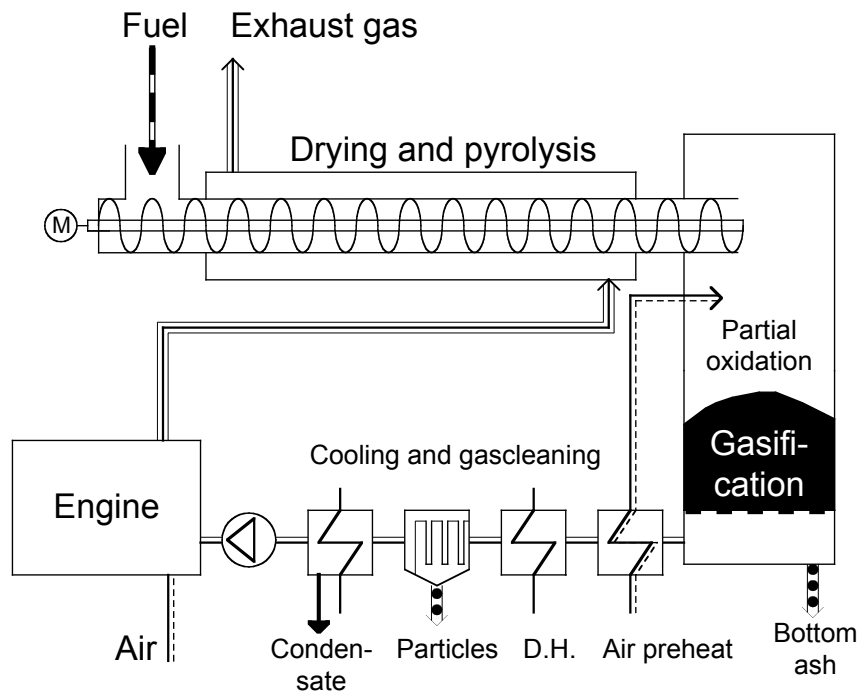


Bild 28 Zweistufige Vergasung nach dem Verfahren DTU (Dänische Technische Universität) mit Pyrolyse, Gasverbrennung und anschliessender Koksvergasung, [Bentzen et al. 2001, Gobel et al. 2001].

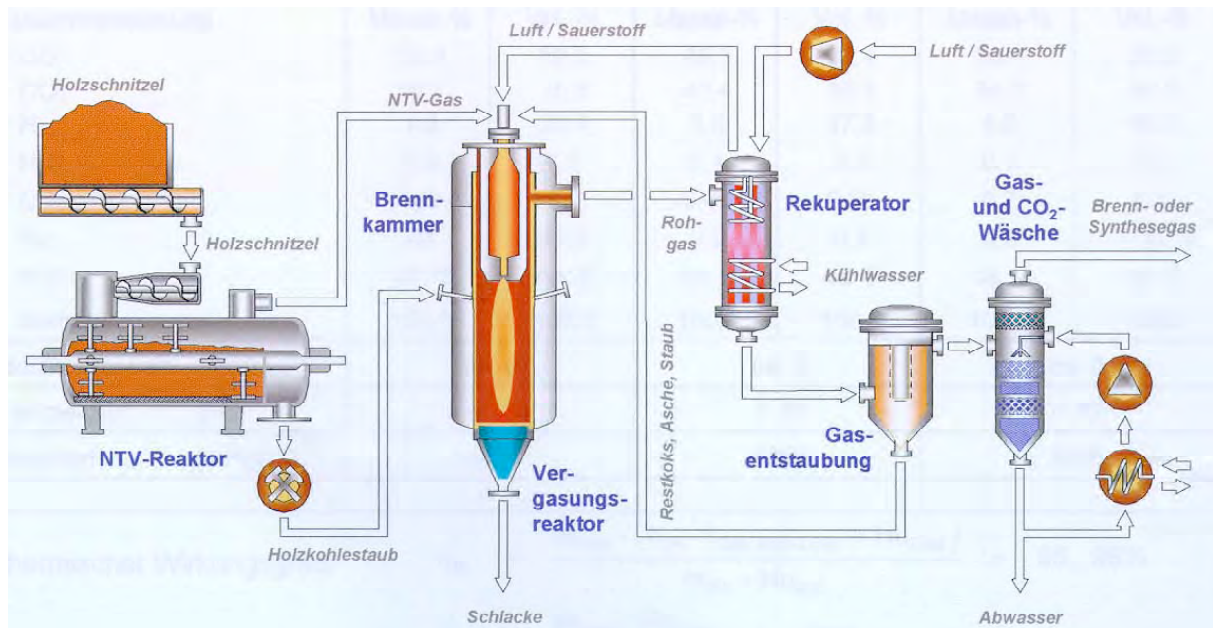


Bild 29 Mehrstufige Vergasung nach dem Carbo-V-Verfahren: Niedertemperatur-Festbett-Pyrolyse zu teerhaltigem Gas und Koks, anschliessend Verbrennung von Gas und Teer bei hoher Temperatur zu  $\text{CO}_2$  und nachgeschaltete Flugstromvergasung des staubförmig eingedüsten Koks [Wolf und Rudlof 2001, CHOREN 2002].

## 7 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Bild 30 zeigt eine Abschätzung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken und Anlagen zur Kraftwärmekopplung mit Holz, wobei bei letzteren anstelle einer Grundlast-Holzfeuerung eine KWK-Anlage eingesetzt wird. Zum Vergleich sind Werte von fossilen Anlagen aufgeführt. Die Investitionskosten einer Feuerung mit Dampfprozess liegen für Anlagen kleiner  $1 \text{ MW}_e$  um ein Mehrfaches über den Kosten anderer Prozessketten. Festbettvergaser und Heissgasprozesse (Stirlingmotor) können hier vorteilhaft sein. Für Grossanlagen über  $20 \text{ MW}_e$  sind die Unterschiede der spezifischen Investitionskosten kleiner. Aufgrund des höchsten erwarteten Wirkungsgrades ist insbesondere die Wirbelschichtvergasung mit Kombiprozess eine interessante Option. Die tiefsten Investitionskosten ergeben sich für die Zufeuerung, welche als technisch verfügbare Anwendung interessant ist. Weitere Angaben zu Kosten finden sich in [Solantausta et al. 1996, Nussbaumer et al. 1998, Nussbaumer und Neuenschwander 2000].

