



Energie aus Holz

Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz

ausgearbeitet durch

Thomas Nussbaumer, Verenum, Zürich

Peter Neuenschwander, Verenum, Zürich

Philipp Hasler, Verenum, Zürich

Andres Jenni, Ardens GmbH, Liestal

Ruedi Bühler, Umwelt & Energie, Maschwanden

im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

Zum Inhalt

Die vorliegende Untersuchung gibt eine Übersicht über die wichtigsten Techniken zur energetischen Nutzung von Holz. Sie behandelt die Verbrennung, die Vergasung und die Pyrolyse sowie die anschliessenden Umwandlungsverfahren zur Erzeugung von Strom, Methan und Methanol in Wärmekraft- und Verbrennungskraftmaschinen, Brennstoffzellen und Syntheseverfahren. Der Bericht gibt eine Beurteilung der verschiedenen Verfahren in Bezug auf den Stand der Technik, die energetische Wertschöpfung und die Wirtschaftlichkeit.

Zum Aufbau des Berichts

Der Bericht ist in zwei Hauptteile und den Anhang unterteilt. Die einzelnen Teile sind durch unterschiedliche Farben wie folgt gekennzeichnet:

- Teil I: Kurzfassung (blau)
- Teil II: Technischer Bericht (weiss)
- Anhang (gelb)

In der Kurzfassung werden die Ergebnisse und die Beurteilung der verschiedenen Techniken allgemeinverständlich und ohne Quellenangaben präsentiert. Für Details wird auf die Kapitel, Abbildungen und Tabellen des technischen Berichts verwiesen. Im technischen Bericht werden die einzelnen Themen detailliert behandelt und mit Literaturhinweisen und eigenen Berechnungen ergänzt. In den einzelnen Hauptkapiteln sind die jeweiligen Sachgebiete so behandelt, dass sie auch einzeln studiert werden können. Im Anhang sind die verwendeten Symbole und Begriffe beschrieben und die technischen und wirtschaftlichen Berechnungen aufgeführt.

Hinweis zur 2. Auflage

In der 2. Auflage sind einige Schreibfehler korrigiert. Inhaltlich ist der Bericht dagegen nicht überarbeitet, obwohl die Beurteilung als Folge der Weiterentwicklung in der Zwischenzeit in einigen Punkten geringfügig anders ausfallen kann. Insbesondere wird der Entwicklungsstand und das Potential von Stirlingmotoren unterdessen als weiter fortgeschritten eingestuft als bei dem Stand der Berichtsverfassung 1997.

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt sind die Autoren verantwortlich.

Bezugsquelle

ENET, Postfach 130, CH – 3000 Bern 16
Telefon 031 ' 350 00 06, Telefax 031 ' 352 77 56



Energie aus Holz

Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz

ausgearbeitet durch

PD Dr. Thomas Nussbaumer, Verenum, Langmauerstrasse 109, 8006 Zürich

Dr. Peter Neuenschwander, Verenum, Langmauerstrasse 109, 8006 Zürich

Dr. Philipp Hasler, Verenum, Langmauerstrasse 109, 8006 Zürich

Andres Jenni, Ardens GmbH, Grammetstrasse 14, 4416 Liestal

Ruedi Bühler, Umwelt & Energie, Dörfli 1, 8933 Maschwanden

im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abstract	8
Zusammenfassung	10

TEIL I – KURZFASSUNG

Ziel und Inhalt der Studie	13
Beschreibung der Umwandlungsprozesse	16
Wirtschaftlichkeit	28
Beurteilung	32

TEIL II – TECHNISCHER BERICHT

1 Einleitung	35
1.1 Vergleich der Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung, Wärmekraftkopplung und Stromerzeugung	36
1.2 Betriebliche Randbedingungen	40
2 Verfahrenstechnische Grundlagen	41
2.1 Umwandlungsverfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse	41
2.2 Verbrennungstechnik	44
2.2.1 Abbrandverhalten biogener Brennstoffe	44
2.2.2 Adiabate Verbrennungstemperatur	45
2.2.3 Schadstoffe aus unvollständiger Verbrennung: CO, C _m H _n , Russ	46
2.2.4 Schadstoffe aus vollständiger Verbrennung: NO _x	47
2.2.5 Bauarten von automatischen Holzfeuerungen	49
2.3 Vergasungstechnik	54
2.3.1 Festbettvergaser	55
2.3.2 Wirbelschichtvergaser	56
2.3.3 Zusammensetzung des Rohgases aus Holzvergäsern	58
2.3.4 Technik zur Reinigung von Produktgasen	60

2.3.5	Stand der Vergasungstechnik.....	63
2.4	Pyrolysetechnik	65
2.4.1	Prozessbeschreibung	65
2.4.2	Stand der Pyrolysetechnik	67
3	Wärmeerzeugung	69
4	Arbeitsprozesse zur Stromerzeugung	71
4.1	Verbrennungskraftmaschinen	74
4.1.1	Offene Gasturbine	75
4.1.2	Verbrennungsmotoren.....	78
4.2	Wärme­kraft­ma­schin­en.....	83
4.2.1	Gasprozesse	83
4.2.2	Geschlossene Gasturbine.....	84
4.2.3	Stirlingmotor	86
4.2.4	Dampfprozesse.....	89
4.3	Brennstoffzellen.....	92
4.4	Kombiprozesse.....	93
5	Verfahren zur Herstellung von Methan und Methanol	95
5.1	Herstellung von Methan durch Vergasung und Methanisierung.....	95
5.2	Methanolherstellung durch Vergasung und Methanolsynthese.....	98
6	Wirtschaftlichkeit	101
6.1	Kosten, Zusammenstellung aus diversen Quellen	101
6.1.1	Brennstoffkosten	102
6.1.2	Einfluss des Brennstoffpreises auf die Stromerzeugung mittels Vergasung und Pyrolyse in Grossanlagen.....	102
6.1.3	Wärmepreis	105
6.1.4	Strompreis	105
6.1.5	Wärmegestehungskosten	106
6.1.6	Stromgestehungskosten.....	109
6.2	Dimensionslose Kosten	113
6.2.1	Zuordnung der Brennstoffkosten proportional zum Energieanteil.....	113
6.2.2	Zuordnung der Brennstoffkosten mit reiner Wärmeerzeugung als Referenz oder bei unterschiedlichem Gesamtwirkungsgrad verschiedener WKK-Anlagen.....	114
6.2.3	Sensitivität der Wirtschaftlichkeit bezüglich Kosten und Ertrag.....	116
6.2.4	Vergleich verschiedener Anlagen und Prozesse.....	118

7	Umweltauswirkungen	121
7.1	Verbrennung	121
7.2	Vergasung	122
7.3	Pyrolyse.....	122
8	Beurteilung	123
8.1	Vergleich Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse	123
8.2	Beurteilung von Gesamtprozessen	124
8.2.1	Feuerungen und Wärmekraftmaschinen	124
8.2.2	Vergaser und Verbrennungskraftmaschinen.....	125
8.2.3	Pyrolysereaktoren und Verbrennungskraftmaschinen.....	126
8.2.4	Zuheizung.....	126
8.2.5	Zusammenfassende Beurteilung von Prozessen zur Stromerzeugung und Wärmekraftkopplung	127
8.2.6	Herstellung von Methan und Methanol	128
9	Anhang	129
9.1	Symbolverzeichnis.....	129
9.2	Begriffe Wärmekraftkopplung	131
9.2.1	Wirkungsgrade und Leistungszahlen.....	132
9.2.2	Stromkennzahl.....	134
9.2.3	Nutzungsgrad	134
9.3	Vereinfachte Wirkungsgradberechnung Gasturbine	135
9.4	Wärmegestehungskosten automatischer Holzfeuerungen.....	138
9.5	Investitionskosten Dampfprozess.....	141
9.6	Kapitalkosten von Stromerzeugungsanlagen	142
9.7	Betriebsnebenkosten von Stromerzeugungsanlagen	146
10	Literatur	150

Abstract

Energy from wood

Evaluation of the technologies for the production of heat, electricity and synthetic fuels from wood

Th. Nussbaumer, P. Neuenschwander, Ph. Hasler, A. Jenni and R. Bühler, SWITZERLAND

Since fossil fuels have a major contribution to the greenhouse effect, there is a growing interest in the use of bioenergy and other renewable energies. In Switzerland, wood is the most important biofuel. Nowadays it contributes with app. 2% to the total energy demand, while the potential of wood energy is two to three times higher. Therefore the use of wood energy is subsidized by the state in different programmes.

Today wood is mainly used for heat production. However, there is a growing interest in the production of electricity and secondary fuels. The present study gives an overview of the different technologies for energy utilization from wood, including the production of heat, electricity, methane and methanole. Furthermore the different technologies are compared with respect to the technical development, the overall energy yield of the whole process and the economics.

The technologies for the combustion, gasification and pyrolysis of wood and the production of heat, syngas and pyrolysis oil are described. Furthermore the processes of electricity production with steam engines, steam turbines, organic Rankine cycles, Stirling engines, hot gas turbines, internal combustion engines, gas turbines and combined cycles are discussed and the use of syngas in fuel cells and the production of methane and methanole from syngas are presented.

An economic assessment of the different technologies is given which is based on data from literature and own calculations. The costs for wood are compared with typical data for fossil fuels. Since a comparison of economic data from different countries and currencies is difficult, a method for the dimensionless visualization of economic data is developed and presented in the report. The presented technologies cover the range from a few kW_{el} to a several hundred MW_{el}. The state of the art of the different processes varies from research to well proofed technologies. The comparison between the energy yield and the economics of the different technologies is therefore uncertain. However the following conclusions can be made:

- The production of heat in combustion systems is well proofed an economically feasible. Since there is a great potential for the substitution of fossil fuels for heat production, the production of room and process heat will remain the dominant application of wood energy in the near future.
- Combined heat and power production with steam processes in small plants up to 2 MW_{el} is not economic and the overall energy yield is only slightly above the production of heat. Electricity production in thermal power stations (> 20 MW_{el}) based on steam systems yields in significantly higher efficiency. Therefore the co-combustion of wood in thermal power stations is an interesting option for the substitution of fossil fuels for countries with existing thermal power stations.
- Organic Rankine cycles can have advantages in comparison to conventional steam cycles for certain applications. However the energy yield cannot be improved in comparison to steam cycles.

- For the combined heat and power production in plants up to a few hundred kW_{el}, fixed bed gasifiers with internal combustion engines and furnaces with Stirling engines are the most promising processes. Both techniques need further development, although fixed bed gasifiers are closer to a commercial application.
- For large plants greater than 20 MW_{el} the electricity production with fluidized bed gasifiers and combined gas and steam turbines (integrated gasification combined cycle IGCC) promises the highest energy yield. Although different demonstration plants with aero-derived gas turbines are in operation or under construction, further developments are necessary before commercial applications.
- Pyrolysis for the production of electricity and synthetic fuels shows a low overall energy yield. For Switzerland, pyrolysis is of second priority, since it is only economically feasible for very low price wood fuel.
- The production of methane and methanole as synthetic fuels is not economic nowadays and in the near future.
- The use of syngas in fuel cells promises the highest energy yield. However fuel cells, which are suitable for syngas and which can be manufactured at low costs, will not be available in the near future.

Zusammenfassung

Wegen des Anstiegs der Kohlendioxidkonzentration der Atmosphäre durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern und der beschränkten Reserven an Erdöl, Erdgas und Kohle kommt den erneuerbaren Energieträgern in Zukunft eine vermehrte Bedeutung zu. In der Schweiz ist die Holzenergie nach der Wasserkraft der zweitwichtigste erneuerbare Energieträger. Da das Energieholzpotential noch nicht ausgeschöpft ist, fördert der Bund einen vermehrten Einsatz der Holzenergie. Langfristig können neben Holz auch nachwachsende Rohstoffe wie Stroh, Miscanthus und andere Halmgüter energetisch genutzt werden. Die vorgestellten Verfahren kommen auch für den Einsatz solcher Brennstoffe grundsätzlich in Frage. Der Bericht beschränkt sich jedoch auf die Techniken und Wirtschaftlichkeitsdaten für Energieholz, da dieses in der Schweiz kurz- und mittelfristig die grösste Bedeutung unter den biogenen Energieträgern hat.

Derzeit wird Energieholz fast ausschliesslich zur Wärmeerzeugung verwendet. Nur in wenigen Anlagen wird auch Strom produziert. Die Herstellung weiterer Sekundärenergieträger aus Holz hat zur Zeit keine wirtschaftliche Bedeutung. Bei einem vermehrten Einsatz der Holzenergie stellt sich die Frage, welche Nutzungsarten heute und in Zukunft wirtschaftlich interessant sind und eine maximale Energienutzung des Brennstoffs ermöglichen. Neben der Wärmeerzeugung besteht deshalb auch ein verstärktes Interesse an den Möglichkeiten zur Produktion von Strom oder Treibstoffen aus Holz. In der vorliegenden Arbeit sollen deshalb die wichtigsten Umwandlungsverfahren zur Holzenergienutzung untersucht und in Bezug auf den Stand der Technik, die energetische Wertschöpfung und die Wirtschaftlichkeit beurteilt werden.

Die Untersuchung beschreibt die Umwandlungsverfahren der Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse zur Herstellung von Wärme, Produktgas und Pyrolyseöl. Davon ausgehend werden die anschliessenden Umwandlungsverfahren in Wärmekraft- und Verbrennungskraftmaschinen beschrieben, nämlich Dampfmotor und Dampfturbine, Organic Rankine Cycle, Stirlingmotor und geschlossene Gasturbine, Verbrennungsmotor, offene Gasturbine sowie Kombiprozesse. Im weiteren werden der Einsatz von Brennstoffzellen diskutiert und die Möglichkeiten der Synthese von Methan als Erdgasersatz sowie von Methanol als Flüssigtreibstoff aus Produktgas beschrieben. Die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit basiert auf eigenen Berechnungen und Literaturangaben.

Die beschriebenen Techniken decken den Bereich von einigen kW_{el} bis mehreren hundert MW_{el} ab. Der technische Stand reicht von Verfahren im Forschungsstadium bis zu ausgereiften Techniken. Entsprechend ist der Vergleich der Energienutzung und der Wirtschaftlichkeit dieser Verfahren mit Unsicherheiten behaftet und er beschreibt nur eine Momentaufnahme. Mit dieser Einschränkung zeigen die Ausführungen im Bericht folgende Tendenzen auf:

- Die reine Wärmeerzeugung in Feuerungsanlagen ist technisch ausgereift und wirtschaftlich interessant. Da kurz- und mittelfristig auch bei vollständiger Ausnutzung des Energieholzpotentials nur ein Teil der Wärmeerzeugung durch Holz gedeckt werden kann, wird die Wärmeerzeugung aus Holz kurzfristig die wichtigste Anwendung bleiben.
- Die Wärmekraftkopplung mit Feuerungen und Dampfprozessen in Kleinanlagen unter 2 MW_{el} ist wirtschaftlich uninteressant und energetisch nur geringfügig besser als die reine Wärmeerzeugung. In Grossanlagen (thermische Kraftwerke $> 20 \text{ MW}_{\text{el}}$) sind mit Dampfprozessen wesentlich höhere Wirkungsgrade möglich als in Kleinanlagen. Der Einsatz von Holz als Zusatzbrennstoff in fossilen

Kraftwerken ist deshalb in Ländern mit fossilen Kraftwerken kurz- und mittelfristig eine interessante Option zur Substitution fossiler Brennstoffe.

- Dampfprozesse mit organischen Arbeitsmitteln (Organic Rankine Cycle) können in einigen Bereiche geringfügige Vorteile gegenüber Anlagen mit Wasserdampf aufweisen. Eine wesentliche Verbesserung der Energienutzung ist damit allerdings nicht zu erwarten.
- Bei dezentralen Anlagen kleiner und mittlerer Grösse bis zu einigen hundert kW_{el} sind die Festbettvergasung mit Nutzung des Gases in Verbrennungsmotoren sowie der Einsatz von Stirlingmotoren bei Feuerungsanlagen interessant. Bei beiden Verfahren sind noch Entwicklungsfortschritte für einen Einsatz in der Praxis erforderlich, wobei die Entwicklung der Festbettvergasung bereits weiter fortgeschritten ist.
- Für zentrale Anlagen ab 20 MW_{el} verspricht die Stromerzeugung in Anlagen mit Wirbelschichtvergasung und Kombiprozessen mit Gasturbine und Dampfturbine eine hohe energetische Wertschöpfung. Obwohl international verschiedene Demonstrationsanlagen mit Flugzeuggasturbinen in der Praxiserprobung stehen oder im Bau sind, sind auch bei dieser Technik noch technische Fragen offen und ist ein kommerzieller Durchbruch noch nicht gelungen.
- Die Pyrolyse ist zur Stromerzeugung oder zum Antrieb von Fahrzeugen energetisch wenig versprechend. Für die Schweiz ist die Pyrolyse nur von untergeordnetem Interesse, da nur bei sehr niedrigen Brennstoffpreisen ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann.
- Für die Erzeugung von Synthesetreibstoffen wie Methan oder Methanol aus Holz ist kurz- und mittelfristig kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.
- Durch Vergasung und Nutzung des Gases in Brennstoffzellen wird langfristig die höchste energetische Wertschöpfung erwartet. Allerdings ist eine Entwicklung von Brennstoffzellen, welche für einen Einsatz mit Produktgas in Frage kommen und zudem kostengünstig sind, bis anhin noch nicht absehbar.

Im Bericht wird eine quantitative Abschätzung der Wirtschaftlichkeit gegeben. Zur einfacheren Beurteilung werden ausgewählte Vergleichsdaten von fossilen Energieträgern aufgezeigt, wobei die externen Kosten in diesem Bericht nicht berücksichtigt werden. Um eine von Land und Währungen unabhängige Beurteilung zu ermöglichen, wird zudem eine Methode zur dimensionslosen Darstellung von Wirtschaftlichkeitsdaten vorgestellt.

TEIL I KURZFASSUNG

Im Teil I, Kurzfassung, werden der technische Stand der Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse zur energetischen Nutzung von Biomasse in einer Übersicht beschrieben und deren Einsatzmöglichkeiten beurteilt. Die Ausführungen stützen sich auf den Teil II, Technischer Bericht, in welchem die Prozesse vertieft behandelt werden und die Hintergrundinformationen zum Teil I beschrieben sind.

Ziel und Inhalt der Studie

Holz wird als Energieträger heute vorwiegend zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme verwendet. Mit dieser Energienutzung auf niedrigem Temperaturniveau wird die energetische Wertigkeit des Brennstoffs, das heisst der Exergieinhalt des Holzes nur zu einem Bruchteil genutzt (Kapitel 1.2). Die vorliegende Arbeit soll aufzeigen, mit welchen Umwandlungsverfahren der Exergieinhalt von Holz besser ausgenutzt werden kann. Dazu wird die Wärmeerzeugung aus Holz mit der Produktion von Strom, der Erzeugung von Flüssigtreibstoffen und der Herstellung von Methan verglichen. Die verschiedenen Nutzungsvarianten werden in Bezug auf folgende Kriterien beurteilt:

- Stand der Technik
- Ökologie mit dem Hauptaspekt der energetischen und exergetischen Nutzung des Energieinhalts
- Ökonomie.