Aufgrund der Kapital-, Brennstoff- und Betriebsnebenkosten können für die einzelnen Techniken die Stromgestehungskosten nach Bild 31 abgeschätzt werden. Die Berechnungen zeigen, dass die Stromerzeugung aus Holz derzeit nur dann wirtschaftlich interessant sein kann, wenn Biomasse zum Nulltarif oder zumindest wesentlich kostengünstiger als fossile Brennstoffe zur Verfügung stehen. Dies kann allenfalls für Restholz der Fall sein, nicht jedoch für Energieholz aus dem Wald oder landwirtschaftlich angebaute Biomasse. Bei Gratisbrennstoff resultieren für Kleinanlagen unter  $1 \text{ MW}_e$  in der Regel immer noch Stromgestehungskosten über  $10 \text{ CE/kWh}_e$ , während bei Anlagen über  $10 \text{ MW}_e$  Stromerzeugungskosten unter  $5 \text{ CE/kWh}_e$  erzielt werden können, im Fall der Zufeuerung gar unter  $3 \text{ CE/kWh}_e$ .

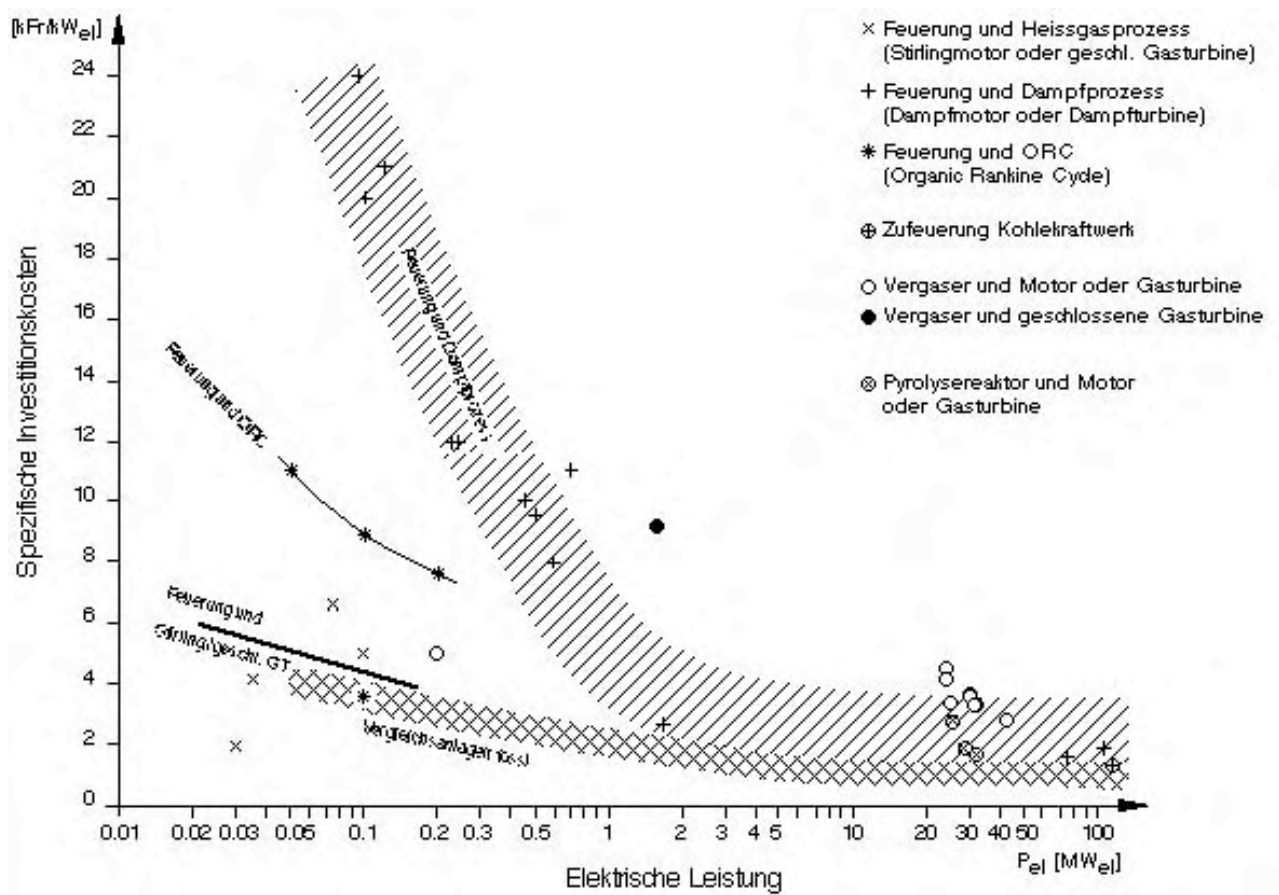


Bild 30 Spezifische Investitionskosten von Kraftwerken und KWK-Anlagen für Holz [Nussbaumer et al.1998 und 2000]. Die Investitionskosten für die Pyrolyse beinhalten nur die Pyrolyseölproduktion.