Die vorliegende Untersuchung geht davon aus, dass die energetische Nutzung von Holz zur Substitution von fossilen Energieträgern sinnvoll ist. Der Bericht soll eine Beurteilung einzelner Prozessschritte und einen Vergleich ganzer Prozessketten zur Energieholznutzung ermöglichen.

Welche Nutzungsarten der Holzenergie sind sinnvoll?

Für Holz steht heute neben der Wärmeerzeugung vor allem die Stromerzeugung im Vordergrund. Da für Strassenfahrzeuge flüssige Treibstoffe grosse Vorteile gegenüber anderen Energieträgern aufweisen, ist zudem die Herstellung von Flüssigtreibstoffen als Sekundärenergieträger produziert und ins Erdgasnetz eingespiesen werden.

Wärmeerkopplung oder Stromerzeugung ohne Abwärmenutzung?

Wird Strom mittels thermischen Umwandlungsprozessen aus Holz gewonnen, so fällt ein grosser Teil der Energie in Form von Abwärme an. Um die Energie des Holzes möglichst vollständig zu nutzen, wird in Anlagen mit Wärmeerkopplung (WKK) ein Teil dieser Abwärme zu Heizzwecken verwendet. Dadurch wird aber in der Regel der Umwandlungswirkungsgrad für Strom reduziert.

Für heutige WKK-Anlagen mit Dampfturbinen und -motoren beträgt die ins Netz eingespiesene Strommenge in der Regel rund 10% der Brennstoffenergie. Der Gesamtwirkungsgrad von WKK-Anlagen inklusive Wärmenutzung liegt bei maximal 80%. Wird mit dem erzeugten Strom eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2.0 betrieben, so liegt der exergetisch gewichtete Wirkungsgrad des Gesamtsystems bei maximal 100%.

Bei Biomasse-Kraftwerken ohne Wärmenutzung – wie sie heute z.B. in den USA betrieben werden – liegt der elektrische Wirkungsgrad bei ca. 20 – 30%. Wird mit dem erzeugten Strom eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 2.0 betrieben, so liegt der exergetisch gewichtete Gesamtwirkungsgrad bei 60%, also tiefer als bei einer WKK-Anlage. Die Energieausnutzung ist daher mit einer WKK-Anlage besser als die Stromerzeugung in einem solchen Kraftwerk ohne Abwärmenutzung. In Biomasse-Kraftwerken der Zukunft kann ein Stromwirkungsgrad von bis zu 45% erreicht werden. Mit verbesserter Wärmepumpentechnik mit Jahresarbeitszahlen über 4 kann somit bei Verzicht auf Abwärmenutzung ein exergetisch gewichteter Gesamtwirkungsgrad von mehr als 160% erreicht werden. Somit ist möglich, dass in Zukunft der Gesamtwirkungsgrad einer WKK-Anlage (z.B. mit Feuerung und Dampfmotor, exergetisch gewichteter Gesamtwirkungsgrad rund 100%) tiefer ist als bei einem Kraftwerk, in welchem die Abwärme nicht oder nur zu einem kleinen Teil genutzt wird.

Die Frage, was energetisch gesamtheitlich besser ist – Wärmeerkopplung mit Abwärmenutzung oder Stromerzeugung ohne Abwärmenutzung mit höherem Stromwirkungsgrad – wird in Kap. 1.2 des technischen Berichts im Detail behandelt.

Welche Umwandlungsverfahren sind von Bedeutung?

Da Holz als zellulosehaltiger Brennstoff mit einem Wassergehalt unter 50% für die Energienutzung mittels Vergärung (biologischer Abbau mit Bakterien respektive Pilzen) wenig geeignet ist, konzentriert sich die vorliegende Arbeit auf die thermochemischen Umwandlungsverfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse. Ein weiteres thermochemisches Verfahren ist die Verflüssigung unter hohem Druck (100 – 200 bar) bei 250 – 350°C. Dieses Verfahren könnte eventuell Bedeutung erlangen für die Entsorgung von mit organischen Substanzen belasteten Abwässern. Für die Energienutzung wird die Verflüssigung aber wegen des hohen technischen Aufwandes und der geringen Energieausbeute kaum je Bedeutung erlangen und daher in dieser Arbeit nicht untersucht.

Bei allen drei behandelten Prozessen Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse wird das Holz durch Einwirkung von Wärme in Gas und Holzkohle zersetzt. Dieser Zersetzungsprozess wird Pyrolyse genannt. Die drei Verfahren unterscheiden sich durch die Menge des zugeführten Sauerstoffes. Bei der *Verbrennung* wird soviel Sauerstoff zugeführt, dass eine vollständige Oxidation der Gase und der Holzkohle stattfinden kann. Um bei der *Vergasung* die notwendige Prozesstemperatur zu erreichen, wird ein Teil des produzierten Gases und der Holzkohle verbrannt. Bei der reinen *Pyrolyse* erfolgt die Wärmezufuhr von aussen. Es wird kein Sauerstoff zugeführt und demzufolge findet auch keine Verbrennung statt. Tabelle 1 zeigt die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale der drei Umwandlungsverfahren.

Die thermochemischen Umwandlungsverfahren sind der erste Schritt der Prozesskette, mit welcher die für die Nutzung gewünschte oder notwendige Endenergie (Wärme, Strom, Methan, Methanol etc.) erzeugt werden soll. Tabelle 4.2 im technischen Bericht gibt eine Übersicht über die möglichen Gesamtprozesse zur Gewinnung von Strom oder Wärme und Strom, aufgegliedert in einzelne Prozessschritte.

Prozess	Luftüberschuss λ [-]	Temperatur [°C]	Hauptprodukt	Wichtigste Verwendungsmöglichkeiten des Hauptprodukts
Verbrennung	> 1	800 – 1'300	heisses Abgas	Erzeugung von heissem Wasser, Dampf und Heissgas. Dampf und Heissgas zur Erzeugung von Strom
Vergasung	$0.2 < \lambda < 0.5$	700 – 900	heizwertreiches Produktgas	Brennstoff für Gasmotor, Gasturbine, Synthesegas (als Ausgangsbasis z.B. für Treibstoff oder Methan) und Brennstoffzellen
Pyrolyse	$0 < \lambda < 0.2^*$	400 – 700	heizwertreiche Flüssigkeit (Pyrolyseöl)	Brennstoff für Dieselmotor oder Gasturbine. Gas wird prozessintern genutzt, Holzkohle fällt als Nebenprodukt an.

Tabelle 1: Charakterisierung der thermochemischen Umwandlungsverfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse. Der Luftüberschuss λ ist das Verhältnis zwischen zugeführter und stöchiometrischen Luftmenge, welche für die vollständige Verbrennung nötig ist. * Bei reiner Pyrolyse ist $\lambda = 0$. In der Praxis wird oft ein Teil der Umwandlungsprodukte direkt verbrannt, so dass λ auch knapp grösser als 0 sein kann.

Beschreibung der Umwandlungsprozesse

Ausgehend von den aus den thermochemischen Umwandlungsverfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse entstandenen Zwischenprodukten (heisses Abgas, heizwertreiches Gas und Pyrolyseöl) wird Wärme, Strom, Methan oder Methanol erzeugt. Tabelle 2 zeigt die wichtigsten Prozessschritte, mit welchen aus Holz Strom erzeugt werden kann. Bei den Angaben in Tabelle 2 handelt es sich um eine grobe Charakterisierung. Insbesondere die Leistungsgrössen und die angegebenen Wirkungsgrade sind als Richtwerte zu betrachten. Im Einzelfall sind grosse Abweichungen möglich. Zudem ist zu beachten, dass sich einzelne Verfahren erst im Stadium der Entwicklung befinden und die Angaben in diesen Fällen eher zukünftige Erwartungen (und nicht mit Messwerten belegte Tatsachen) widerspiegeln. Ausser in der Prozesskette «Verbrennung-Dampf-Dampfturbine/-motor-Strom» sind in Zukunft noch entscheidende technische Veränderungen möglich. Eine vollständige und detaillierte Darstellung findet sich in den Kapiteln 2 bis 5 des technischen Berichtes.

In den nächsten Abschnitten sind die einzelnen Prozessschritte der Stromproduktion beschrieben und es wird der Stand der Technik aufgezeigt. Die reine Wärmenutzung sowie die Produktion von Methan und Methanol werden im technischen Bericht beschrieben.

Hauptprozess	Energieträger nach erster thermochemischer Umwandlung	Arbeitsmittel für Arbeitsprozess	Arbeitsmaschine	Merkmale	Kommerzielle Leistungsgrösse für Holz	Stromnutzungsgrad typ	Gesamtnutzungsgrad	Stand der Technik (gesamte Prozesskette)
Vergasung	heizwertreiches Produktgas (geringfügig entsprechend nachgeschaltetem Prozessschritt)	Gemischtes Produktgas / Verbrennungsluft	Verbrennungsmotor	Einsatz zusammen mit Festbrennstoff im Leistungsbereich 100 kWa - 5 MWa; Gleichstromvergaser; empfindlich auf Brennstoffqualität; Gegenstromvergaser; hoher Teergehalt im Gas.	100 kWa - 5 MWa	12 - 25 %	bis 75 %	erste kommerzielle Anlagen bestehen, Langzeiterfahrung fehlt. Offene Probleme: Eignung für vorhandene Brennstoffsortiment, Gasreinigung, Automatisierung und Zuverlässigkeit, Langzeiterhalten der Motoren
			Gasturbine	Für Grossanlagen mit Wirkungsgraden von integrierten Gas-Dampfturbinen-Kesseln (IGCC) Brennstoff wird getrocknet	grösser 30 MWa	IGCC: Strom: bis 45 % WKK: 30 - 40 %	bis 75 %	Erste Pilotanlagen in Betrieb (Värnamo, Bunnings) oder im Bau (ARBRE) offene Probleme: Langzeiterhalten von Gasreinigung und Gasturbine
Verbrennung	heisses Abgas (erhitzt Arbeitsmittel über einen Wärmetauscher)	Dampf	Brennstoffzelle Dampfmotor oder Dampfturbine	direkte Umwandlung der chemischen Energie in Elektrizität. η abhängig von Dampfdruck und -temp. am Turbinenritzt und -ausstritt (Temp. Niveau der Abwärme)	einige kW bis einige MW	50 - 60 %	bis 75 %	Forschung und Entwicklung, Hauptprobleme: Gasreinigung, geeignete Brennstoffzelle
			geschlossene Gasturbine	Externe Verbrennung (Arbeitsgas erhitzt über Wärmetauscher; ändert seine Zusammensetzung nicht)	500 kWa - 500 MWa nach unten beschränkt wegen Wirtschaftlichkeit	Grossanlagen nur Strom: 30 - 42 % Kleinanlagen mit WKK: 8 - 12 %	bis 80 %	Ganze Prozesskette ausgereift, kommerziell erprobt. Hauptproblem: Wirtschaftlichkeit und Stromnutzungsgrad der Anlagen unter 5 MWa
			Stirling-Motor	Externe Verbrennung (Arbeitsgas erhitzt über Wärmetauscher; ändert seine Zusammensetzung nicht)	2 - 30 (600) MWa	20 - 35 %	bis 80 %	Forschung und Entwicklung, Pilotanlage in Belgien (500 kWa) in Phase der Inbetriebsetzung. Hauptproblem: Heissgaswärmetauscher (Gas/Gas bei ca. 1000°C)
Pyrolyse	Pyrolyseol	Gemischtes Pyrolyseol / Verbrennungsluft	Dieselmotor	Produktion des Öls in zentralen Grossanlagen. Nutzung in dezentralen Anlagen. Öl muss wärmschweigend aufbereitet werden (up-grading)	10 - 200 kWa	15 - 30 %	bis 80 %	Forschung und Entwicklung, Hauptprobleme: Dichtheit, Verschleiss im Abgas, hohe Investitionskosten, Luverteiligkeit, Heissgaswärmetauscher
			Gasturbine	Produktion des Öls in zentralen Anlagen. Öl muss wärmschweigend aufbereitet werden (up-grading)	Produktion Pyrolyseol: Demoanlage > 20 MW, kommerziell > 100 MW, Stromerzeugung dezentral: 100 kWa - 5 MWa	23 %	kleiner 50 %	Forschung, Schwerpunkt der Forschung: Optimierung des Pyrolyseprozesses, Up-Grading, Eignung des Pyrolyseol in Dieselmotor
					Produktion Pyrolyseol: Demoanlage > 20 MW, kommerziell > 100 MW, Stromerzeugung dezentral: bis 30 MWa	23 %	kleiner 50 %	Forschung, Schwerpunkt der Forschung: Optimierung des Pyrolyseprozesses, Up-Grading, Eignung des Pyrolyseol in Gasturbine

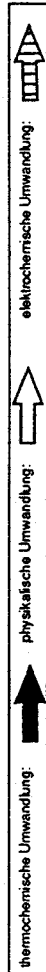


Tabelle 2: Prozessschritte zur Erzeugung von Strom aus Holz. Die Prozesse zur Produktion von Methan und Methanol sind im Kapitel 5 beschrieben.

Verbrennung

Prozessbeschreibung

Ziel der Verbrennung ist es, die chemische Energie des Holzes durch Oxidation vollständig in Wärme umzuwandeln. Die Verbrennung von Holz läuft in mehreren Teilschritten ab. Zuerst wird das Holz durch Erwärmung im Feuerraum getrocknet und durch den Kontakt mit Verbrennungsluft in Gase und Holzkohle zersetzt. Die Holzkohle wird durch Zufuhr von Luft zu Kohlenmonoxid vergast. Die aus dem Holz und der Holzkohle freigesetzten Gase oxidieren anschliessend mit der Verbrennungsluft in einer Gasflamme.

Bei der Strom- und Wärmenutzung geben die heissen Abgase ihre Energie über einen Wärmetauscher an ein Arbeitsmedium ab, zum Beispiel an Wasser für die Dampferzeugung. Die Wärme der heissen Abgase kann aber auch über einen Heissgaswärmetauscher auf ein Gas übertragen werden, welches z.B. mittels Stirlingmotor oder geschlossener Gasturbine in einem geschlossenen Kreisprozess zur Erzeugung von mechanischer Arbeit verwendet wird.

Mit moderner Verbrennungstechnik ist es heute möglich, eine nahezu vollständige Verbrennung der Gase und eine emissionsarme Energienutzung zu erreichen.

Anforderungen an den Brennstoff

Die Verbrennungstechnik stellt geringe Anforderungen an die Brennstoffeigenschaften. Es kann Holz verschiedenster Stückigkeit mit hohem Feinanteil und mit einem Wassergehalt bis 60% verbrannt werden. Auch Fremdstoffe und Verunreinigungen führen bei fachgerechter Planung und Ausführung zu keinen Problemen.

Stand der Technik

Die Verbrennungstechnik für Anlagegrössen von 20 kW bis 100 MW ist ausgereift. Die Konstruktion sowie die Steuerung und Regelung moderner Anlagen ermöglichen auch bei variierender Last tiefe Emissionswerte von unvollständig verbrannten Schadstoffen (Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe). Zur Reduktion von Stickoxid, Staub und anderen Schadstoffen, welche von Verunreinigungen herühren, stehen heute effiziente Techniken der Abgasreinigung zur Verfügung. Grenzen für den Einsatz von emissionsmindernden Massnahmen ergeben sich in erster Linie durch Investitions- und Betriebskosten.

Energetische und ökologische Aspekte

Mit der Verbrennung kann ein hoher Umwandlungswirkungsgrad von über 90% erreicht werden. Bei reiner Wärmenutzung kann nahezu die gesamte umgesetzte Energie (Wärme des Abgases) genutzt werden. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung hängt vor allem von den nachgeschalteten Prozessschritten ab und liegt im Bereich von 8 – 42%.

Bei entsprechendem Aufwand für die Abgasreinigung sind die mit dem Abgas emittierten Schadstoffmengen gering. Von Bedeutung sind vor allem die Staub- und Stickoxidemissionen. Bei grossen Anlagen sind die durch Entstickung und Entstaubung verursachten Zusatzkosten wirtschaftlich tragbar. Bei unbelastetem Holz kann die anfallende Rostasche als Abfalldünger verwendet werden. Reststoffe aus der Abgasreinigung müssen entsorgt werden. Bei Anlagen mit Abgaskondensation fällt ein Kondensat an, das nach einer allfälligen Vorbehandlung in die Kanalisation eingeleitet werden kann.

Die detaillierte Beschreibung des Verbrennungsprozesses zeigt Kapitel 2.2.

Vergasung

Prozessbeschreibung

Bei der Vergasung wird einem festen Brennstoff wie Kohle oder Holz bei Temperaturen im Bereich von 700 – 900°C eine unterstöchiometrische Menge an Oxidationsmittel zugeführt. Dabei verbrennt ein Teil des Brennstoffs, wobei die freigesetzte Wärme zur thermischen Zersetzung des restlichen Brennstoffs dient. Das bei der Vergasung erzeugte Produktgas liefert ein Gasgemisch aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Methan, Kohlendioxid, Wasserdampf und Luftstickstoff. Als Folge unvollständiger Vergasung enthält das Produktgas zudem noch mehr oder weniger grosse Mengen unerwünschter Teerverbindungen (höhersiedende Kohlenwasserstoffe) sowie Phenole und Kohlenstoff.

Die Verfahren zur Holzvergasung lassen sich in Festbett- und Wirbelschichtverfahren einteilen. Festbettvergaser werden für Leistungen von 100 kW_{th} bis 10 MW_{th} und Wirbelschichtvergaser für Leistungen ab 20 MW_{th} eingesetzt. In kleinen und mittleren Anlagen wird als Vergasungsmittel ausschliesslich Luft verwendet. Damit der Heizwert des Gases erhöht werden kann, kommt in Wirbelschichtvergasern als Vergasungsmittel auch Wasserdampf oder mit Sauerstoff angereicherte Luft zum Einsatz.

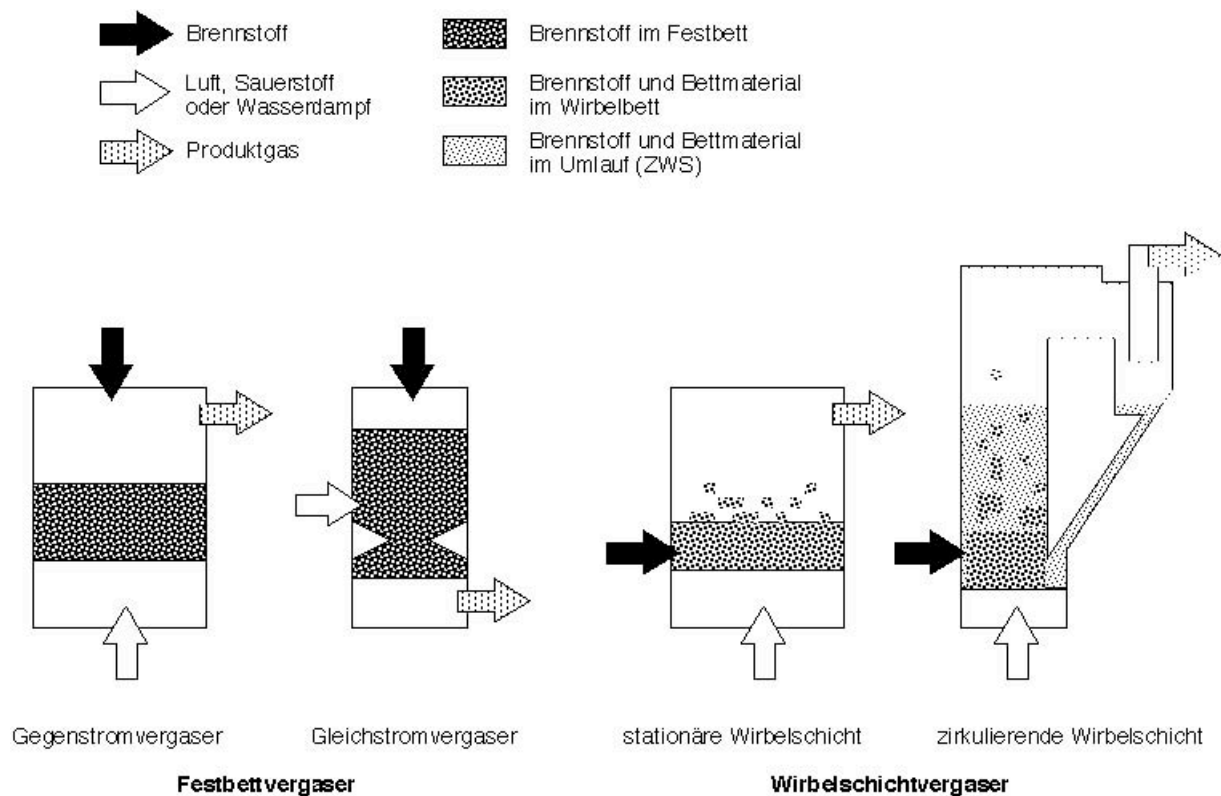


Abbildung 1 Schematische Darstellung der vier wichtigsten Vergasertypen. Festbettvergaser: Gegenstromvergaser und Gleichstromvergaser. Wirbelschichtvergaser: stationäre Wirbelschicht und zirkulierende Wirbelschicht.

Anforderungen an den Brennstoff

Festbett-Gegenstromvergaser stellen keine hohen Anforderungen an den Brennstoff, weder bezüglich Stückigkeit noch bezüglich Wassergehalt. Ihr Nachteil ist aber, dass das produzierte Gas einen hohen Teergehalt aufweist. Damit der relativ hohe Energieinhalt des Teers genutzt werden kann, muss er in einem nachgeschalteten Verfahren (z.B. mit katalytischer Gasreinigung) in Produktgas umgewandelt werden.

Festbett-Gleichstromvergaser stellen in der Regel hohe Anforderungen an den Brennstoff. Mit trockenem Klötzchenbrennstoff kann mit dem klassischen Imbert-Vergaser eine gute Gasqualität mit tiefem Teergehalt erreicht werden. Mit Neukonstruktionen wurde und wird immer wieder versucht, dass Gleichstromvergaser unempfindlicher auf die Brennstoffeigenschaften (Stückigkeit, Feuchte) reagieren. Entsprechende Nachweise im praktischen Langzeiteinsatz sind aber noch ausstehend.

Die Wirbelschichtverfahren erfordern einen einheitlichen, kleinstückigen Brennstoff. Je nach Ausgangsmaterial ist vor Ort eine Nachzerkleinerung nötig. Der Wassergehalt muss unter 15% liegen, was in der Regel eine Trocknung erfordert. Wirbelschichtvergaser werden im kommerziellen Einsatz eine Leistung von über 50 MW_{th} aufweisen. In dieser Leistungsgröße haben die Investitionskosten der Brennstoffaufbereitung im Vergleich zu den Brennstoffkosten einen geringen Einfluss auf die Energiegestehungskosten.

Stand der Technik

Gegenstrom-Festbettvergaser werden im Leistungsbereich von 100 kW_{th} bis 10 MW_{th} eingesetzt. Das Hauptproblem der Gegenstromvergaser ist der hohe Teergehalt im Gas, was aufwendige und/oder energetisch ungünstige Verfahren zur Teerminderung erfordert. Für eine motorische Nutzung des Gases werden deshalb Gleichstrom-Festbettvergaser bevorzugt, welche ein Gas mit wesentlich geringerem Teergehalt produzieren.

Gleichstrom-Festbettvergaser sind für den Leistungsbereich von 10 kW_{th} bis 2000 kW_{th} konzipiert. Mit stückigen, trockenen Holzbrennstoffen kann in der Regel ein Gas erzeugt werden, welches nach einer Gasreinigung für motorische Zwecke geeignet ist. Entsprechende Erfahrungen liegen vor, wobei unter schweizerischen Verhältnissen noch keine Langzeiterfahrungen existieren. Die Brennstoffanforderungen sind bei Gleichstromvergasern allerdings höher als bei Feuerungsanlagen oder Gegenstromvergasern. Von den vielen angebotenen Gleichstromvergasern sind wahrscheinlich nur wenige in der Lage, mit üblichen Holzsnitzeln ohne Vortrocknung ein teearmes Gas zu erzeugen, welches mit vertretbarem Aufwand gereinigt und motorisch genutzt werden kann.

Wirbelschichtvergaser wurden für den Leistungsbereich ab 20 MW_{th} entwickelt. Die Qualität des Rohgases bezüglich Teer- und Partikelgehalt ist deutlich schlechter als bei Gleichstrom-Festbettvergasern. Wirbelschichtvergaser werden bei atmosphärischem Druck oder als druckaufgeladene Vergaser betrieben. Das Produktgas von druckaufgeladenen Vergasern kann ohne weitere Druckerhöhung der Brennkammer einer Gasturbine zugeführt werden. Bei atmosphärisch betriebenen Vergasern muss das Produktgas mittels Kompressor auf das bei Gasturbinen erforderliche Druckniveau gebracht werden.

Das Produktgas muss vor der Nutzung gereinigt werden. Die verwendeten Verfahren der Gasreinigung hängen dabei vom Vergasertyp und von der nachfolgenden Anwendung ab. Für die Verwendung von Produktgas aus Festbettvergasern in Motoren sowie von atmosphärisch betriebenen Wirbelschichtvergasern in Gasturbinen muss das Gas von Teer und Partikeln gereinigt werden. Dazu sind verschiedene nasse oder trockene Reinigungstechniken möglich. Langzeiterfahrungen bei der Reinigung von Produktgas sind aber noch nicht vorhanden. Offen ist auch noch, welches die geeigneten und kostengünstigen Verfahren zur Abwasser- bzw. Kondensatbehandlung sind. Da zudem noch

keine gesicherten Daten über die Qualitätsanforderungen an das Produktgas für die Nutzung in Motoren und Gasturbinen vorliegen, kann heute die Frage nach der optimalen Gasreinigung noch nicht beantwortet werden.

Für den Einsatz von Produktgas aus druckaufgeladenen Wirbelschichtvergaseren in Gasturbinen ist eine Teerabscheidung nicht zwingend erforderlich, da die Teere in der Brennkammer verbrannt werden können und die Kompression des Produktgases entfällt. Aus diesem Grund kommt für den Gasturbineneinsatz nach einer Druckvergasung eine trockene Gasreinigung in Frage. Die Filtertemperatur sollte dabei so hoch wie möglich sein, damit ein Auskondensieren von Teeren im Filter sicher vermieden wird und um Energieverluste durch die Gaskühlung zu vermeiden. Da die Turbinenschaufeln jedoch empfindlich auf Alkalimetalle sind, muss die Abscheidetemperatur so weit abgesenkt werden, dass auch Alkalimetalle abgeschieden werden. Für eine optimale Abscheidung von Partikeln und Alkalimetallen werden die Filter deshalb bei einer Temperatur um 350°C betrieben. Beim Einsatz einer Wirbelschichtvergasung unter Druck ergibt sich ein erhöhter Aufwand für die Brennstoffzuführung und für den Vergaserbetrieb. Dafür ist der Volumenstrom für die Gasreinigung um Faktoren geringer als bei einer atmosphärischen Vergasung, was den Einsatz von Keramikfiltern möglich macht. Im weiteren entfällt die Kompression des Produktgases vor der Brennkammer.

Bei einer atmosphärischen Vergasung kommt der Einsatz von Keramikfiltern aus Kostengründen nicht in Frage. Im weiteren ist eine Verdichtung des Produktgases erforderlich, wobei die sichere Vermeidung von Teerkondensation im Verdichter eine Teerabscheidung voraussetzt. Zur Gasreinigung kommt deshalb eine Kombination aus Gewebefilter und Nasswäscher zum Einsatz.

Die Vergasungstechnik auf der Basis der Wirbelschichtverfahren ist heute ausgereift und erprobt und als kommerzielles Produkt verfügbar. Das grösste Risiko besteht in der Wahl der geeigneten Gasreinigung, welche die Anforderungen für die Nutzung in Gasturbinen erfüllen muss. Demnächst sollte in Holland der Bauentscheid für die erste kommerzielle Anlage fallen, in welcher vor allem Altholz in einer atmosphärischen Wirbelschicht vergast und das Gas in einem Kombikraftwerk mit Gasturbine und Dampfturbine (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) zur Stromerzeugung eingesetzt werden soll.

Energetische und ökologische Aspekte

Mit der Vergasung kann ein Umwandlungswirkungsgrad von Holz zu Produktgas von 70 – 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 – 25%, bei Kraftwerken mit Gasturbinen und Kombiprozess im Bereich von 30 – 45%. Mit Brennstoffzellen könnten Wirkungsgrade von 50 – 60% erreicht werden.

Die festen Rückstände weisen je nach Vergaser einen geringen bis sehr hohen Anteil an Kohlenstoff auf. Wieweit diese Rückstände in einer Verbrennungsanlage oder als Abdünger genutzt werden können oder als feste Rückstände entsorgt werden müssen, ist noch offen.

Da vor der Anwendung in der Arbeitsmaschine (Gasmotor oder Gasturbine) das Gas gereinigt werden muss, ist der Gehalt an Feststoffen in den Abgasen gering. Entsprechend den geltenden Emissionsanforderungen wird in den meisten Fällen eine Abgasreinigung mittels Katalysator zur Reduktion von unverbrannten Gasen und Stickoxiden erforderlich sein. Bei der Gasreinigung fallen je nach Verfahren feste oder flüssige Rückstände an, welche entsorgt werden müssen. Flüssige Rückstände können allenfalls bei der Vergaseranlage aufbereitet und anschliessend in die Kanalisation eingeleitet werden.

Die detaillierte Beschreibung des Vergasungsprozesses zeigt Kapitel 2.3.

Pyrolyse

Prozessbeschreibung

Als Pyrolyse wird die thermische Zersetzung von kohlenstoffhaltigem Material bei Temperaturen zwischen 400 und 700 °C bezeichnet. Die Umsetzung des festen Brennstoffes durch Pyrolyse erfolgt nur durch Einwirkung hoher Temperatur, also im Gegensatz zur Vergasung ohne Zufuhr eines Oxidationsmittels. Als Reaktionsprodukte entstehen Koks (Holzkohle), Pyrolyseöl und Gas (siehe Abbildung 2.13).

Von Bedeutung für die Stromproduktion ist die schnelle Pyrolyse, mit welcher eine hohe Ausbeute von Pyrolyseöl erzielt werden soll. Um dies zu erreichen, muss das produzierte Gemisch aus Gas und Öl nach der Pyrolyse rasch abgekühlt werden.

Ohne Berücksichtigung des Aufwandes an Fremdenergie liegt der Wirkungsgrad für die Produktion von Pyrolyseöl bei rund 40 – 60%.

Anforderung an den Brennstoff

Im Vergleich zur Vergasung sind die Anforderungen an den Brennstoff und die Prozessführung bei der Pyrolyse höher. Der Brennstoff darf eine maximale Korngröße von 6 mm und eine Brennstofffeuchte von 10% nicht überschreiten. Selbst bei trockenem Brennstoff mit Brennstofffeuchte unter 10% enthält das Pyrolyseöl mindestens 15 Gew.-% Wasser.

Stand der Technik

Die Pyrolyse befindet sich noch weitgehend im Stadium der Forschung. Nebst Arbeiten zur Optimierung des Pyrolyseprozesses haben die laufenden Forschungsanstrengungen vor allem geeignete Verfahren zur Veredelung der Pyrolyseöle zum Ziel. Entscheidend für den praktischen Einsatz ist neben dem Wirkungsgrad auch, wieweit das produzierte Pyrolyseöl vor der Lagerung und Nutzung noch aufbereitet werden muss. Die Aussagen dazu sind widersprüchlich. Weitere Ziele der Forschung sind u.a. besseres Zündverhalten, Mischbarkeit mit fossilen Treibstoffen und Verminderung der Aggressivität.

Energetische und ökologische Aspekte

Mit der Pyrolyse kann ein Umwandlungswirkungsgrad vom Holz zu Pyrolyseöl von 40 – 60% erreicht werden. Entsprechend ist der Nutzungsgrad der Stromerzeugung auch bei Verbrennungsmotoren mit hohem Wirkungsgrad im Bereich von maximal 20 – 30%.

Daten über die bei der Pyrolyseproduktion sowie bei der Nutzung von Pyrolyseöl anfallenden gasförmigen und festen Rückstände sind nicht bekannt. Sofern die Emissionsgrenzwerte überschritten werden, ist der Einsatz von Sekundärmaßnahmen erforderlich.

Die detaillierte Beschreibung des Pyrolyseprozesses zeigt Kapitel 2.4.

Dampfprozesse

Zur Stromerzeugung mittels Dampfprozess wird heute vorwiegend Wasser als Arbeitsmedium verwendet. Abbildung 2 zeigt das Anlageschema eines Kraftwerks mit Dampfturbine und Nutzung der Abwärme zu Heizzwecken.

Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung hängt von den Drücken und Temperaturen vor und nach der Dampfmaschine (Motor oder Turbine) ab. Je höher die Drücke im Verdampfer/Überhitzer sind, desto höher ist der erreichbare Stromwirkungsgrad. Hohe Drücke und Temperaturen erhöhen aber die Inve-

stionskosten und das Risiko von Korrosion. Um einen hohen Stromwirkungsgrad zu erreichen, sollte zudem die Temperatur im Kondensator möglichst tief sein, ohne Abwärmenutzung z.B. bei ca. 30°C. Bei hohen Temperaturen und Drücken (über 100 bar) vor der Turbine und tiefen Kondensationstemperaturen können damit Wirkungsgrade von 30 – 42% erreicht werden. Wenn die Abwärme jedoch zu Heizzwecken genutzt wird, so muss die Temperatur im Kondensator im Bereich von 100°C liegen, was eine Wirkungsgradeinbusse von 10 – 15% zur Folge hat.

Bei kleinen Anlagen im Leistungsbereich unter 1 MW_{el} liegen die Dampfdrücke im Kessel und Überhitzer aus Kostengründen im Bereich von 20 – 30 bar. Soll die Abwärme genutzt werden, liegt der erreichbare Stromwirkungsgrad bei ca. 8 – 12%.

Statt Dampfturbinen können bei kleinen Anlagen auch Dampfmaschinen verwendet werden. Der Hauptvorteil der Motoren liegt im besseren Teillastwirkungsgrad.

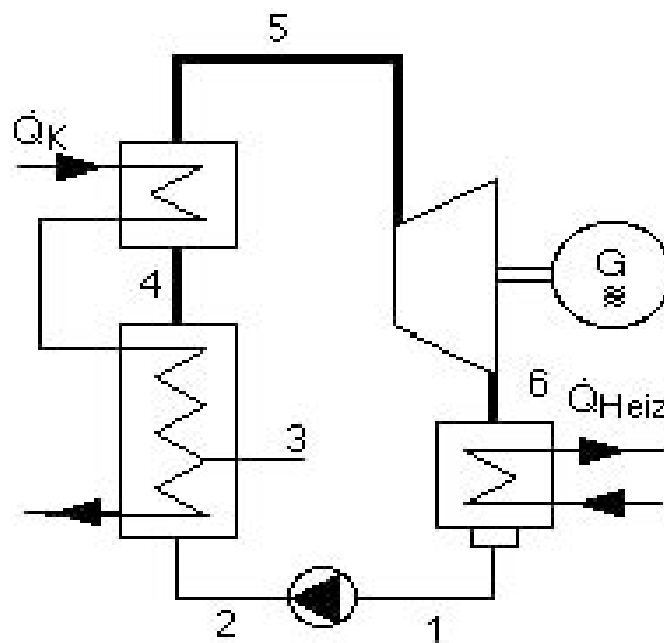


Abbildung 2: Anlageschema eines Dampfprozesses mit den Hauptkomponenten Speisewasserpumpe, Kessel, Turbine und Kondensator. Die einzelnen Prozessschritte sind:

- 1 – 2 Druckerhöhung durch die Speisewasserpumpe auf das Niveau am Turbineneintritt zuzüglich der Druckverluste
- 2 – 3 Erwärmung des Wassers im Economizer und/oder Kessel auf Verdampfungstemperatur
- 3 – 4 Verdampfung des Wassers im Dampfkessel
- 4 – 5 Überhitzen des Dampfes (Temperaturerhöhung bei gleichbleibendem Druckniveau) im Überhitzer
- 5 – 6 Expansion des Dampfes unter Umwandlung eines Teils der Energie in mechanische Arbeit
- 6 – 1 Kondensation des Dampfes im Kondensator. Nutzung der dabei anfallenden Abwärme zu Heizzwecken.

Die detaillierte Beschreibung des Dampfprozesses zeigt Kapitel 4.2.4

Verbrennungsmotoren

Das in Vergasern produzierte Produktgas kann nach entsprechender Gasreinigung in Verbrennungsmotoren verwendet werden. Zum Einsatz kommen Ottomotoren (reiner Gasbetrieb und Zündung mit Zündkerze) oder Hybridmotoren (Gas als Haupttreibstoff mit Dieselölzugabe als Zündstrahl). Zündstrahlmotoren weisen den Vorteil auf, dass sie bei Ausfall der Gasproduktion auf reinen Dieselbetrieb umgestellt werden können.

Im Vergleich zu mit Erdgas betriebenen Otto- oder mit Dieselöl betriebenen Dieselmotoren werden beim Einsatz von Produktgas die Motorenleistung und der Wirkungsgrad reduziert. Bei Ottomotoren beträgt die Leistungsreduktion mindestens 25%. Sie kann teilweise kompensiert werden durch höhere Verdichtung und Aufladung mittels Turbolader. Der Turbolader stellt aber bezüglich Teergehalt eher höhere Anforderungen an die Gasqualität als der Motor selbst.

Die grösste Unsicherheit bei der Verwendung von Verbrennungsmotoren liegt bei den Qualitätsanforderungen an das Produktgas. Langzeiterfahrungen mit definierter Produktgasqualität fehlen bisher. Die detaillierte Beschreibung der Verbrennungsmotoren zeigt Kapitel 4.1.2.

Offene Gasturbine

In offenen Gasturbinen müssen die Verbrennungsluft und das Produktgas vor der Brennkammer verdichtet werden. Beim Einsatz von Druckvergasern entfällt die Kompression des Produktgases. Nach der Verbrennung des Produktgases in der Brennkammer wird das heisse Abgas unter Druck auf die Turbine geleitet. Ein Teil der von der Turbine erzeugten mechanischen Arbeit wird für die Verdichtung der Verbrennungsluft und evtl. des Produktgases verwendet. Abbildung 3 zeigt das Anlageschema einer einfachen offenen Gasturbine.