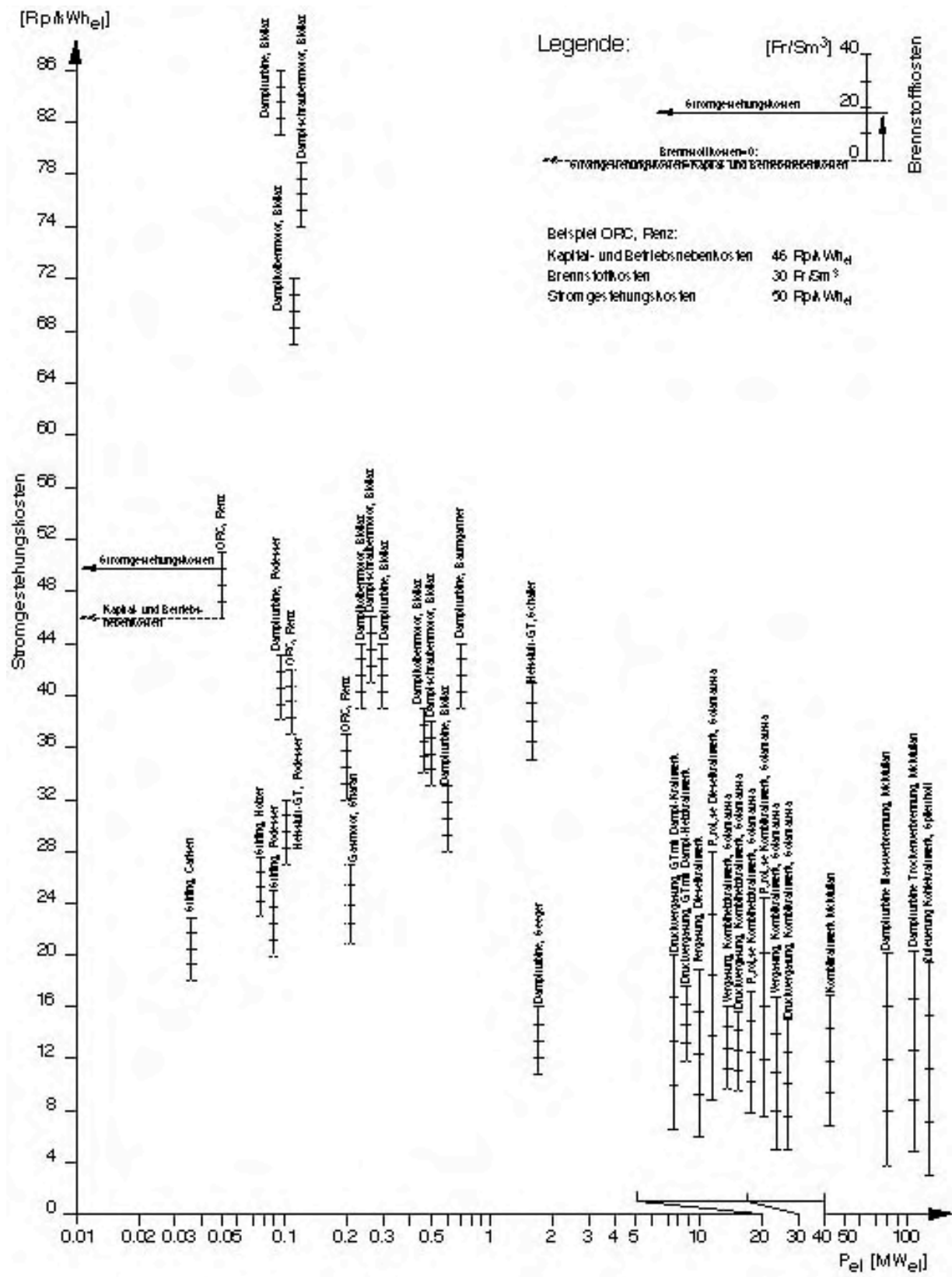


Bild 31 Stromgestehungskosten in Funktion der Anlagengröße und der Brennstoffkosten [Nussbaumer et al.1998 und 2000].

## 8 Bewertung und Potenzial der Vergasung

**Bewertungskriterien.** Für die Bewertung der Zukunftschancen von neuen Verfahren sind folgende drei Faktoren zu beachten: Energieausnutzung, Wirtschaftlichkeit und Ökologie.

**a) Energieausnutzung.** Langfristig sind diejenigen Anwendungen zur Nutzung von Biomasse am attraktivsten, welche den grösstmöglichen Nutzen zur Substitution fossiler Energieträger in der *gesamten Energieversorgungskette* aufweisen (siehe Beispiele\*).

**b) Wirtschaftlichkeit.** Eine ökonomisch maximale Wertschöpfung ist langfristig für diejenigen Verfahren zu erwarten, die auch energetisch die höchste Wertschöpfung erzielen. Ausgenommen sind Verfahren, deren Kosten auch bei breiter Anwendung unverhältnismässig viel höher sind. Für kürzere Betrachtungsweisen ist möglich, dass die ökonomische Bewertung nicht durch die Energieeffizienz dominiert wird, sondern dass Einflüsse der Förderungspolitik oder des Übergangs von einem Energiesystem zu einem neuen bestimmend sein können. So führen zum Beispiel leistungsabhängige Stromeinspeisetarife zu einer Bevorzugung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen gegenüber Biomassekraftwerken oder der Zufeuerung in Kraftwerken.

**c) Ökologie.** Die Hauptwirkung der Biomassenutzung resultiert aus der Verminderung des Netto-CO<sub>2</sub>-Eintrags in die Atmosphäre. Auch für die ökologische Bewertung ist deshalb der Gesamtwirkungsgrad bestimmend. Daneben können die Energieumwandlungsketten in Bezug auf einzelne Schadstoffe grosse Unterschiede aufweisen. Bei der thermischen Umwandlung der Biomasse betrifft dies in erster Linie die Luftschadstoffe, insbesondere Stickoxide und PM 10, bei belasteten biogenen Brennstoffen (zum Beispiel Altholz) sind zudem die Emissionen an Schwermetallen und Dioxinen zu beachten. Im weiteren kann insbesondere bei den Vergasungsverfahren der Anfall von flüssigen und festen Rückständen die ökologische Bewertung beeinträchtigen.

Da die Vergasungsverfahren noch nicht auf breiter Basis kommerziell im Einsatz stehen, ist ein abschliessender Vergleich der Umweltbelastung zwischen Verbrennung und Vergasung noch nicht möglich. Grundsätzlich ist vorauszusetzen, dass neue Technologien keine zusätzlichen Emissionen in Luft, Wasser und Boden verursachen sollten, bzw. dass durch allfällige Massnahmen die Emissionen auf ein zulässiges Mass vermindert werden.

**Tabelle 11** zeigt eine Beurteilung des Einsatzpotenzials verschiedener Vergasungstechniken

Tabelle 11 Einsatzgebiete und Potenzial der Biomassevergasung.