Zur Vermeidung von zu hohen Temperaturen an den Turbinenschaufeln werden offene Gasturbinen mit grossem Luftüberschuss betrieben. Die dadurch verursachten hohen Massenströme und die hohen Temperaturen am Turbinenausstritt ergeben einen relativ tiefen elektrischen Wirkungsgrad. Für den kommerziellen Einsatz von Gasturbinen zur Stromproduktion muss die Energie der heissen Abgase noch genutzt werden, z.B. für die Erzeugung von Dampf in einem Kombiprozess mit Gasturbine und Dampfturbine.

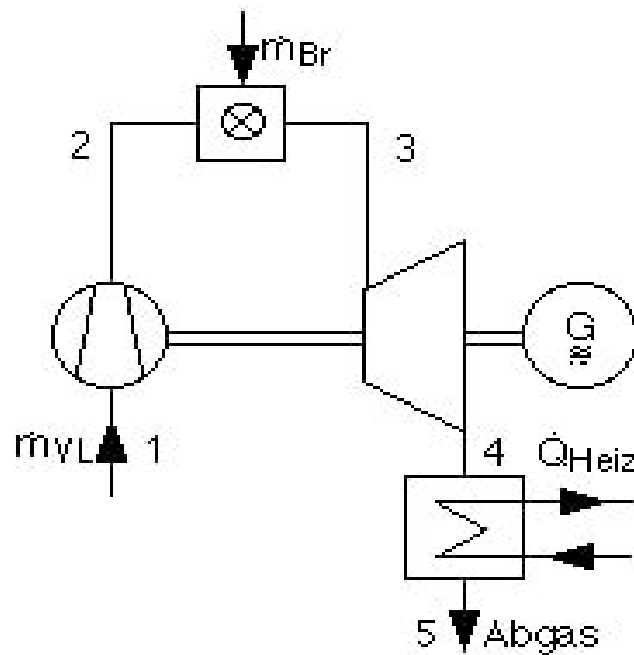


Abbildung 3 Anlagenschema einer einfachen, offenen Gasturbine. Prozessschritte:

- 1 – 2 Im Kompressor wird die Verbrennungsluft auf den am Turbineneintritt gewünschten Druck verdichtet.
- 2 – 3 In der Brennkammer wird der verdichteten Verbrennungsluft der Brennstoff beigemischt und gezündet.
- 3 – 4 Expansion der heissen Verbrennungsgase in der Turbine und Umwandlung eines Teils der Energie in mechanische Energie.
- 4 – 5 Abwärmenutzung, meist zur Erzeugung von Dampf, mit welchem eine Dampfturbine betrieben wird.

Der Wirkungsgrad von Gasturbinen wird vor allem bestimmt durch die Turbinen-Eintrittstemperatur, das Druckverhältnis zwischen Ein- und Austritt, die Rekuperation (Aufheizen der Verbrennungsluft mit den heissen Abgasen), sowie den Wirkungsgraden von Verdichter und Turbine. Der maximale elektrische Wirkungsgrad schwankt je nach Wert dieser Parameter im Bereich von 15% bis gegen 45%, wobei der obere Wert nur mit modernen, fossil betriebenen Turbinen grosser Leistung erreicht wird.

Die detaillierte Beschreibung des Gasturbinenprozesses zeigt Kapitel 4.1.1.

Geschlossene Gasturbine

Der Aufbau geschlossener Gasturbinen ist ähnlich wie derjenige offener Gasturbinen. Im Gegensatz zu den offenen Gasturbinen erfolgt die Wärmezufuhr an das verdichtete Gas nicht durch eine interne Verbrennung, sondern über einen Hochtemperaturwärmetauscher. Wie bei der offenen Gasturbine wird die mechanische Arbeit in einer Turbine erzeugt. In einem Wärmetauscher wird das expandierte Gas gekühlt, bevor es im Kompressor wieder auf den hohen Druck komprimiert wird. Als Arbeitsmedium kommen Helium und Luft zum Einsatz.

Wird Luft als Arbeitsmedium verwendet, so kann diese – anstatt dass sie nach der Turbine dem Kompressor zugeführt wird – als Verbrennungsluft genutzt werden. Der Kompressor wird dabei mit Umgebungsluft beaufschlagt. Die Prozesscharakteristik einer solchen Anlage entspricht thermodynamisch gesehen einem geschlossenen Gasturbinenprozess, obwohl die Luft im Arbeitsprozess ersetzt wird. Häufig werden solche Anlagen auch als Heissluftturbinen bezeichnet.

Hauptproblem bei der Anwendung von geschlossenen Gasturbinen ist der Hochtemperaturwärmetauscher. Die Beanspruchung dieses Bauteils ist wegen Temperaturen bis zu 1000 °C extrem hoch. Zudem wird der Wärmetauscher wegen der grossen Volumenströme der heissen Gase im Vergleich zu einem Gas-Wasser-Wärmetauscher sehr gross.

Der geschlossene Gasturbinenprozess für die Stromerzeugung mit Biomasse befindet sich im Stadium der Forschung. Eine Versuchsanlage mit einer Leistung von 500 kW_{el} steht in Belgien vor der Inbetriebnahme.

Die detaillierte Beschreibung der geschlossenen Gasturbine zeigt Kapitel 4.2.2.

Stirlingmotor

Der Stirlingprozess ist ein thermodynamisch optimaler Prozess, um Arbeit aus Wärme zu gewinnen. Er erreicht den gleichen theoretischen Wirkungsgrad wie der Carnot-Prozess, kann jedoch im Gegensatz zum Carnot-Prozess tatsächlich realisiert werden. Im praktischen Einsatz wird allerdings der hohe theoretisch mögliche Wirkungsgrad durch Reibungsverluste und andere Einflüsse stark reduziert. Die effektiv erreichbaren Stromwirkungsgrade liegen deshalb im Bereich von 15 – 30%.

Neben dem hohen theoretisch erreichbaren Wirkungsgrad weist der Stirlingmotor den Vorteil auf, dass jede Hochtemperaturquelle zum Aufheizen des Arbeitsmittels über einen Wärmetauscher verwendet werden kann, also sowohl heisse Abgase aus der Verbrennung fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe als auch Sonnenenergie. Damit die Wärmetauscherfläche des Stirlingmotors aber nicht zu schnell verschmutzt oder korrodiert, müssen die zur Beheizung verwendeten Abgase möglichst sauber sein. Bei Verwendung von Holz zum Antrieb eines Stirlingmotors ergeben sich deshalb vor allem folgende Schwierigkeiten:

- Die Verbrennungsgase können korrosiv sein, dies erfordert spezielles Wärmetauschermaterial.
- Der Wärmetauscher muss so gestaltet sein, dass er einfach gereinigt werden kann.
- Eine für einen hohen Wirkungsgrad erforderliche hohe mittlere Temperatur der Wärmezufuhr ist mit Holz als Brennstoff schwerer zu erreichen als mit Gas- und Ölbrennern.

Die Verwendung von Stirlingmotoren für die Stromerzeugung aus Holz ist heute noch im Stadium der Forschung. Im Rahmen von Forschungsprojekten sind in Europa zum Beispiel in Dänemark und Österreich Versuchsanlagen im Betrieb oder in Entwicklung.

Die detaillierte Beschreibung des Stirlingmotors zeigt Kapitel 4.2.3.

Brennstoffzellen

In Brennstoffzellen wird die chemische Energie eines Brennstoffs direkt, also ohne den Umweg über einen thermochemischen Prozess in Elektrizität umgewandelt. Eine Brennstoffzelle funktioniert ähnlich wie eine Batterie. Im Gegensatz zur Batterie werden jedoch nicht die Elektroden verbraucht, sondern der zugeführte Brennstoff. Mögliche Brennstoffe sind heute z.B. Wasserstoff oder Erdgas, in Zukunft könnte es auch Produktgas oder Methanol aus Biomasse sein. Im Gegensatz zu Verbrennungs- und Wärmekraftmaschinen, deren Wirkungsgrad aus thermodynamischen Gründen auf ein vergleichsweise tiefes Niveau begrenzt ist (Carnot-Wirkungsgrad, siehe Kapitel 4), können Brennstoffzellen bei Umgebungstemperatur einen theoretischen Wirkungsgrad von annähernd 100% erreichen. Der im praktischen Einsatz erreichbare Wirkungsgrad ist aber wesentlich tiefer. Bis anhin wurden Wirkungsgrade von ca. 50 bis 60% erzielt. Da Brennstoffe aus Biomasse wegen ihrer Zusammensetzung schwieriger zu verwenden sind als Erdgas, kann mit dem Einsatz von Synthesegas oder Methanol aus Biomasse erst dann gerechnet werden, wenn sich die Technik mit Erdgas etabliert hat.

Die detaillierte Beschreibung der Brennstoffzellen zeigt Kapitel 4. 3.

Herstellung von Methan

Das Gas von einem Holzvergaser kann in Form eines gereinigten Synthesegases als Ausgangsmaterial für verschiedene Prozesse zur Herstellung von flüssigen oder gasförmigen Produkten verwendet werden. Die kommerziellen Prozesse zur Synthesegasumwandlung werden im gross-technischem Massstab betrieben. Für die Vergasung kommen daher in erster Linie Wirbelschichtvergaser mit grosser Leistung zum Einsatz. Um ein Gas mit hohem Heizwert zu erzeugen, wird meistens Sauerstoff oder Wasserdampf als Vergasungsmittel verwendet. Eine Möglichkeit zur Nutzung des in einem Vergaser produzierten Synthesegases ist die Produktion von Methan (Erdgas). Ein entsprechendes Konzept mit Einspeisung ins Erdgasnetz wird in der Schweiz von Gazobois vorgeschlagen.

Zur Einspeisung des produzierten Methans ins Erdgasnetz müssen hohe Qualitätsanforderungen erfüllt werden, so muss das Gas unter anderem frei sein von CO und Inertgasen wie CO₂ und N₂. Nach einer aufwendigen Gasreinigung kann das Synthesegas über mehrere verfahrenstechnisch erprobte Prozessschritte in Methan umgewandelt werden. Wichtige Prozessschritte sind dabei die CO-Shiftreaktion und das Auswaschen von CO₂ (siehe Kapitel 5.1 mit Abbildung 5.1). Unter idealen Bedingungen sind im Methan rund 54% der im Holz eingesetzten Energie enthalten.

Die detaillierte Beschreibung der Methanproduktion zeigt Kapitel 5.1.

Herstellung von Methanol

Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung von Synthesegas ist die Produktion von Methanol, welches als Treibstoff zum Antrieb von Fahrzeugen verwendet werden kann. Im Rahmen des Projekts Biometh wurden in der Schweiz die Möglichkeiten der Methanolherstellung aus Holz und organischen Abfallstoffen untersucht. Als mögliches Verfahren wird eine Prozessvariante vorgeschlagen, mit welcher 33% der Brennstoffenergie in Methanol, 8% in Strom und 36% in nutzbare Abwärme umgewandelt werden kann.

Die detaillierte Beschreibung der Methanolproduktion zeigt Kapitel 5.2.

Wirtschaftlichkeit

Ein Ziel der vorliegenden Studie ist, die verschiedenen Alternativen der Energieerzeugung aus Holz in wirtschaftlicher Hinsicht miteinander zu vergleichen. Allerdings ist ein detaillierter Wirtschaftlichkeitsvergleich vor allem aus folgenden Gründen schwierig:

- Die verschiedenen Nutzungsarten für Holz befinden sich auf sehr unterschiedlichen Entwicklungsstufen. Die Stromerzeugung mittels Verbrennung und Dampfturbine oder -motor ist seit vielen Jahren kommerziell im Einsatz und deren Kosten sind daher bekannt. Im Gegensatz dazu sind zum Beispiel bei der Stromerzeugung mittels Vergasung und Brennstoffzellen noch viele technische Fragen nicht gelöst. Solange aber noch entscheidende Fragen offen sind, können keine genauen Angaben über Kosten und Betriebsaufwand gemacht werden. Da einzelne Komponenten zudem auf dem Markt gar nicht erhältlich sind, kann der eventuelle zukünftige Marktpreis nur grob abgeschätzt werden. Im weiteren können die Angaben je nach Land und Interessen stark variieren.
- Je nach Prozesskette kann der Brennstoffpreis einen kleinen oder grossen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben. Bei Kleinanlagen unter 1 MW_{el} beträgt der Anteil der Brennstoffkosten weniger als 25%. Bei Grossanlagen kann er dagegen mehr als 60% ausmachen. Vor allem bei Grossanlagen ist somit ein Vergleich nur auf Basis eines vorgegebenen Energieholzsortimentes möglich. Da die Brennstoffpreise von Land zu Land verschieden sind, kann der Wirtschaftlichkeitsvergleich entsprechend unterschiedlich ausfallen. In Kapitel 6.1.2 des technischen Berichts ist dieser Einfluss dargestellt.
- Die marktüblichen Erträge für den Verkauf von Wärme und Strom aus Biomasse sind innerhalb von Europa sehr unterschiedlich. Dies lässt sich vor allem auf die unterschiedlichen fiskalischen Belastungen der fossilen Energieträger, aber auch auf die zum Teil vom Staat vorgeschriebenen Bedingungen zur Übernahme von Strom aus erneuerbaren Energieträgern zurückführen.

Wärmegestehungskosten

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen basieren auf schweizerischen Verhältnissen. Basis für den Vergleich sind die Wärmegestehungskosten einer Vergleichsanlage zur reinen Wärmeerzeugung. Abbildung 4 zeigt die Wärmegestehungskosten bei Raumwärmenutzung in Abhängigkeit von der Anlagengrösse bei Verwendung von Gratisbrennstoff. Bei einem Brennstoffpreis von 40 Fr./Sm³ erhöhen sich die Wärmegestehungskosten um 5 – 6 Rp/kWh_{th}. Die detaillierten Annahmen über Vollbetriebsstunden, Annuitäten und Investitionskosten sind im Kapitel 6.1.5 aufgeführt.

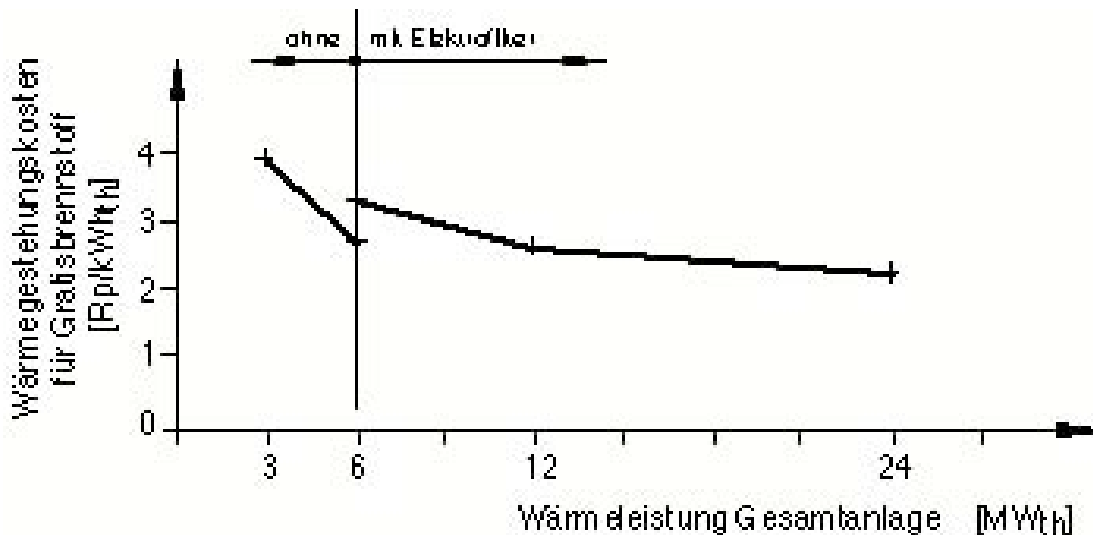


Abbildung 4: Wärmegestehungskosten für Gratisbrennstoff (Holzpreis 0.– Fr./Sm³) in Funktion der Wärmeleistung für eine bivalente Anlage mit zwei Holzkesseln, entsprechend 2 x 33% Holz und 1 x 33% Öl. Dargestellt sind die mittleren Wärmegestehungskosten der Gesamtanlage. In Abbildung 6.5 sind die Wärmegestehungskosten für verschiedene Anlagenkonzepte und unterschiedliche Brennstoffkosten dargestellt.

Investitionskosten von Stromerzeugungsanlagen

Die spezifischen Investitionskosten für die Stromproduktion in WKK-Anlagen werden unter der Annahme berechnet, dass statt einer Grundlast-Holzschnitzelfeuerung eine WKK-Anlage installiert wird. Von den Investitionskosten der gesamten WKK-Anlage werden die Investitionskosten für die gleiche Grundlastdeckung mit einer Holzschnitzelfeuerung abgezogen. Damit können die Investitionskosten von Kraftwerken (welche die Abwärme nicht nutzen) und WKK-Anlagen miteinander verglichen werden.

Abbildung 5 zeigt das Ergebnis der Literaturrecherche und eigener Berechnungen bezüglich spezifischer Investitionskosten von Kraftwerk- und WKK-Anlagen von Holz im Vergleich mit fossil betriebenen Anlagen. Die detaillierten Daten sind im Kapitel 6.1.6 und im Anhang zusammengestellt. Bei der Interpretation von Abbildung 5 ist zu berücksichtigen, dass die Angaben je nach Quelle sehr stark schwanken. Die Gründe sind neben dem oben genannten unterschiedlichen Entwicklungsstand zum Teil auch unterschiedliche Bilanzgrenzen und unterschiedliche Annahmen bezüglich Lohn- und Gebäudekosten.