Einsatzgebiet	Anwendung	Anforderung im Vergleich zu Standard-Technik	Vergasungstechnik mit höchstem Potenzial	Leistung (biog.) Wirkungsgrad	Stand
<b>1. Vergasung anstatt Verbrennung von Biomasse</b>	Dezentrale Stromerzeugung für <b>KWK</b>	Wirkungsgrad höher und Kosten tiefer als bei Dampfkraftanlagen	Festbettvergaser oder Wirbelschichtvergaser und Motor (*SWS evtl. ab 1 MW <sub>t</sub> )	0,2 – 2 MW <sub>t</sub> 10* – 20 MW <sub>t</sub> 25%–30% el > 75 % tot	Demo F&E bei Gasreinigung
	<b>Strom</b> , KWK	Wirkungsgrad höher und Kosten tiefer als bei Dampfkraftanlagen	IGCC (Wirbelschicht- oder Flugstromvergasung und Kombikraftwerk mit Gas- und Dampfturbine)	> 50 MW <sub>t</sub>  30%–45% el	Demo
	<b>Strom</b> , KWK	Wirkungsgrad höher und Kosten tiefer als bei IGCC	Brennstoffzelle	? <sup>1</sup> Ziel > 50% el	Vision
	<b>Wärme</b>	Stickoxide und PM 10 tiefer als bei Verbrennung	Festbettvergasung, Wirbelschichtvergasung	0,1 – 5 MW <sub>t</sub> > 2 MW <sub>t</sub> > 85% Wärme	Technik kommerziell > 2 bis 5MW, Vorteile unsicher
<b>2. Vergasung anstatt Zufeuerung von Biomasse</b>	<b>Strom</b> in Kohlekraftwerk, <b>Wärme</b> in Industrieöfen	Vorteile bezüglich Asche, Korrosion, Temperatur und Wirkungsgrad	Wirbelschichtvergasung	> 25 MW <sub>t</sub>  35%–40% el	Technik kommerziell
	<b>Strom</b> in Gaskraftwerk	Wirkungsgrad höher als bei allen Vergleichsnutzungen mit Biomasse	Wirbelschichtvergasung	> 25 MW <sub>t</sub>  45%–50% el	Vision, Technik weitgehend verfügbar
<b>3. Vergasung zur Synthese von Treib- und Rohstoffen</b>	Flüssige und gasförmige Treibstoffe (Methanol, Methan) für <b>Strom oder Antriebe</b>	Wirkungsgrad der Gesamtkette höher als bei anderen Prozessen, zusätzliche Anwendungsgebiete (Verkehr)	Allotherme Vergasung, z.B. Zweibett-Wirbelschicht-Vergasung mit Dampf	> 100 MW <sub>t</sub>  (50%–60%) <sup>2</sup> x (25%–50%) <sup>3</sup> =12,5%–30%	Komponenten: bekannt  Gesamtanlage: Vision

KWK= Kraft-Wärme-Kopplung, IGCC= Integrated Gasification Combined Cycle. <sup>1</sup>Wegen hoher Anforderungen an Gasqualität für Umwandlung eher Grosstechnologie (> 100 MW<sub>t</sub>), Brennstoffzellenanwendungen jedoch typisch eher Kleinanlagen (1 kW<sub>e</sub> bis 2 MW<sub>e</sub>), <sup>2</sup>Umwandlung von Biomasse zu Methanol oder Methan, <sup>3</sup>Umwandlung von Methanol oder Methan zu Kraft in PW-Motor (25%) oder zukünftiger, guter Brennstoffzelle in dezentralem Einsatz (50%).

### Beispiel 1 zur Bewertung: Biomasse zur Stromerzeugung

Für die reine Stromerzeugung ist ein Biomassekraftwerk auf Basis der Vergasung mit der Zufeuerung von Biomasse in fossilen Kraftwerken zu vergleichen:

Für die *direkte Zufeuerung* von Biomasse kann ein Wirkungsgrad eines modernen **Kohlekraftwerks** von rund 40% bis 45% vorausgesetzt werden. Bei einem Wirkungsgrad der Brennstoffaufbereitung für die Biomasse (Trocknung, Aufmahlung bei Staubbrennern) von rund 90% (in Kohlekraftwerken mit Wirbelschichtfeuerung höher) beträgt der Netto-Wirkungsgrad für die Biomasse rund **36% bis 40%**. Ein *IGCC-Kraftwerk* ohne Wärmeauskopplung sollte somit mindestens diesen Wert erzielen (was auch möglich ist), damit es im Vergleich zur Zufeuerung vorteilhaft ist.

Daneben bietet die Vergasung grundsätzlich die Möglichkeit der *Zufeuerung von Produktgas* in einem **Gaskraftwerk** (solche Anwendungen sind bis anhin nicht bekannt, werden aber auf Grund des Wirkungsgrades an dieser Stelle vorgeschlagen). In modernen Gaskraftwerken mit Gas- und Dampfturbine werden rund 58% bis 60% Wirkungsgrad erzielt. Bei Zugabe von Produktgas aus der Holzvergasung mit einem Vergasungswirkungsgrad von 75% bis 85% und Wärmenutzung der Produktgaskühlung ist somit ein Wirkungsgrad von rund **50%** möglich. Ein IGCC-Kraftwerk kann dann vorteilhaft sein, wenn eine Wärmeauskopplung möglich ist. Ohne Wärmeauskopplung verspricht die Zufeuerung in einem Gaskraftwerk dank der Grössenvorteile der Gasturbinen- und Dampfturbinentechnik den derzeit höchstmöglichen Wirkungsgrad.

### Beispiel 2 zur Bewertung: Biomasse für Antriebszwecke

Wenn Biomasse in ferner Zukunft auch im Verkehr eingesetzt werden soll, dann sind zum Beispiel folgende Varianten gegenüberzustellen:

Biomassevergasung zur Methanolsynthese, Antrieb eines Motors (heute) oder einer Brennstoffzelle im Fahrzeug (Zukunft). Für die Herstellung von Methanol oder Methan aus Biomasse kann ein Wirkungsgrad von rund 50% bis 60% erzielt werden. Für Verbrennungsmotoren in Fahrzeugen kann mit einem Wirkungsgrad von rund 25% bis 30% gerechnet werden (bei der im Verkehr relevanten Teillast allerdings wesentlich weniger), für mobile Brennstoffzellen ist dereinst allenfalls ein Wirkungsgrad von 40% bis 50% möglich (hier nun auch bei Teillast). Der Wirkungsgrad von der Biomasse bis zum Antrieb beträgt somit rund 12,5% bis 18% (Motor) bzw. 20% bis 30% (Brennstoffzelle). Bei heutiger Fahrzeugtechnik mit einem aufwändigen Antrieb (bei Brennstoffzelle ist noch der Wirkungsgrad des Elektromotors zu berücksichtigen) wird er bis zum Rad nochmals um rund ein Drittel vermindert, es resultieren somit Wirkungsgrad von **< 10% bis 20%** Umwandlung von der Biomasse „auf die Strasse“. Falls bei einem Brennstoffzellenantrieb die Kraftübertragung vereinfacht werden kann, beträgt das Potenzial bestenfalls gegen 30%.

Wenn als Alternative dazu die Biomassevergasung zur Zufeuerung in einem Gaskraftwerk und der Strom zum Antrieb von Elektrofahrzeugen eingesetzt wird, ist ein Wirkungsgrad möglich von rund 50% (Biomasse zu Strom) x 95 % (Stromtransport) x 80%–90% (Batterie) x 80%–90% (Elektromotor), insgesamt somit **30% bis 38%**. Da bei einem Elektrofahrzeug für jedes anzutreibende Rad ein separater Motor eingesetzt werden kann und dieser auch bei Teillast einen hohen Wirkungsgrad erreicht, entspricht dies annähernd dem potenziellen Wirkungsgrad bis auf die Strasse. Der Gesamtwirkungsgrad ist damit höher als bei der Herstellung von Methanol oder Methan zum Einsatz in Motoren und auch dereinst in Brennstoffzellen. Langfristig wird die Variante Stromerzeugung und Elektromobil deshalb als zumindest ebenbürtig oder potenziell sogar energieeffizienter eingestuft. Die Methanolherstellung kann Vorteile bieten bezüglich Speicherfähigkeit sowie als Übergangslösung, da eine einfachere Umstellung heutiger Fahrzeuge möglich ist. Dadurch entfällt allerdings auch die Motivation, vom heutigen Trend zu schweren und leistungsstarken Fahrzeuge in Richtung effizienterer Fahrzeuge wegzukommen.

## 9 Ausblick

**Dezentrale Wärmeerzeugung.** Die Festbettvergasung mit Gegenstromvergäsern ist als Alternative zu Rostfeuerungen kommerziell im Einsatz. Trotz erfolgreicher Anwendung ist ihr Einsatz bis anhin marginal. Die Gegenstromvergasung kann allenfalls Vorteile gegenüber Feuerungen in Bezug auf Schadstoffemissionen aufweisen. Eine abschliessende Beurteilung dazu ist als Folge der geringen Verbreitung bis anhin nicht möglich.

**Dezentrale Stromerzeugung.** Die Festbettvergasung mit Gleichstromvergäser zur motorischen Nutzung ist an der Schwelle zwischen Entwicklung und Markteinführung. Die erzielten Wirkungsgrade sind bereits attraktiv, das Wirkungsgradpotenzial jedoch noch nicht ausgeschöpft. Einzelne Vergäser haben ihre Tauglichkeit als Demonstrations- oder Pilotanlagen während mehreren Hundert Betriebsstunden gezeigt. Erfahrungen von langjährigem kommerziellen Einsatz fehlen jedoch. Im weiteren konnten die Erwartungen bezüglich Einsatztauglichkeit für variable Brennstoffe oft nicht erfüllt werden. Zudem besteht bei der Gasreinigung sowie der Abwasserbehandlung noch Entwicklungs- und Verbesserungsbedarf. Für etwas grössere Leistungen bietet sich auch die Wirbelschichtvergasung zum Antrieb von Gasmotoren an.

**Biomassekraftwerke.** Die Wirbelschichtvergasung mit Kombikraftwerk (Gas- und Dampfturbine) befindet sich an der Schwelle zwischen Entwicklung und Markteinführung. Eine Demonstrationsanlage war während mehreren Jahren erfolgreich im Testbetrieb. Obwohl auch hier die kritischen Faktoren bei der Gasreinigung liegen, gelten die technischen Probleme als weitgehend gelöst. Die Druckvergasung ermöglicht ein Anlagenkonzept mit Heissgasreinigung, bei dem die Teere mit dem Gas verbrannt werden können. Zahlreiche andere Verfahren existieren als Konzept oder mit Demonstrationsanlagen des Vergasungsteils, darunter auch Prozesse mit atmosphärischer Vergasung sowie allotherme Verfahren mit Zweibett-Wirbelschichten. Die Vergasung mit Kombikraftwerk bietet das höchste Potenzial für den Stromwirkungsgrad. Eine kommerzielle Nutzung setzt allerdings Anlagengrössen voraus, die von der Brennstoffversorgung her nur eine beschränkte Anzahl Anlagen erlaubt.

**Zufeuerung.** Die Biomassevergasung wird heute kommerziell eingesetzt zur Zufeuerung des Produktgases in Kohlekraftwerken und Industrieöfen. Diese Verfahren stehen in Konkurrenz zur direkten Zufeuerung von Biomasse, sie bieten jedoch Vorteile in Bezug auf Rückstände, Emissionen und Kesselbetrieb. Diese Anwendung der Vergasung als Brennstoffvorbehandlung ist deshalb bereits heute attraktiv und sie kann zusätzlich an Bedeutung gewinnen, wenn die Zufeuerung von Biomasse steuerlich bevorteilt wird. Ein wesentlich höherer Wirkungsgrad zur Stromerzeugung und damit eine höhere Wertschöpfung der Biomasse ist möglich durch Vergasung und Zufeuerung des Produktgases in moderne Gaskraftwerke. Die erforderliche Vergasungstechnologie ist weitgehend verfügbar, allenfalls besteht bei der Gasreinigung Anpassungs- und Entwicklungsbedarf. Entsprechende Anwendungen sind bis anhin nicht bekannt, weshalb die



Zufeuerung in Gaskraftwerken als Technologie mit grossem Entwicklungspotenzial betrachtet wird.