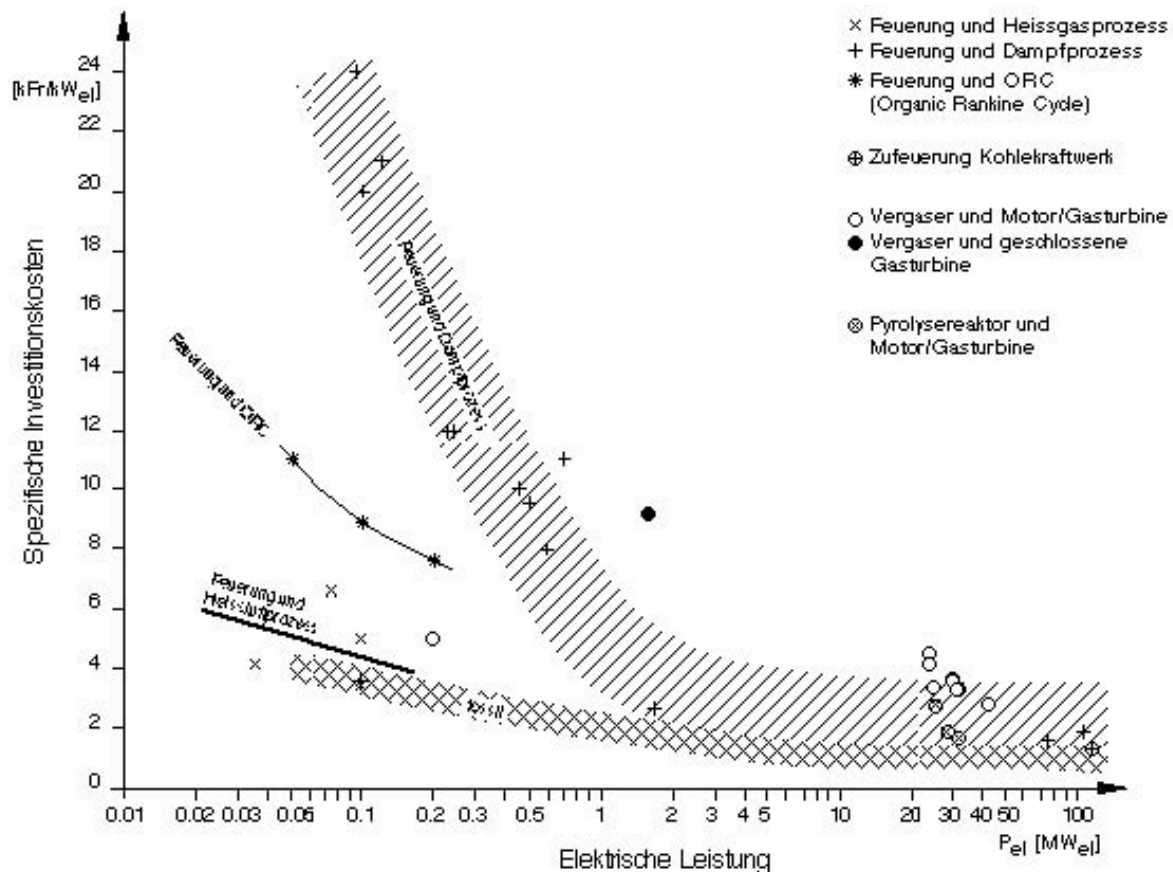


Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten von Kraftwerken und WKK-Anlagen für Holz. Als Vergleich ist der Bereich für fossile Anlagen eingezeichnet. Bei der Pyrolyse sind nur die Investitionskosten der Produktionsanlage für das Pyrolyseöl, nicht aber der Stromproduktions- bzw. der WKK-Anlage berücksichtigt.

Die wichtigsten Folgerungen aus den in Abbildung 5 zusammengefassten Daten sind:

- Die spezifischen Investitionskosten der Prozesskette «Feuerung und Dampfprozess» liegen für Anlagen kleiner 1 MW_{el} ein Mehrfaches über den Kosten anderer Prozessketten. Da zudem der Wirkungsgrad nicht höher ist und die Betriebsnebenkosten für den Prozessvergleich von kleinen Anlagen von untergeordneter Bedeutung sind, geht aus Abbildung 5 hervor, dass die Feuerung mit Dampfprozess bei kleinen Anlagen wirtschaftlich bedeutend schlechter ist als andere Varianten der Stromerzeugung.
- Für Grossanlagen über 20 MW_{el} sind die Unterschiede der spezifischen Investitionskosten relativ gering. Die Unsicherheit über die Kosten von zukünftigen Anlagen ist vor allem bedingt durch die Unsicherheit der Kosten von einzelnen Prozessschritten.
- Obwohl zu den Heissgasprozessen (Stirlingmotor und geschlossene Gasturbine) mehr Daten zu finden sind als zu anderen Prozessen, ist deren Zuverlässigkeit nicht höher. Die technische Entwicklung und damit der Informationsstand bezüglich Investitionskosten ist bei den Heissgasprozessen tiefer als bei der Vergasung.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten errechnen sich aus der Summe von Kapitalkosten, Brennstoffkosten und Betriebsnebenkosten. Bei Wärmekraftkopplung wird der Anteil der Wärmeerzeugung an den Gesamtkosten anteilmässig abgezogen.

Tabelle 3 zeigt Richtwerte der Stromgestehungskosten, welche aufgrund der Daten aus der Literaturrecherche berechnet wurden. Die untere Zahl gilt meist für Gratisbrennstoff, der obere Wert für einen Schnitzelpreis von 40 Fr./Sm³. Je nach Brennstoffpreis und Wirkungsgrad schwankt der Anteil der Brennstoffkosten zwischen 0 – 15 Rp/kWh.

Prozesskette	Anlagengrösse [MW _{el}]	Strompreis [Rp/kWh]
Feuerung und Dampfturbine/Dampfmotor	< 0.2	40 – 80
	0.2 – 1	30 – 45
	1 – 2	10 – 20
	> 20	4 – 20
Feuerung und geschlossene Gasturbine	< 2	25 – 40
	> 20	keine Angaben
Feuerung und Stirlingmotor	< 2	20 – 30
	> 20	keine Angaben
Vergaser und Verbrennungsmotor/Gasturbine	< 2	20 – 30
	> 20	5 – 20
Vergaser und Brennstoffzelle	< 2	keine Angaben
	> 20	keine Angaben
Pyrolysereaktor und Dieselmotor	< 2	keine Angaben
	> 20	10 – 30

Tabelle 3 Richtwerte für Stromgestehungskosten für WKK-Anlagen und Kraftwerke (ohne Wärmenutzung). Anteil der Brennstoffkosten 0 – 15 Rp/kWh. Detaillierte Angaben siehe Abbildung 6.7.

Aus Tabelle 3 ist ersichtlich, dass beim heutigen Energiepreinsniveau die kleinen Anlagen ohne Subventionen nicht wirtschaftlich sind, auch wenn der Brennstoff gratis ist. Bei den Kleinanlagen mit Verbrennung – Dampfmotor/-turbine ist zu beachten, dass die Grundlast des Wärmebezügers rund siebenmal grösser sein sollte als die Generatorleistung.

Produktionskosten für Methan und Methanol

Bei einem aktuellen Marktpreis von rund 3 Rp/kWh für Erdgas werden die Produktionskosten für Methan aus Holz beim Dauerbetrieb einer kommerziellen Anlage und unter Verwendung von Gratisbrennstoff auf rund 4 Rp/kWh geschätzt. Wenn Energieholz zu 2 Rp/kWh verwendet wird, ergeben sich Methankosten von rund 8 Rp/kWh.

Bei der Methanolproduktion kann für organische Abfallsortimente mit einem Entsorgungserlös von Fr. 44.–/t, der Verwertung der Abwärme und einer Subventionierung der Investitionen um rund 50% für eine 25-MW-Demonstrationsanlage ein kostendeckender Betrieb erreicht werden. Bei Verwendung von Energieholz zu 2 Rp/kWh ist dagegen wie bei der Methanherstellung selbst bei einer 100%-igen Subventionierung der Investition kein kostendeckender Betrieb möglich.

Dimensionslose Kosten

Um die Einflüsse der verschiedenen Währungen und der unterschiedlichen Preisniveaus in den verschiedenen Ländern auszuschalten, erlaubt eine dimensionslose Darstellung der Kosten (d.h. Kosten bezogen auf den Wärme- bzw. Strompreis) eine rasche Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage unter verschiedenen Randbedingungen. Die Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 6.2 des technischen Berichtes.

Beurteilung

Abbildung 6 zeigt die qualitative Beurteilung der verschiedenen Prozessketten in Bezug auf Entwicklungsstand und Wirtschaftlichkeit. Abbildung 7 zeigt die Beurteilung der Energienutzung der Prozessketten. Die Unsicherheiten bezüglich Wirtschaftlichkeit und energetischer Beurteilung sind durch die horizontale Länge der Balken ausgedrückt.

Bei der **Wirtschaftlichkeit** reicht die Skala von «unwirtschaftlich» bis «wirtschaftlich». Die Mitte der Skala zeigt an, wo weder ein Gewinn noch ein Verlust erzielt wird. Beim **Entwicklungsstand** reicht die Skala von «ausgereift, geringes Risiko» (z.B. Feuerung und Dampfprozess) bis «Forschung», d.h. die entsprechende Technologie ist noch auf dem Stand der Forschung und das Risiko für einen technisch und/oder kommerziellen Misserfolg ist noch gross. Die Mitte der Skala liegt beim Entwicklungsstand von Pilot- und Demonstrations-Anlagen. Die Skala der **Energienutzung** betrifft die Energieausnutzung der gesamten Prozesskette und reicht von «schlechter als reine Wärmenutzung» bis «besser als reine Wärmenutzung». Die Mitte der Skala liegt bei der reinen Wärmenutzung. Zusammenfassend ergibt sich folgende Beurteilung:

- Bei Kleinanlagen unter 2 MW_{el} ist die Prozesskette Feuerung und Dampfmotor oder -turbine technisch ausgereift, energetisch aber nur unwesentlich besser und wirtschaftlich wesentlich schlechter als eine reine Wärmenutzung.
- Bei energetisch guten Kleinanlagen ist die Prozesskette Vergaser und Verbrennungsmotor auf dem höchsten Entwicklungsstand. Ob mit dem Stirlingmotor bei gleichen Kosten eventuell etwas höhere Stromwirkungsgrade erreicht werden können, kann heute noch nicht zuverlässig beurteilt werden, da der Entwicklungsstand wesentlich tiefer ist als bei der Kette von Vergaser und Motor.

- Aus energetischer Sicht ist die Prozesskette Vergaser und Brennstoffzelle am vorteilhaftesten. Diese Technik ist aber noch auf dem Stand der Forschung. Eine Aussage über die zu erwartende Wirtschaftlichkeit ist noch nicht möglich.
- Für schweizerische Verhältnisse ist die Pyrolyse nicht von Bedeutung, da die energetische Wertschöpfung gering ist und nur bei sehr billigem Energieholz ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.
- Bei Grossanlagen können mit den auf Vergasung beruhenden Prozessketten bessere Wirkungsgrade erreicht werden als mit der Prozesskette Feuerung und Dampfturbine. Da die Technik aber noch weniger ausgereift ist, können noch keine zuverlässigen Angaben über die Kosten gemacht werden. Die Ergebnisse der geplanten und teilweise in Betrieb stehenden Pilotanlagen sollten in einigen Jahren eine bessere Gesamtbeurteilung ermöglichen.

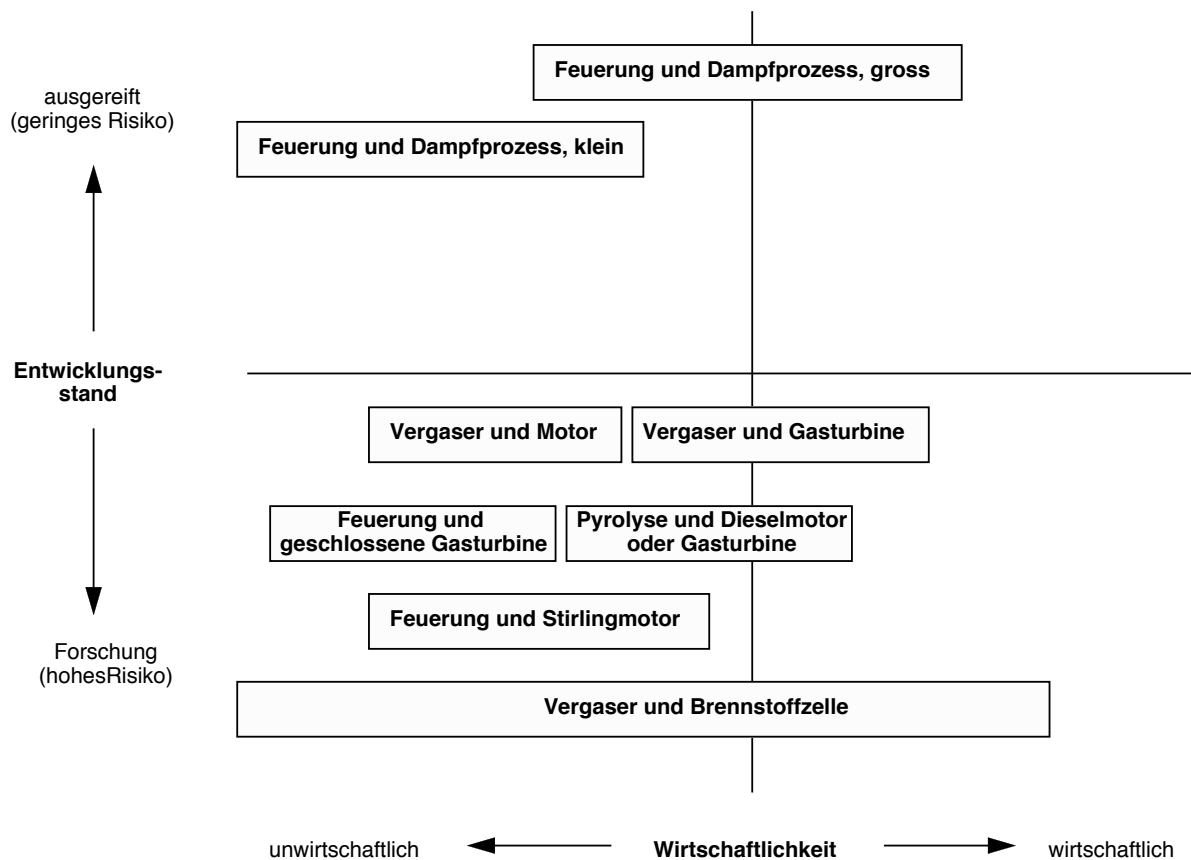


Abbildung 6: Beurteilung des Entwicklungsstands und der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Prozessketten. Legende:

Feuerung und Dampfprozess, gross (Dampfturbine):	> 20 MW _{el}
Feuerung und Dampfprozess, klein (Dampfmotor oder- turbine)	< 2 MW _{el}
Feuerung und Stirlingmotor:	10 – 200 kW _{el}
Feuerung und geschlossene Gasturbine:	2 – 30 MW _{el}
Vergaser und Motor (Festbettvergaser und Verbrennungsmotor)	100 kW _{el} – 5 MW _{el}
Vergaser und Gasturbine (Wirbelschichtvergaser und Gasturbine mit Kombiprozess):	> 30 MW _{el}
Vergaser und Brennstoffzelle:	einige kW _{el} bis einige MW _{el}
Pyrolyse und Dieselmotor oder Gasturbine:	> 20 MW _{el}

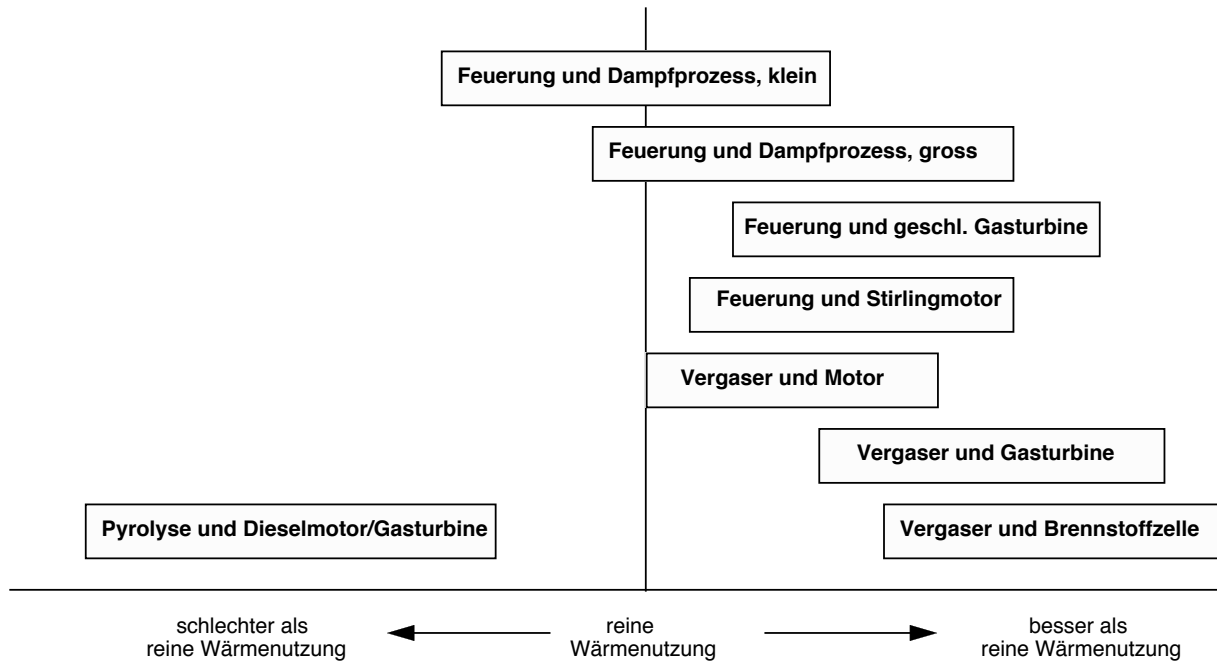


Abbildung 7: Beurteilung der Energienutzung der verschiedenen Prozessketten.

Legende:

Feuerung und Dampfprozess, gross (Dampfturbine):	> 20 MW _{el}
Feuerung und Dampfprozess, klein (Dampfmotor oder- turbine)	< 2 MW _{el}
Feuerung und Stirlingmotor:	10 – 200 kW _{el}
Feuerung und geschlossene Gasturbine:	2 – 30 MW _{el}
Vergaser und Motor (Festbettvergaser und Verbrennungsmotor)	100 kW _{el} – 5 MW _{el}
Vergaser und Gasturbine (Wirbelschichtvergaser und Gasturbine mit Kombiprozess):	> 30 MW _{el}
Vergaser und Brennstoffzelle:	einige kW _{el} bis einige MW _{el}
Pyrolyse und Dieselmotor oder Gasturbine:	> 20 MW _{el}

TEIL II TECHNISCHER BERICHT

Der Teil II, Technischer Bericht, behandelt die wichtigsten Umwandlungsverfahren zur energetischen Nutzung von Holz, wobei der Schwerpunkt auf die Verfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse gelegt und die Technik automatischer Anlagen ab 100 kW_{th} vertieft behandelt wird. In einzelnen Kapiteln werden die Grundlagen der Thermodynamik vorausgesetzt, insbesondere in Bezug auf die Prozesse der Verbrennungskraft- und Wärmekraftmaschinen. Die wichtigsten verwendeten Begriffe sowie Teile der Berechnungen sind im Anhang aufgeführt.

1 Einleitung

Die Förderung von Holz als Energieträger in der Schweiz ist einerseits energiepolitisch und andererseits volkswirtschaftlich motiviert. Der energiepolitische Aspekt geht zurück auf die Annahme des Energieartikels im Jahr 1990. Als Folge davon wird der Einsatz erneuerbarer Energieträger durch den Bund gefördert, um das Ziel der Stabilisierung und anschliessenden Verminderung des Netto-CO₂-Ausstosses aus dem Energiesektor zu erreichen. Dem Holz kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu, da dessen energetische Nutzung aufgrund der Regenerationsfähigkeit bei einer nachhaltigen Bewirtschaftung CO₂-neutral ist. Deshalb wird im Programm Energie 2000 angestrebt, bis ins Jahr 2000 im Vergleich zu 1990 im Wärmeversorgungssektor zusätzlich 3% des Gesamtenergieverbrauchs und im Stromerzeugungssektor zusätzlich 0,5% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitzustellen.

Wärme aus Holz ist in vielen Fällen bereits heute wirtschaftlich interessant, da bei kleinem technischen Risiko Wärme bereitgestellt werden kann, welche je nach Brennstoffpreis nur geringfügig teurer ist als Wärme aus Erdöl. Berücksichtigt eine Gemeinde die zusätzlichen Arbeitsplätze der lokalen Forstwirtschaft und die daraus realisierenden Steuererträge, ergibt sich sehr oft auch bei höheren Wärmegestehungskosten eine positive Kostenbilanz für die Region.