**Synthese von Treib- und Rohstoffen.** Das Produktgas aus der Biomassevergasung kann auch zur Synthese von Methanol, Methan oder anderen Stoffen eingesetzt werden. Die Vergasungstechnologie ist dazu weitgehend vorhanden. Insbesondere bietet sich die allotherme Zweibett-Wirbelschichtvergasung mit Dampf an, da dadurch die Gaseigenschaften für die Synthese verbessert werden. Die Techniken zur anschliessenden Weiterverarbeitung sind als Komponenten ebenfalls bekannt. Allerdings sind die heute verfügbaren Anlagen aus der Petrochemie um mindestens eine Grössenordnung zu gross für einen sinnvollen Betrieb mit Biomasse [Stucki und Biollaz 2000]. Die kommerzielle Anwendung der Synthese aus Biomasse setzt deshalb einen erheblichen Aufwand zur industriellen Verfahrensentwicklung voraus. Die Synthese von Treibstoffen aus Biomasse muss allerdings als Alternative zur Stromerzeugung und anschliessendem Antrieb von Elektromotoren bewertet werden. Da mit der Kette über die Stromerzeugung voraussichtlich ein höherer Gesamtwirkungsgrad als mittels Treibstoffsynthese möglich ist, wird die Synthese als weniger attraktiv beurteilt.

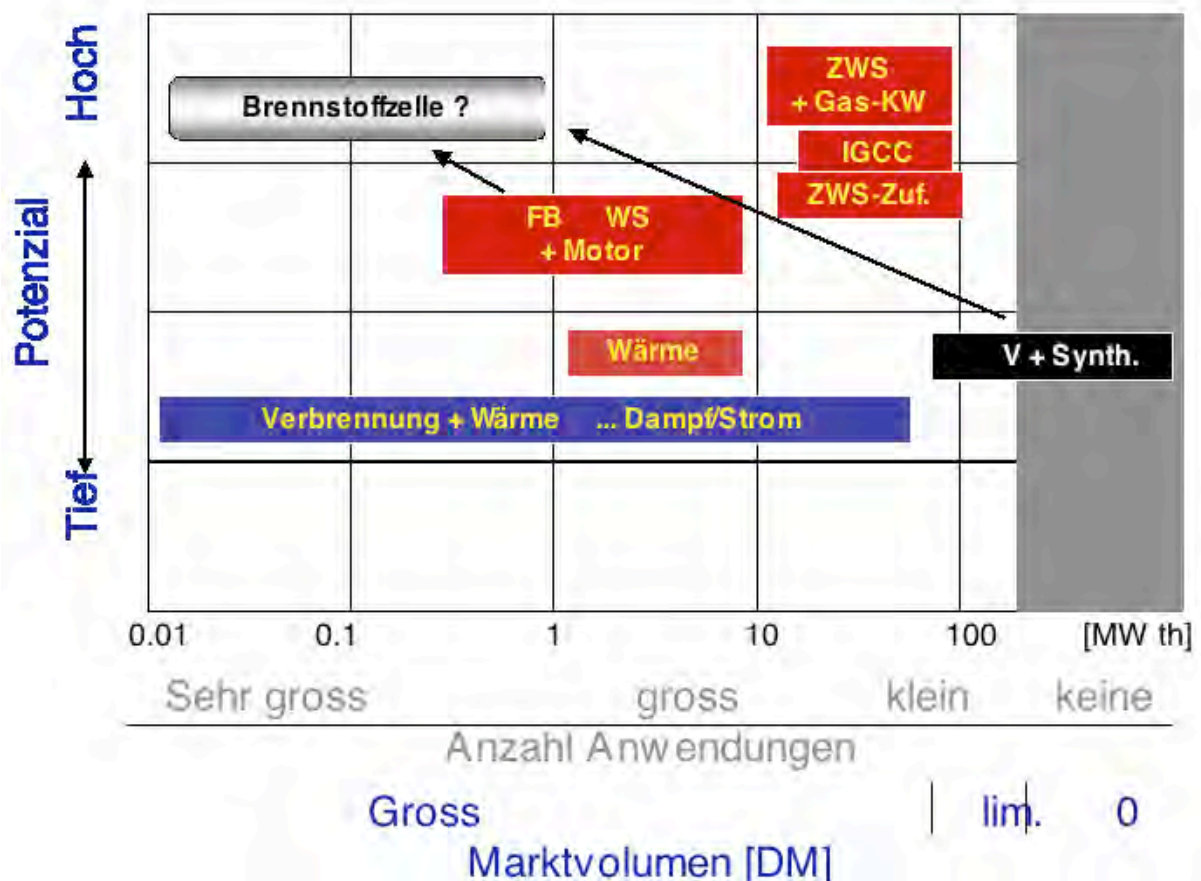


Bild 32 Potenzial der verschiedenen Anwendungen der Biomassevergasung im Vergleich zur Standard-Technik der Verbrennung in Funktion der Anlagengrösse. Ein hohes Potenzial setzt einen hohen Wirkungsgrad der gesamten Energieversorgungskette voraus. Für die Vergasung und Wärmeerzeugung (Kasten „Wärme“) ist das Potenzial auf eine mögliche Schadstoffminderung zurückzuführen.