Die wirtschaftliche Motivation zum Einsatz von Anlagen mit Wärmekraftkopplung (WKK) ergibt sich aus der Möglichkeit, durch die Produktion von Strom eine höhere Wertschöpfung als durch die Produktion von Wärme zu erreichen. Die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen hängt deshalb vom Verhältnis der Preise für Strom in Rp/kWh_{el} und Wärme in Rp/kWh_{th} ab. Die erzielbaren Preise können stark variieren, und zwar sowohl nach lokalen Gegebenheiten, als auch nach zeitlichen Schwankungen (Tageszeit, Jahreszeit). Bei einem entsprechenden Eigenbedarf kann für den Strompreis mit den Lieferpreisen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens gerechnet werden, während bei der Einspeisung ins Netz die entsprechenden Vergütungstarife gültig sind. Da Grossbezüger Strom oft zu günstigeren

Konditionen beziehen können als Kleinverbraucher, ergibt sich für Grossbezüger ein geringerer Anreiz für Strom aus Eigenproduktion. Dieser Effekt kann sich infolge der Öffnung des europäischen Strommarktes in den nächsten Jahren noch verstärken. Der Wärmepreis kann für industrielle Grossverbraucher ebenfalls niedriger sein als für Haushalte, da teilweise die im Vergleich zu Heizöl extra leicht wesentlich günstigeren Brennstoffe Kohle oder Schweröl zu substituieren sind. Beim Betrieb von Fernwärmenetzen für Privatbezüger von Heizwärme kann dagegen mit dem Heizölpreis zuzüglich den Betriebskosten für die Ölheizung und deren Instandhaltung gerechnet werden.

Beim Verkauf des Stroms an Elektrizitätsversorgungsunternehmen können die Preise sehr unterschiedlich sein. In der Schweiz wird durch den Bund ein Mindestpreis von 16 Rp/kWh_{el} für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen festgelegt. In Deutschland sind entsprechende Tarife auf ähnlichem Niveau durch das Stromeinspeisegesetz vorgeschrieben. Diese staatlichen Vorgaben ermöglichen derzeit überhaupt erst den Bau von dezentralen WKK-Anlagen mit Holz.

1.1 Vergleich der Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung, Wärmekraftkopplung und Stromerzeugung

Derzeit wird Holz vor allem für die Wärmeerzeugung in Feuerungsanlagen verwendet. Diese Nutzungsart ermöglicht die Substitution fossiler Brennstoffe für Heizung, Warmwasser und Prozesswärme annähernd im Verhältnis 1 : 1 bezogen auf den Heizwert, da in modernen Holzfeuerungen nur geringfügig niedrigere Wirkungsgrade als in fossilen Feuerungen erzielt werden. Durch die Erzeugung von Wärme auf niedrigem Temperaturniveau für Heizung und Warmwasser wird der Brennstoffenergieinhalt jedoch thermodynamisch nur unbefriedigend ausgenutzt, da nur ein Bruchteil des Exergieinhalts genutzt wird. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit die Wärmeerzeugung verglichen mit den Möglichkeiten zur Stromerzeugung in Kraftwerken (KW) und in Heizkraftwerken mit Wärmekraftkopplung, sowie mit der Erzeugung von Sekundärenergieträgern wie Flüssigtreibstoffen oder Brenngas, welche zum Antrieb von Fahrzeugen oder zur Stromproduktion eingesetzt werden können. Für den Vergleich der unterschiedlichen Verfahren sind die Umwandlungswirkungsgrade der einzelnen Prozessschritte sowie die Brennstoffausnutzung der gesamten Prozesskette entscheidend. Sofern bei einzelnen Umwandlungsverfahren grosse Verluste in Form von Abwärme auftreten, ist eine Nutzung der Wärme sinnvoll. Dies gilt insbesondere für heutige Stromproduktionsanlagen mit thermischen Umwandlungsprozessen, in welchen bei wärmegeführtem Betrieb der Hauptteil der Abwärme durch Wärmekraftkopplung genutzt wird. Mit zunehmendem Umwandlungswirkungsgrad der Stromerzeugungsverfahren nimmt die Bedeutung der Wärmekraftkopplung dagegen ab.

Der Bau von thermischen Kraftwerken oder Heizkraftwerken auf Holzbasis oder in Kombination fossiler und biogener Brennstoffe ist in der Schweiz in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Erstens führt der Betrieb von Holzwerkstoffen ab 100 Tagedestonnen Durchsatz zu langen Transportwegen für Holz, so dass der Vorteil des dezentralen Anfalls nur noch bedingt ausgenutzt wird. Zweitens können wärmegeführte Heizkraftwerke mit hohem Nutzungsgrad kaum gebaut werden, dies wegen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der beschränkten Anzahl Standorte mit entsprechend grossem Wärmebedarf und langer jährlicher Betriebsdauer.

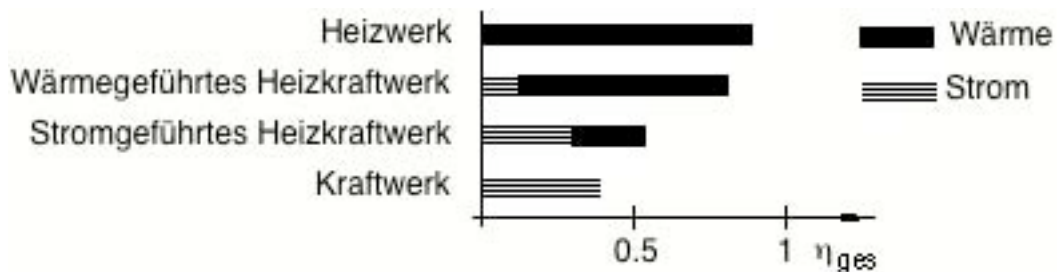


Abbildung 1.1: Anteile der Wärme- und Stromproduktion von Heizwerk, Heizkraftwerk und Kraftwerk.

Für eine längerfristige Betrachtung müssen exergetische Aspekte der Brennstoffausnutzung berücksichtigt werden. Das heisst, dass die erzeugbare Nutzwärme pro aufgewendeter Brennstoffenergie verschiedener Energiesysteme verglichen werden muss. Die Nutzwärme kann grösser sein als der Brennstoffaufwand, falls Strom erzeugt und mit diesem Strom Wärmepumpen betrieben werden, welche Umweltwärme zu Nutzwärme veredeln.

Abbildung 1.2 und Tabelle 2.1 ermöglichen einen Vergleich der Brennstoffausnutzung der Varianten Heizwerk, Wärmekraftkopplung (Heizkraftwerk wärmegeführt) und Kraftwerk (ohne Abwärmenutzung) in Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades und für verschiedene Leistungszahlen der Wärmepumpen. Nicht berücksichtigt sind dabei die Einflussfaktoren zweiter Priorität wie Transport- und Verteilungsverluste. Das Diagramm ist für einen momentanen Betriebspunkt, charakterisiert durch Wirkungsgrad der Feuerung und Leistungszahl der Wärmepumpe, dargestellt. Die gleiche Abhängigkeit ergibt sich für gemittelte Werte über ein Jahr, wobei Wirkungsgrad durch Nutzungsgrad und Leistungszahl durch Jahresarbeitszahl zu ersetzen sind.

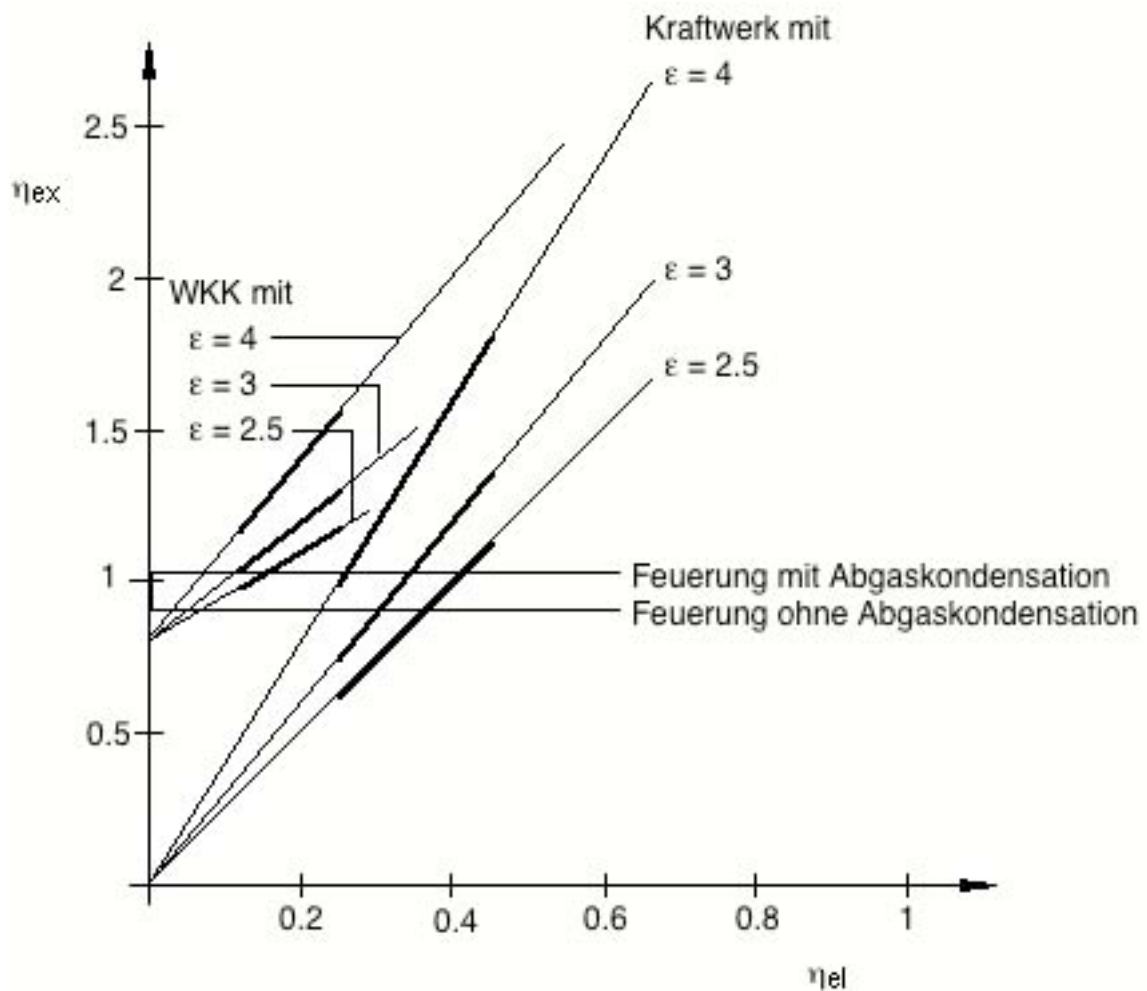


Abbildung 1.2: Exergetischer gewichteter Wirkungsgrad $\eta_{ex} = \epsilon \eta_{el} + \eta_{th}$ für WKK-Anlage (wärmegeführt), Kraftwerk (ohne Abwärmenutzung) und Feuerung (ohne Stromerzeugung) bei Nutzung des Stroms in Wärmepumpen mit einer Leistungszahl $\epsilon = 2.5, 3$ und 4 . Das Diagramm ist für Wirkungsgrade und Leistungszahlen (Momentanwerte) gezeichnet, es gilt sinngemäss auch für Nutzungsgrade und Jahresarbeitszahlen $\bar{\epsilon}$ (Jahresmittelwerte). Die Leistungszahl ist abhängig von den Temperaturniveaus von Wärmequelle und Wärmeverbraucher sowie der Wärmepumpentechnik, die Jahresarbeitszahl hängt zudem von der Auslegung der Gesamtanlage ab.

	Heute installiert		Zukunft	
	WKK	Kraftwerk	WKK	Kraftwerk
η_{el}	0.12	0.25	0.25	0.45
ε	2.5	2.5	4	4
η_{ges}	0.8	0.25	0.8	0.45
η_{ex}	0.98	0.63	1.55	1.8

Tabelle 1.1: Beispiel der exergetischen Brennstoffausnutzung für Wärmekraftkopplung (WKK) und Kraftwerk gemäss Abbildung 1.2.

Momentanwerte		Jahresmittelwerte	
Elektrischer Wirkungsgrad	η_{el}	Elektrischer Nutzungsgrad	$\bar{\eta}_{el}$
Exergetisch gewichteter Gesamtwirkungsgrad	η_{ex}	Exergetisch gewichteter Gesamtnutzungsgrad	$\bar{\eta}_{ex}$
Leistungszahl	ε	Jahresarbeitszahl (JAZ)	$\bar{\varepsilon}$

Tabelle 1.2: Bezeichnungen für Momentan- und Mittelwerte

Für kleine und mittlere WKK-Anlagen mit Holz ($< 1 \text{ MW}_{el}$) ist die Vorgabe eines wärmegeführten Betriebs sinnvoll, da nach heutigem Stand der Technik nur Stromwirkungsgrade im Bereich von 10 – 12% erzielt werden. Dies trifft zum Beispiel für die beiden im Rahmen von Energie 2000 realisierten WKK-Anlagen auf Holzbasis in Ormalingen und Meiringen zu, welche Leistungen unter 10 MW_{th} und unter 1 MW_{el} aufweisen und mit einstufigen Dampfturbinen ausgerüstet sind. Langfristig ist jedoch die Option stromgeführter Heizkraftwerke zu prüfen, da wesentlich höhere Stromwirkungsgrade erreicht werden können ($> 40\%$). In einem möglichen Szenario der Gesamtenergieversorgung kann davon ausgegangen werden, dass die Raumwärmeerzeugung durch dezentrale Wärmepumpen mit hoher Leistungs- bzw. Jahresarbeitszahl unter Nutzung von Umwelt- und Abwärme erfolgt. Mit Wasser-Wasser-Wärmepumpen werden heute bereits Leistungszahlen von über 5 bzw. Jahresarbeitszahlen von 3.5 – 4 erzielt. Wenn unter diesen Voraussetzungen die exergetische Wertigkeit von Strom gegenüber derjenigen von Wärme berücksichtigt wird, kann ein Kraftwerk mit hohem Wirkungsgrad vorteilhaft sein im Vergleich zu dezentralen Wärmekraftkopplungsanlagen mit niedrigerem Stromwirkungsgrad und auch im Vergleich zu dezentralen Wärmeerzeugern mit Holz.

1.2 Betriebliche Randbedingungen

Für einen wirtschaftlichen und zuverlässigen Betrieb einer mit Holz betriebenen Energieerzeugungsanlage müssen Brennstoffversorgung, Energieerzeugung und Energieabnahme aufeinander abgestimmt sein. Die wichtigsten Faktoren für die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage sind:

- Kosten, Art und Verfügbarkeit des Brennstoffs
- Gebäude, Silo
- Nutzwärmepreis, Nutzwärmebedarf (= Leistungsgrösse bei wärmegeführten Anlagen) sowie Temperatur und zeitlicher Verlauf des Nutzwärmebedarfs, erzielbare Vollbetriebsstunden
- Bei Stromerzeugung zudem zeitlicher Verlauf des Strombedarfs und -preises
- Kapitalkosten (Annuität).

Die Brennstoffkosten setzen sich zusammen aus dem zu entrichtenden Brennstoffpreis franko Silo zuzüglich der Kosten für eine allfällige Aufbereitung (Zerkleinerung, Sortierung, Trocknung usw.). Die Brennstoffkosten beeinflussen massgeblich die Betriebskosten der Anlage.

Die Brennstoffart (Aschegehalt, Wassergehalt, Verunreinigungen usw.) kann die Wahl des Feuerungs- oder Vergasungssystem und damit die Investitions- und Unterhaltskosten beeinflussen. Die Brennstoffverfügbarkeit bestimmt das notwendige Lagervolumen und beeinflusst damit ebenfalls die Investitions- und Unterhaltskosten.

Für die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom in Anlagen mit Dampfprozess ist nebst dem Nutzwärmebedarf auch das Temperaturniveau der Nutzwärme von Bedeutung. Je höher die Temperatur, desto geringer wird der elektrische Wirkungsgrad dieser Anlagen. Im weiteren ist der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs entscheidend, da solche WKK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden sollten und somit aus Wirkungsgradgründen nur zur Grundlastdeckung geeignet sind. Ein tageszeitlich schwankender Wärmebedarf kann zudem Probleme durch einen ungewollt dynamischen Anlagenbetrieb verursachen.

Die Anlagengrösse kann die Auslegung und Wirtschaftlichkeit der Anlage auf verschiedene Arten beeinflussen. So sind die meisten Techniken nur für gewisse Leistungsbereiche geeignet oder verfügbar, z.B. Stirlingmotoren für kleine Leistungen, zirkulierende Wirbelschichtvergaser für grosse Leistungen. Bei vergleichbarer Anlagentechnik nehmen die spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Anlagengrösse ab, was für den Bau möglichst grosser Anlagen spricht. Allerdings sind auch Kostensprünge möglich, z.B. wenn ab einer gewissen Leistungsgrösse strengere Emissionsgrenzwerte eingehalten werden müssen und zusätzliche Abgasreinigungsstufen erforderlich machen.

Da Wärme im Vergleich zu Strom und Brennstoff nur über geringe Distanzen mit vertretbarem Aufwand transportiert werden kann, müssen Heizzentralen oder WKK-Anlagen nahe bei den Wärmeverbrauchern gebaut werden. Da die Wärmeverteilung zudem sehr kostenintensiv ist, sind als Basis für einen Wärmeverbund grosse Verbraucher oft unabdingbar. Als Richtwert für die Realisierung sinnvoller Wärmeverbunde gilt eine Anschlussdichte von mindestens 1 kW pro Laufmeter Leitung [Nussbaumer et al. 1995].

2 Verfahrenstechnische Grundlagen

In diesem Kapitel wird eine Einteilung der Verfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse aufgrund des Hauptumwandlungsprozesses vorgenommen und es werden die Arbeitsprozesse zur Stromerzeugung eingeführt. Die Verfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse werden vertieft behandelt, wobei der Schwerpunkt auf automatische Anlagen ab $100 \text{ kW}_{\text{th}}$ gelegt wird. Die entsprechenden Techniken, nämlich Feuerungsanlagen, Vergaser und Pyrolysereaktoren, werden vorgestellt und die zugehörigen Massnahmen zur Schadstoffminderung, Gasreinigung und Produktveredelung diskutiert.

2.1 Umwandlungsverfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse

Zur Energiegewinnung aus Biomasse kommen verschiedene Prozesse in Frage, welche sich in thermochemische und biochemische Umwandlungsverfahren gemäss Abbildung 2.1 unterteilen lassen.