## 10 Literatur

- Albrecht, J.; Scheelhas K.: CFB gasification of low-grade fuels, *Power Production from Biomass III*, Espoo (Finland) 14–15.9.1998, VTT Symposium 192, 151–162
- Anderl, A.; Mory, A.: Operation experiences in the CFB gasification project BioCoComb for biomass co-combustion of the gas in a PF boiler at Zeltweg power plant, *Power Production from Biomass III*, Espoo (Finland) 14–15.9.1998, VTT Finland, EC DG XVII, IEA Bioenergy, 1998, 195–212
- Bentzen, J.D., Henriksen, U., Hindsgaul, C., Brandt, P.: Optimised two-stage gasifier, *1st World Conference on Biomass for Energy and Industry*, Sevilla, 5-9 June 2000 James & James, London 2001, 1815–1818
- Bentzen, J.D., Hummelshøj, R.: *The two-stage gasification process*, Report 51578, Lyngby (Dk) 2002
- Bosshard, H.H.: *Holzkunde, Band 2, Zur Biologie, Physisk und Chemie des Holzes*, Birkhäuser, Basel 1984
- Brandt, P., Larsen, E., Henriksen, U.: High Tar Reduction in a Two-Stage Gasifier, *Energy & Fuels*, 2000, 14, 816–819
- BUWAL, F. Kessler, B. Knechtle und R. Frischknecht: *Heizenergie aus Heizöl, Erdgas oder Holz*, Schriftenreihe Umwelt Nr. 315, Bern 2000
- de Sousa, L.: *Gasification of Wood, Urban Wastewood (Altholz) and other Wastes in a Fluidised Bed Reactor*, Diss. ETH Nr. 14207, Zürich 2001
- Farris, M.; Paisley, M.; Irving, J.; Overend, R.: The Battelle/FERCO Biomass Gasification Process, in: *Power Production from Biomass III*, VTT Symposium 192, September 14-15, 1998, Espoo (Finland), 87–102
- Giordano, P.: *Production d'électricité à partir de couplage chaleur/force au bois*, Bundesamt für Energie, Bern 1998
- Giordano, P.: *Xylowatt, l'installation de couplage chaleur/force au bois*, Bundesamt für Energie, Bern 2000
- Giordano, P.; Hasler, Ph.; Nussbaumer, Th.: *Long duration test from the CHP plant Xylowatt with downdraft gasifier*, 1st World Conference on Biomass and Bioenergy, Sevilla, Spain 5.-9. June 2000, James&James Science Publisher, 2001, 1830–1833
- Gobel, B.; Henriksen, U.; Qvale, B.; Houbak, N.: Dynamic modelling of char gasification in a fixed-bed, *Progress in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackwell Science, London 2001, 92–108
- Gohla, M.: *Energiewandlung durch Vergasung und Verbrennung in Wirbelschichten*, Fraunhofer Institut Fabrikbetrieb und Automatisierung IFF, Magdeburg 2002
- Haavisto, I.: Mehrjährige, positive Erfahrungen mit 10 Anlagen in Finnland und Schweden der Firma Condensed Oy, *Grüne Investitionen in die Biomasse-Vergasung*, SEA und European Commission, DG TREN, 27.9.01–28.9.01, Oberhausen (D) 2001, 113–120
- Hallgren, A.: Britische Erfahrungen mit dem EU-Projekt ARBRE, *Grüne Investitionen in die Biomasse-Vergasung*, SEA und European Commission, DG TREN, 27.9.01–28.9.01, Oberhausen (D) 2001, 95–104
- Hasler, P.; Nussbaumer, T.; Bühler, R.: *Vergasung von Biomasse für die Methanol-Synthese*. Schlussbericht Sektor Technik Projekt Biometh, PSI, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1994, und *Vergasung von belasteten Brennstoffen zu Synthesegas*, Bern 1995
- Hasler, P.; Nussbaumer, T.: Gas cleaning for IC engine applications from fixed bed biomass gasification, *Biomass and Bioenergy* 16 (1999) 385–395
- Hasler, P.; Nussbaumer, T.: *Kontinuierliche Teermessung mittels FID bei einem Holzvergaser*, Bundesamt für Energie, Bern 2000
- Hasler, P.; Morf, P.; Bühler, R.; Nussbaumer, T.: *Gas Cleaning and Waste Water Treatment for Small Scale Biomass Gasifiers*, Swiss Federal Office of Energy, Berne 1998
- Hasler, P.; Nussbaumer, Th. und Jenni, A.: Praxiserhebung über Stickoxidemissionen automatischer Holzfeuerungen, *Luftreinhalung, Haus-Systeme und Stromerzeugung*, 6. Holzenergie-Symposium, 20. Oktober 2000, ETH Zürich, Bundesamt für Energie, Bern 2000, 69 – 90
- Heeb, R.: Sieben Jahre stabile Holzgasproduktion und ein Jahr Stromproduktion im Fernwärmegebiet Harboore in Dänemark – Vergasung mit BWV's Gegenstromvergaser zur Stromerzeugung, *Grüne Investitionen in die Biomasse-Vergasung*, SEA und European Commission, DG TREN, 27.9.01–28.9.01, Oberhausen (D) 2001, 121–128
- Hofbauer, H.; Kaltschmitt, M.: Vergasung. In: *Energie aus Biomasse*, Springer 2001, ISBN 3.540-64853-4, 427–472