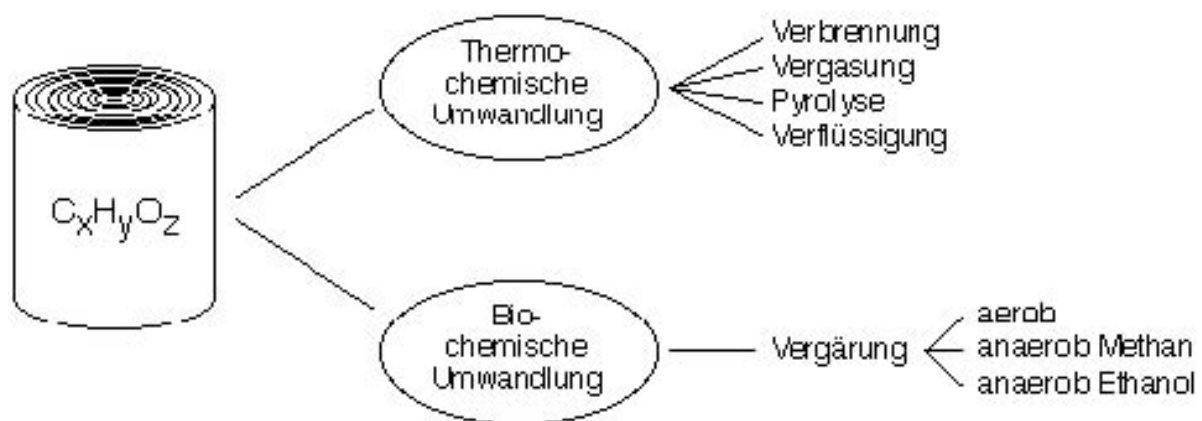


Abbildung 2.1 Umwandlungsverfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse.

Die einzelnen Verfahren lassen sich im wesentlichen auf die folgenden Grundprozesse zurückführen:

1. Direkte **Verbrennung** der Biomasse bei Temperaturen von $800 - 1'300 \text{ °C}$ in Feuerungen und Nutzung der Wärme und/oder Wärmeübertragung auf das Arbeitsmedium einer Wärmekraftmaschine zum Antrieb von Dampfmotor, Dampfturbine, Stirlingmotor oder geschlossener Gasturbine.
2. **Vergasung** der Biomasse bei $700 - 900 \text{ °C}$ 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 (Dampfturbine, geschlossene Gasturbine, Stirlingmotor)
 - direkte Umsetzung des Gases zur Stromerzeugung in einer Brennstoffzelle
 - Umwandlung des Gases zur Herstellung eines lagerfähigen Flüssigtreibstoffs (z.B. zu Methanol)
 - Umwandlung des Gases zur Herstellung eines transportfähigen Gases (Methan, synthetisches Erdgas)

3. **Pyrolyse** der Biomasse bei 350 – 550 °C zu Pyrolyseöl, Pyrolysegas und festem Rückstand zur Nutzung des Pyrolyseöls als Flüssigtreibstoff zum Antrieb einer Verbrennungskraftmaschine (Dieselmotor oder Gasturbine)
4. **Verflüssigung** der Biomasse unter hohem Druck (100 – 200 bar) bei 250 – 350 °C an einem Katalysator in einer Flüssigkeit, in der Regel unter Einsatz von Wasserstoff, zu einem sauerstoffarmen, heizwertreichen Öl (Hydrolyse) [Gronli 1996].
5. **Vergärung** der Biomasse bei niedriger Temperatur (< 100°C) [Wellinger et al. 1991]
 - aerober bakterieller Abbau (Kompostierung) bei Temperaturen bis 70°C zur Hygienisierung fester biogener Reststoffe unter Freisetzung von Niedertemperaturabwärme (ohne Bedeutung zur Energienutzung)
 - anaerobe Methangärung fester biogener Reststoffe zu Biogas (Methan und andere Gase) und Nutzung des Gases zum Antrieb einer Verbrennungskraftmaschine
 - anaerobe Alkoholgärung mit Pilzen (Hefe) zum Abbau von Zucker zu Ethanol und Nutzung als Flüssigtreibstoff zum Antrieb einer Verbrennungskraftmaschine.

Da die Prozesse Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse und Verflüssigung bei erhöhter Temperatur ablaufen, werden sie als thermochemische Umwandlungsverfahren bezeichnet. Sie lassen sich einerseits aufgrund des Gehalts an von aussen zugeführtem Oxidationsmittel unterscheiden und andererseits aus der resultierenden Produktzusammensetzung. Zur Prozessbeschreibung wird für die thermochemischen Verfahren das Brennstoff/Luft-Verhältnis durch die Luftüberschusszahl Lambda wie folgt definiert:

$$\lambda = \frac{m_{VL}}{m_{VLstoch}} = \frac{\text{zugeführte Luftmenge}}{\text{stöchiometrische Luftmenge}}$$

Das erwünschte Hauptprodukt der thermochemischen Verfahren ist (Tabelle 2.1):

- Verbrennung: Gas mit $H_u = 0$
- Vergasung: Gas mit $H_u > 0$
- Pyrolyse und Verflüssigung: Flüssigkeit mit $H_u > 0$

Prozess	Luftüberschuss, Atmosphäre	Temperatur	Druck	Produkte		
	[–]	[°C]	[bar]	Gas	Flüssigkeit	Feste Rückstände
Verbrennung	$\lambda > 1$	800 – 1'300	1 – 30	$H_u = 0$	–	$H_u = 0$
Vergasung	$0.2 < \lambda < 0.5$	700 – 900	1 – 30	$H_u > 0$	–	$H_u \geq 0$
Pyrolyse	$\lambda = 0; \lambda < 0.2^*$	400 – 700	1 – 30	$H_u \geq 0$	$H_u > 0$	$H_u \geq 0$
Verflüssigung	$\lambda = 0, H_2 > 0$	250 – 350	100 – 200	–	$H_u > 0$	$H_u \geq 0$

Tabelle 2.1: Luftüberschuss und Produktzusammensetzung mit Heizwert H_u für die thermochemischen Umwandlungsverfahren Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse und Verflüssigung.

Erwünschte Hauptprodukte grau hinterlegt, Produkte mit Heizwert > 0 fett. * Pyrolyse erfolgt nach strenger Definition ohne Luftzufuhr von aussen, in der Praxis werden jedoch Pyrolysereaktoren mit einer begrenzten Luftzufuhr von aussen betrieben.

Im Gegensatz zu den thermochemischen Verfahren findet die Umwandlung der Biomasse bei der Vergärung durch biologischen Abbau mit Bakterien bzw. Pilzen bei niedrigen Temperaturen (unter 100 °C) statt. Die Vergärungsprozesse werden deshalb als biochemische Umwandlungsverfahren bezeichnet. Die Methangärung (Biogas) ist vor allem zur Verwertung von Biomasse mit hohem Wassergehalt und geringem Zelluloseanteil geeignet und wird zur Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen oder häuslichen Grünabfällen in Biogasanlagen eingesetzt. Die Alkoholgärung ist vor allem für zuckerreiche Biomasse geeignet und kommt zum Beispiel zur Ethanolproduktion aus Zuckerrohr in Brasilien zum Einsatz. Bei der aeroben Vergärung (Kompostierung) kann zwar Niedertemperaturabwärme genutzt werden, sie ist jedoch wegen der niedrigen Reaktionsgeschwindigkeit (langsamer Abbau) und der niedrigen Temperaturen als Energieumwandlungsverfahren wenig geeignet.

Die Verfahren der Vergärung werden im folgenden nicht weiter behandelt, da sie wenig geeignet sind für Holz, welches nur einen geringen Zuckeranteil aufweist, jedoch zellulosehaltig ist und in der Regel einen Wassergehalt unter 50% aufweist.

Die Verflüssigung wurde während längerer Zeit gleichzeitig mit den Pyrolyseprozessen im Rahmen verschiedener internationaler Forschungsprojekte untersucht und bei Konferenzen über thermochemische Umwandlung behandelt. Seit einigen Jahren wird die Verflüssigung an den entsprechenden Tagungen kaum mehr behandelt (drei Beiträge von über 100 in Bridgwater [1993], kein einziger Beitrag in Bridgwater und Boocock [1997]). Es wird vermutet, dass die Verflüssigung unter hohem Druck ähnlich wie die Nassoxidation in überkritischem Wasser in erster Linie zur Entsorgung organisch belasteter Rückstände mit hohem Wasseranteil (Schlämme) eingesetzt werden kann, während eine Anwendung dieser Prozesse als Energieumwandlungsverfahren wegen des hohen Aufwands und der geringen Energieausbeute (bzw. einem allfälligen Energieaufwand für Stoffe mit hohem Wassergehalt) kaum in Frage kommt. Die Verflüssigung wird deshalb auch in der vorliegenden Studie nicht weiter untersucht.

	Maschine	Phase des Arbeitsmediums	Arbeitsprozess
a	Dampfturbine	gasförmig / flüssig	geschlossen
b	Dampfkolbenmotor		
c	Dampfschraubenmotor		
d	geschlossene Gasturbine	gasförmig	geschlossen
e	Stirlingmotor		
f	offene Gasturbine	gasförmig	offen
g	Dieselmotor		
h	Ottomotor		

Tabelle 2.2: Arbeitsprozesse der wichtigsten Wärme- und Verbrennungskraftmaschinen

Für die Umwandlung von Wärme oder chemischer Energie flüssiger und gasförmiger Brennstoffe in mechanische Arbeit kommen die in Tabelle 2.2 aufgeführten Wärme- und Verbrennungskraftmaschinen zum Einsatz. Für die geschlossenen Dampfprozesse (a, b, c) kann als Arbeitsmedium entweder Wasser oder ein organisches Kältemittel verwendet werden. Für die geschlossenen Prozesse ohne Phasenwechsel (d, e) wird Luft oder Helium als Arbeitsmedium verwendet. Bei den Prozessen (f, g, h) wird der Brennstoff direkt in der Maschine verbrannt, so dass das Brennstoff-Luft-Gemisch bzw. das Abgas als Arbeitsmedium wirksam ist.

Nebst dem Einsatz von Wärme- und Verbrennungskraftmaschinen kommt auch die direkte Umwandlung von Brennstoffen zu Strom in Brennstoffzellen in Frage. Beim Brennstoffzellenprozess erfolgt eine

örtliche Trennung zwischen Oxidation und Reduktionsvorgängen, welche eine direkte Erzeugung von Strom erlaubt. Im Gegensatz dazu laufen bei Verbrennungsprozessen die Oxidation des Brennstoffs und die Reduktion des Oxidationsmittels (in der Regel Sauerstoff) nicht örtlich getrennt ab.

2.2 Verbrennungstechnik

2.2.1 Abbrandverhalten biogener Brennstoffe

Bei der Erwärmung im Feuerraum wird das Holz in Gase und Holzkohle zersetzt (Abbildung 2.2). Sobald die Gase mit der Verbrennungsluft in Kontakt kommen, verbrennen sie in einer langen Flamme. Holz ist deshalb ein langflammiger Brennstoff. Die Holzkohle im Glutbett brennt dagegen langsam und mit geringer Flammenbildung ab. Bei der Erwärmung werden je nach Holzart ca. 80 bis 90 Gew.-% des Holzes als Gase freigesetzt. Die brennbaren Gase aus dem Holz sind Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂) und Kohlenwasserstoffe (C_mH_n). Diese Gase müssen in der Brennkammer verbrannt werden, da sie sonst als Schadgase in die Umwelt gelangen.

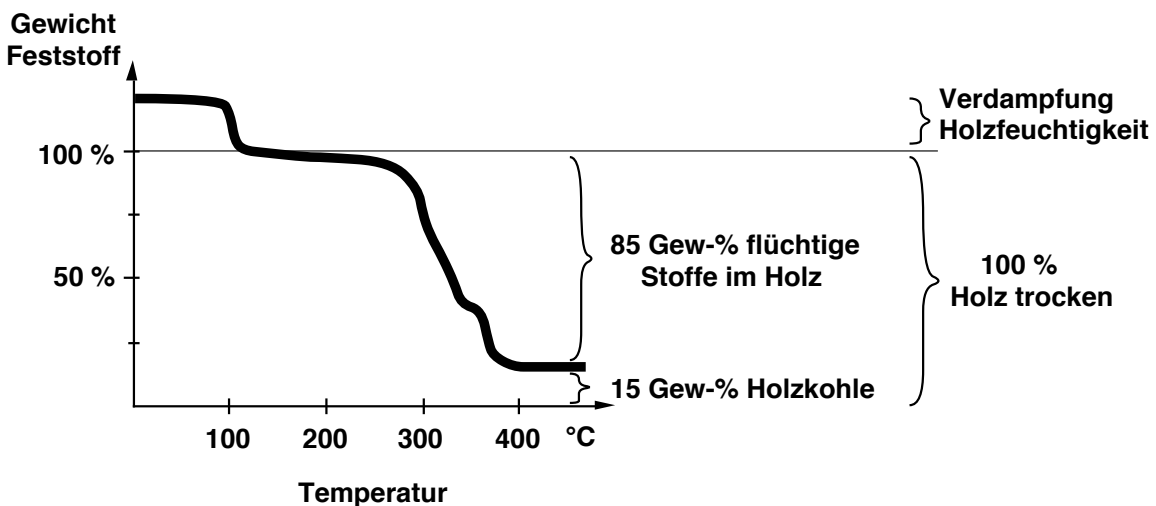


Abbildung 2.2: Thermisches Verhalten von Holz: Massenabnahme in Funktion der Temperatur bei der Erwärmung ohne Sauerstoffzufuhr. Bei der Oxidation der Vergasungsprodukte (85 Gew.-%) werden rund 2/3 der Energie, bei der Oxidation der Holzkohle (15 Gew.-%) rund 1/3 der Energie freigesetzt. Die Oxidation der Holzkohle dauert rund doppelt so lang wie die Vergasung des Holzes.

Da das Holz zuerst vergast wird und die Gase anschliessend in einer Gasflamme verbrennen, ist die Holzverbrennung ein zweistufiger Prozess: Erster Teilschritt ist die Vergasung, zweiter die Oxidation der Gase und der Holzkohle. Die Schadstoffe von Holzfeuerungen können entsprechend unterteilt werden in Schadstoffe aus unvollständiger und solche aus vollständiger Verbrennung.

Die unvollständig verbrannten Schadstoffe, also Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe, Teer, Russ und unverbrannte Partikel, können durch eine geeignete Verbrennungsführung vermieden werden. Erforderlich dazu sind eine ausreichend hohe Temperatur, genügend Sauerstoff sowie eine gute Vermischung der Gase mit der Verbrennungsluft.

Die Erzielung einer hohen Temperatur ist dann anspruchsvoll, wenn Holz mit hohem Wassergehalt verbrannt wird, was heute aus logistischen Gründen vermehrt der Fall ist. Für Brennstoffe mit hohem Wassergehalt eignen sich in erster Linie Feuerungen nach dem Gegenstromprinzip, bei welchem durch die Rückstrahlung der heissen Flamme auf den eintretenden Brennstoff eine Vortrocknung erfolgt.

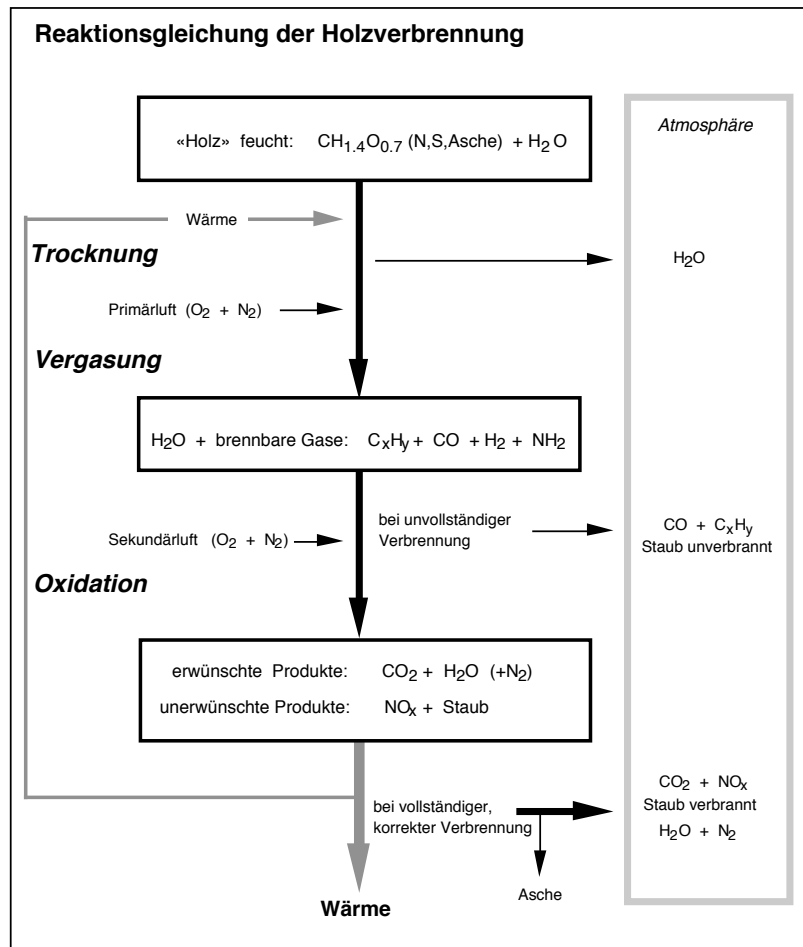


Abbildung 2.3: Abbrandverhalten von Holz über Trocknung, Vergasung mit Primärluft und Oxidation der Gase mit Sekundärluft. Nicht eingezeichnet ist der parallel zum Gasausbrand ablaufende Abbrand des Kohlenstoffs auf dem Rost mit Primärluft [Nussbaumer 1989].

2.2.2 Adiabate Verbrennungstemperatur

Die Verbrennungstemperatur ist eine zentrale Grösse im Zusammenhang mit der Schadstoffbildung, mit Materialbeanspruchungen und mit dem Wirkungsgrad von Arbeitsprozessen (Carnot-Wirkungsgrad). Die erreichbare Temperatur ohne Wärmeabfuhr wird als adiabate Verbrennungstemperatur bezeichnet. Sie wird beeinflusst durch die Verbrennungsstöchiometrie (Luftüberschuss) und den Heizwert (Wassergehalt des Brennstoffs). Die wahre Temperatur bei praktischen Anwendungen ist in der Regel wesentlich niedriger, weil eine Wärmeabfuhr durch Strahlung und Konvektion stattfindet. Bei nichtidealer Vermischung im Feuerraum kann lokal jedoch auch bei einem Luftüberschuss kleiner oder grösser 1 die maximale Temperatur auftreten, da lokal stöchiometrische Bedingungen herrschen können.

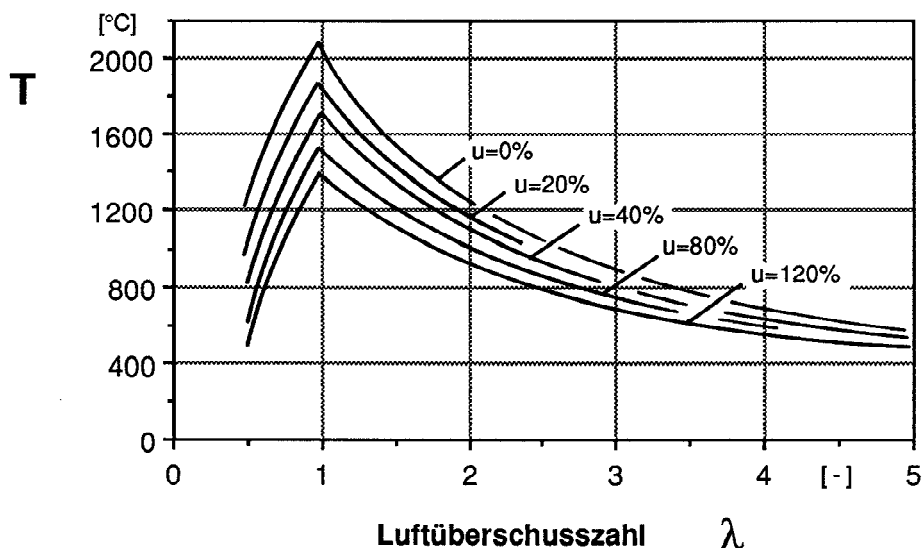


Abbildung 2.4: Adiabate Verbrennungstemperatur von Holz in Funktion der Luftüberschusszahl für Holzfeuchtigkeiten u von 0 – 120% [Nussbaumer 1989].