- Hofbauer, H.; Rauch, R.: *First Results of the CHP Güssing*. TU Wien und RENET Austria, 31. Januar 2002. <http://www.renet.at>, <http://www.ficfb.at>
- Hofbauer, H.; Rauch, R.: *Zweibett-Wirbelschichtvergasung in Güssing (A) mit 2MWe/4,5MWt: Konzept, Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeit*, 7. Holzenergie-Symposium (dieser Tagungsband)
- Ising, M.: Wirbelschichtvergasung von Holz für BHKW; Erneuerbare Energien, 11. Jhg., Heft 2, Februar 2001, S. 52-54.
- Kaupp, A.; Goss, J.R.: *Small scale gas producer engine systems*, GTZ Eschborn (D), Vieweg (Braunschweig) 1984, ISBN 3-528-02001-6
- Kurkela, E.; Simell, P.; Stahlberg, P.; Berna, G.; Barbagli, F.; Haavisto, I.: *Development of novel fixed-bed gasification for biomass residues and agrobiocfuels*. Technical Research Centre of Finland, VTT Research Notes 2059, Espoo 2000
- Mahlendorf, F., Ledjeff-Hey, K., Roes, J.: Anforderungen der PAFC/PEFC an die Brenngase, Konversions- und Reinigungsmöglichkeiten. *Güzlöwer Fachgespräche: Energetische Nutzung von Biomasse mit Brennstoffzellenverfahren*, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Güllow, 9.–10.12.1998, 63–77
- Morf, P.: *Secondary reactions of tar during thermochemical biomass conversion*, Diss ETH 14341, Zürich 2001
- Morf, P.; Hasler, P.; Nussbaumer, T.: Mechanisms of tar conversion during fixed bed gasification, *1st World Conference on Biomass for Energy and Industry*, Sevilla, 5-9 June 2000 James & James, London 2001, 1479–1482
- Morf, P.; Hasler, P.; Nussbaumer, T.: Mechanisms and kinetics of homogeneous secondary reactions of tar from continuous pyrolysis of wood chips, *Fuel*, (81) 2002, 843–853
- Nieminen, J.: Biomass CFB gasifier connected to a 350 MWth steam boiler fired with coal and natural gas – THERMIE demonstration project in Lahti, Finland, *Power Production from Biomass III*, Espoo (Finland) 14–15.9.1998, VTT Symposium 192, 181–194
- Nussbaumer, T.: Anlagentechnik der Holzvergasung und offene Fragen beim Einsatz von belastetem Altholz, *Heizung Klima* 9 1990, 75-82
- Nussbaumer, T.: Grundlagen der Holzvergasung, *Heizung Klima* 7 1990, 52-60
- Nussbaumer, T.: Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen, *Brennstoff Wärme Kraft* 51 (1999) 7/8 S. 51–55
- Nussbaumer, T.: Relevance of aerosols for the air quality in Switzerland. *Aerosols from Biomass Combustion, International Seminar*, 27 June 2001, ETH Zürich, International Energy Agency and Swiss Federal Office of Energy, Berne 2001, 1–10
- Nussbaumer, T.: Verbrennung. In: *Energie aus Biomasse*, Springer 2001, ISBN 3.540-64853-4, 287ff
- Nussbaumer, T.; Neuenschwander, P.: A New method for an economic assessment of heat and power plants using dimensionless numbers. *Biomass and Bioenergy*, 18 (2000) 181–188
- Nussbaumer, T.; Neuenschwander, P.; Hasler, P.; Jenni, A.; Bühler, R.: *Energie aus Holz – Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz*, Bundesamt für Energie-, 2. Auflage, Bern 1998
- Nussbaumer, Th.; Good, J.; Giordano, P.: Gasification characteristics of various biofuels in an open-top downdraft gasifier, *12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection*, 17–21 June 2002, Amsterdam
- Paisley, M.A.; Overend, R.P.: Biomass Gasification for Power Generation, in: *13th EPRI Conference on Gasification Power Plants*, 19-21 October 1994, San Francisco
- Rauch, R.: Stand des EU-Projektes in Güssing, Oberösterreich, *Grüne Investitionen in die Biomassevergasung*, SEA und European Commission, DG TREN, 27.9.01–28.9.01, Oberhausen (D) 2001, 105–108
- Reed, T.B. (ed.): *SERI: A survey of biomass gasification*, Vol. I-III, Solar Energy Research Institute, SERI TR 23 239, Golden Colorado, 1979 (Vol. I and II) and 1980 (Vol. III)
- Reed, T.B.: *Biomass gasification, principles and technology*, Noyes Data Corp., N.J. 1981
- Rösch, Ch., Kaltschmitt, M.: Energetische Nutzung von Biomasse in Brennstoffzellen. *Güzlöwer Fachgespräche: Energetische Nutzung von Biomasse mit Brennstoffzellenverfahren*, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Güllow, 9.–10.12.1998, 7–33
- Salo, K.: Applications of Bioneer Updraft Gasification Technology, in: *Korhonen (Ed.), Low-grade fuels*, Vol. 2, VTT Symposium 108, Espoo (SF) 1990, 365-378
- Solantausta, Y.; Bridgwater, T.; Beckman, D.: *Electricity production from advanced biomass power systems*, VTT Research Notes 1729, VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, 1996

- Spliethoff, H., Moersch, O., Hein, K.: Gasqualitäten von Biomassevergasern, Stand und Perspektiven. *Gülzower Fachgespräche: Energetische Nutzung von Biomasse mit Brennstoffzellenverfahren*, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow, 9.–10.12.1998, 34–62
- Spindler, H., Bauermeister, U.: Katalytisch-partiellallotherme Vergasung von Biomassen. *Proceedings NAROSSA 2002, 8th International Conference for Renewable Resources and Plant Biotechnology*, 10-11 June 2002, ÖHMI, Magdeburg
- Stahl, K., Neergaard, M.: Experiences from the Värnamo IGCC demonstration plant, *Power Production from Biomass III*, Espoo (Finland) 14–15.9.1998, VTT Symposium 192, 73–86
- Stahl, K.; Neergard, M.: Das Kombi-Kraftwerk mit integrierter Biomasse-Vergasung in Värnamo/Schweden, *VGB Kraftwerkstechnik* 76, Heft 4, 327–330, 1996
- Stucki, S.; Biollaz, S.: Wasserstofferzeugung aus Biomasse. *Luftreinhaltung, Haus-Systeme und Stromerzeugung, 6. Holzenergie-Symposium*, Bundesamt für Energie, Bern 2000, 197–210
- Tekes: *Growing Power – Bioenergy Technology from Finland*, Tekes Technology Development Centre Finland, Helsinki 1997
- Wagner, M.: Einsatz von Holzgas in Verbrennungsmotoren. *Luftreinhaltung, Haus-Systeme und Stromerzeugung, 6. Holzenergie-Symposium*, Bundesamt für Energie, Bern 2000, 143–158
- Wolf, B.; Rudloff, M.: Die nachhaltige Chance im 21. Jahrhundert – Energie aus Biomasse durch Vergasung. *Verfahrenstechnik*, 35 (2001) Nr. 11, 18–19. Sowie: Carbo-V-Verfahren, Statusbericht November 2001, CHOREN-Industries & UET Freiberg, Internet: <http://www.uet-freiberg.de>