2.2.3 Schadstoffe aus unvollständiger Verbrennung: CO, C_mH_n, Russ

Um einen guten Ausbrand zu erzielen und die Emissionen an Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffen, Teer und Russ zu vermeiden, müssen die Abbrandeigenschaften des Holzes bei der Feuerraumgestaltung wie folgt berücksichtigt werden:

- Da Gas und Holzkohle getrennt verbrennen, wird die Verbrennungsluft in Primär- und Sekundärluft aufgetrennt. Die Primärluft wird für die Vergasung und den Ausbrand der Holzkohle benötigt, die Sekundärluft dient dem Ausbrand der Gase. Für einen vollständigen Ausbrand ist die Zufuhr von Oxidationsmittel im Überschuss erforderlich, typisch ist ein **Luftüberschuss > 1.5**.
- Um einen vollständigen Ausbrand zu erzielen, muss die Sekundärluft mit den brennbaren Gasen **gut vermischt** werden.
- Für eine vollständige Verbrennung sind eine ausreichend **hohe Temperatur** (> 800 °C) und eine ausreichende **Verweilzeit** der Gase in der heissen Zone (> 0.5 s) erforderlich. Das heisst: keine vorzeitige Kühlung der Flamme z.B. an kalten Wänden, der Feuerung angepasste Holzfeuchtigkeit und Verbrennung bei richtigem Brennstoff/Luft-Verhältnis.

Für eine vollständige Verbrennung muss $\lambda > 1$ sein, da sonst örtlich nicht genügend Sauerstoff für den Ausbrand der Gase zur Verfügung steht. Ist der Luftüberschuss dagegen zu gross ($\lambda > 2 - 3$), so wird die Flamme durch die unnötig zugeführte Luft gekühlt, so dass die Verbrennung infolge zu niedriger Temperatur ebenfalls unvollständig wird. Da die Vermischung der Brenngase mit der Luft bei Holz schwieriger zu kontrollieren ist als bei flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen, werden die Feuerungen in der Regel bei höheren Luftüberschusszahlen betrieben. Typische Werte der Luftüberschusszahl im Vergleich sind:

Feuerungen für Öl, Gas:	$1.05 < \lambda < 1.5$
Holzfeuerung typisch	$1.5 < \lambda < 2.5$
Otto-Motor mit 3-Weg-Katalysator und λ -Regelung:	$\lambda \approx 0.97 - 1$
Dieselmotor ohne Aufladung bei Schwachlast:	$\lambda > 3 - 4$
Dieselmotor ohne Aufladung bei Nennlast:	$\lambda \approx 1.5$
Dieselmotor mit Aufladung:	$\lambda \approx 2 - 2.5$
Gasturbinen:	$\lambda \approx 3 - 4$ (Eintrittstemperatur limitierend)

Das Abbrandverhalten von Holzfeuerungen kann anschaulich beschrieben werden durch die Darstellung im CO/Lambda-Diagramm. Kohlenmonoxid kann als Indikator der Ausbrandqualität betrachtet werden, da sich auch Kohlenwasserstoffe und weitere unvollständig ausgebrannte Produkte ähnlich wie CO verhalten. Die Luftüberschusszahl Lambda bestimmt massgeblich die Verbrennungstemperatur und die zur Verfügung stehende Menge an Oxidationsmittel. Bei einer Holzfeuerung mit guter konstruktiver Ausführung der Vermischung von Luft und Gasen ist ein Betrieb bei niedrigem Luftüberschuss und niedrigem CO-Gehalt möglich, während schlechte Holzfeuerungen einen hohen Luftüberschuss benötigen und unter keinen Betriebsbedingungen bei niedrigen CO-Gehalten erzielen.

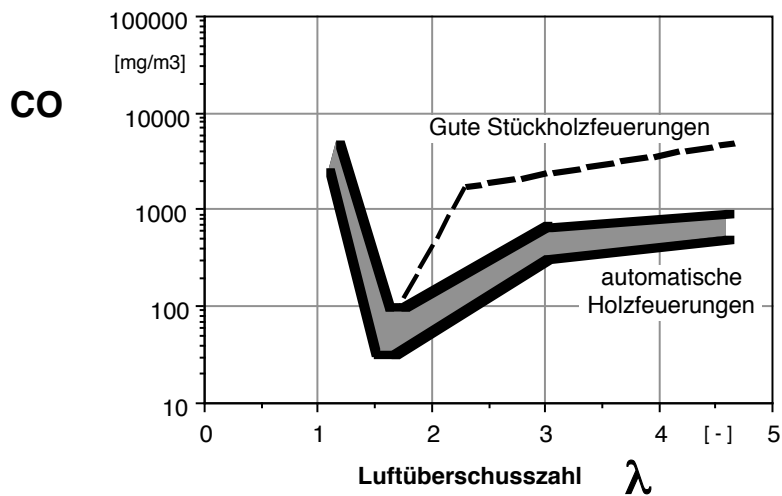


Abbildung 2.5: Kohlenmonoxidemissionen in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl Lambda. Bei automatischen Feuerungen kann durch eine geeignete Regelung ein Betrieb am optimalen Betriebspunkt gewährleistet werden [Nussbaumer et al. 1995].

2.2.4 Schadstoffe aus vollständiger Verbrennung: NO_x

Stickoxide können aus dem Stickstoff der Verbrennungsluft oder aus dem Brennstoffstickstoff stammen. Stickoxide aus der Verbrennungsluft werden vor allem als sogenannt thermische Stickoxide bei sehr hoher Temperatur durch Oxidation des Luftstickstoffs gebildet. Daneben können zum Beispiel bei der Gasverbrennung in Turbinen sogenannte Prompt-Stickoxide entstehen.

In gewöhnlichen Holzfeuerungen betragen die Verbrennungstemperaturen weniger als 1'300 °C, so dass die thermischen Stickoxide nur von untergeordneter Bedeutung sind. Dagegen enthält Holz Stickstoff, welcher im Baum in Form von Aminen und Proteinen für das Wachstum benötigt wird. Laubholz enthält typischerweise etwa 0.1 – 0.2 Gew.% Stickstoff, Nadelholz weist mit ca. 0.05 – 0.1 Gew.% einen etwas geringeren Stickstoffgehalt auf. Da in Spanplatten und Holzwerkstoffen z.T. stickstoffhaltige Härter und Leime eingesetzt werden, kann der Stickstoffgehalt in diesen Sortimenten deutlich höher sein als in naturbelassenem Holz, d.h. bis zu rund 3 Gew.-% betragen.

Die Stickoxide stammen bei Holzfeuerungen hauptsächlich aus dem Brennstoffstickstoff. Bei Holzfeuerungen stehen zur Stickoxidminderung vor allem die Luftstufung (Low-NO_x) und das SNCR-Verfahren

zur Diskussion. Abbildung 2.6 zeigt typische NO_x -Emissionen für konventionelle Feuerungen mit verschiedenen biogenen Brennstoffen sowie für Anlagen mit Primär- und Sekundärmaßnahmen zur NO_x -Minderung.

Bei der **Low- NO_x** Verbrennung wird in einer Reduktionskammer die Bildung von Stickoxiden vermindert. Für einen optimalen Betrieb sind in der Reduktionskammer folgende Bedingungen einzuhalten [Keller 1994], [Salzmann und Nussbaumer 1995]:

- gute Durchmischung der Reaktionspartner (NO und $\text{NH}_{i; i=0-3}$) in der Reduktionskammer
- hohe Temperatur (1'100 – 1'200 °C)
- unterstöchiometrischer Luftüberschuss in der Reduktionszone ($\lambda \approx 0.7 - 0.8$)
- ausreichende Verweilzeit ($t \approx 0.5$ s)

eim **SNCR**-Verfahren werden die Stickoxide durch Zugabe von Reduktionsmittel (Ammoniak oder Harnstoff) reduziert. Für einen optimalen Betrieb muss die Temperatur in der SNCR-Kammer im Bereich von 840 – 920 °C liegen [Good et al. 1996].

Beim **SCR**-Verfahren wird ebenfalls Ammoniak oder Harnstoff als Reduktionsmittel zugeführt, die Reduktion erfolgt bei Temperaturen zwischen 250 – 450 °C an einem Katalysator.

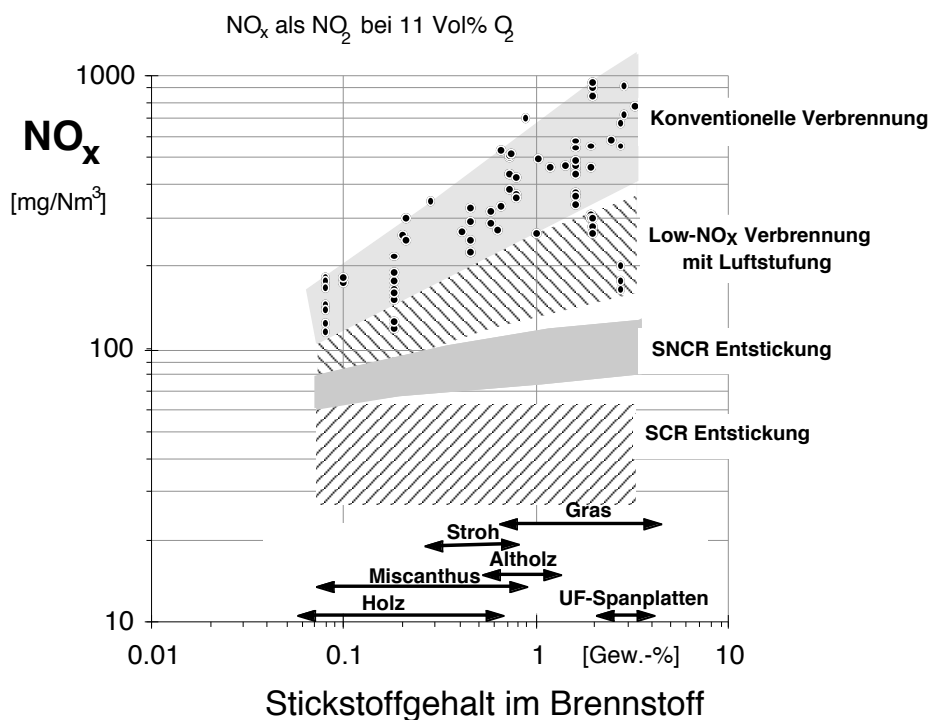


Abbildung 2.6: Stickoxidemissionen in Funktion des Brennstoffstickstoffgehalts für konventionelle Verbrennung, Low- NO_x -Verbrennung mit Luftstufung und Anlagen mit Abgasentstickung (SNCR, SCR). Brennstoffe: Holz, UF-Spanplatten, Gras, Stroh, Miscanthus [Nussbaumer 1997].

2.2.5 Bauarten von automatischen Holzfeuerungen

Die wichtigsten Bauarten von automatischen Holzfeuerungen können wie folgt eingeteilt werden (Tabelle 2.3):

Typ	Leistungsbereich	typische Anwendungen Schweiz	Brennstoffe	Wasser- gehalt
Unterschubfeuerung	20 kW – 2.5 MW	200 kW – 1 MW	Waldhackschnitzel, Restholzschnitzel mit $a < 1\%$	5% – 50%
Vorschubrostfeuerung	150 kW – 100 MW	500 kW – 2 MW	Alle Holzbrennstoffe, auch mit $a \gg 1\%$	5% – 60%
Vorfeuerung mit Rost	20 kW – 1.5 MW	Festrost: 50 kW – 100 kW Bewegtrost: 100 kW – 1 MW	Trockene Restholzschnitzel, auch mit $a > 1\%$	8% – 35%
Stationäre Wirbelschicht- feuerung	5 MW – 15 MW	keine	$d < 10$ mm	
Zirkulierende Wirbelschicht- feuerung (ZWS)	15 MW – 100 MW	17 MW Papierfabrik Perlen Deinkingschlämme + Altholz	$d < 10$ mm	
Staubeinblasfeuerung	5 MW – 10 MW	keine D: Holzindustrieanlagen	$d < 1$ mm	
Staubbrenner in Kohlekraftwerken	total 100 MW – 1 GW Holz max. 10%	keine D, USA, Skand.: Zufeuerung in Kohlekraftwerken	$d < 1$ mm	

Tabelle 2.3: Gegenüberstellung der wichtigsten Bauarten von Holzfeuerungen. In der Schweiz sind vor allem Unterschubfeuerungen, Vorschubrostfeuerungen und Vorofenfeuerungen von Bedeutung (weiss). Die weiteren Feuerungstypen (grau hinterlegt) kommen nur für den Leistungsbereich ab 5 – 10 MW_{th} in Frage und weisen teilweise wesentlich höhere Investitions- und Betriebsnebenkosten auf als Vorschubrostfeuerungen (ZWS: Investitionskosten und Brennstoffaufbereitung).

Nebst den aufgeführten Grundtypen existieren zahlreiche weitere Bauformen wie zum Beispiel Wanderrostfeuerungen oder Feuerungen mit Wurfbeschickung, welche sich als Sonderbauform den Vorschubrostfeuerungen zuordnen lassen. Nur für kleine Leistungen und aschearme Brennstoffe kommen nebst den Feuerungen mit bewegtem Rost auch solche mit festem Rost zum Einsatz, so zum Beispiel bei Voröfen.

2.2.5.1 Unterschubfeuerung

Der Brennstoff wird mit einem Förderaggregat von unten in die Feuermulde (Retorte) eingeschoben. Ein Teil der Verbrennungsluft wird als Primärluft in die Retorte eingeblasen. Dort erfolgen die Trocknung und Vergasung des Brennstoffs sowie die Oxidation der Holzkohle. Um die brennbaren Gase vollständig zu oxidieren, wird die Sekundärluft vor dem Eintritt in die heisse Nachbrennkammer mit den brennbaren Gasen vermischt. Anschliessend geben die ausgebrannten Gase im Wärmetauscher ihre Wärme ab, passieren den Zyklon als Trägheitsentstauber und gelangen durch das Kamin in die Atmosphäre.

In Unterschubfeuerungen werden Holzschnittel mit einem Wassergehalt von 5% – 50% verfeuert. Feuerraum und Nachbrennkammer müssen der Brennstoffqualität, insbesondere dem Wassergehalt, angepasst sein. Eine Anlage für Holzschnittel mit einem Wassergehalt bis 50% erreicht beim Verbrennen von trockenem Holz eine zu hohe Feuerraumtemperatur. Dies kann zu Materialproblemen und Schlackenbildung führen.

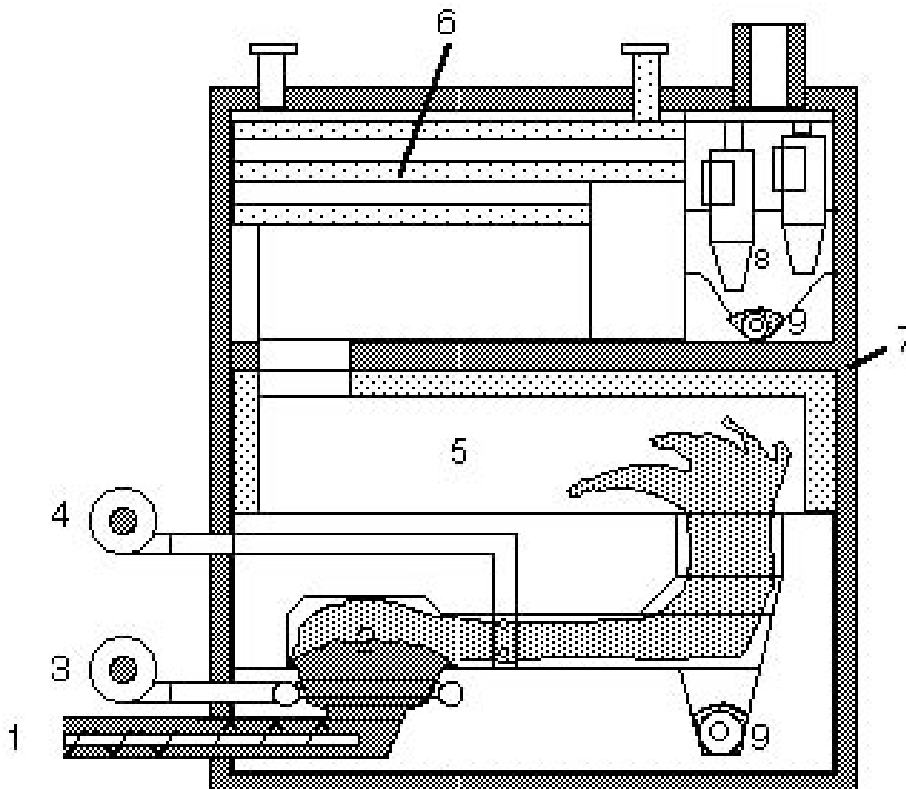


Abbildung 2.7: Unterschubfeuerung

Legende	Betriebsdaten	1
Brennstoffzuführung	Feuerungsleistung: 20 kW – 2.5 MW	
2 Verbrennungsretorte	Betriebsweise: regelbare Leistungsabgabe von 30% – 100%	
3 Primärluft	Verbrennungsregelung möglich	
4 Sekundärluft	Beschickung: automatisch	
5 Brennkammer	Brennstoff: Flur- und Waldhackschnitzel, Späne mit max. 50% Staubanteil. Wassergehalt $w = 5\% - 50\%$	
6 Wärmetauscher	Kesselreinigung: Die Entaschung erfolgt manuell oder automatisch; eine Kesselreinigung von Hand ist mindestens alle 4 Wochen notwendig.	
7 Wärmedämmung		
8 Zyklon		
9 Aschenaustragung		

2.2.5.2 Vorschubrostfeuerung

Der Brennstoff wird mit einem Förderaggregat auf einen Rost geschoben und durch Vor- und Rückwärtsbewegungen der Rostelemente befördert. Am Rostende erfolgt eine automatische Entaschung. Ein Teil der Verbrennungsluft wird als Primärluft durch den Rost eingeblasen.

Im oberen Rostbereich erfolgt die Trocknung des Brennstoffs, im mittleren die Vergasung des Holzes und im unteren der Ausbrand der Holzkohle. Die Rostfeuerung ermöglicht damit eine optimale Anpassung an das Abbrandverhalten des Brennstoffs, indem zumindest bei grösseren Anlagen die Primärluft entsprechend dem Luftbedarf in verschiedenen Zonen unter dem Rost zugeführt wird. Die Sekundärluft wird über dem Rost mit den brennbaren Gasen vermischt. Die Gase brennen in der Nachbrennkammer vollständig aus, geben im Wärmetauscher ihre Wärme ab, passieren den Zyklon und gelangen durch das Kamin in die Atmosphäre.

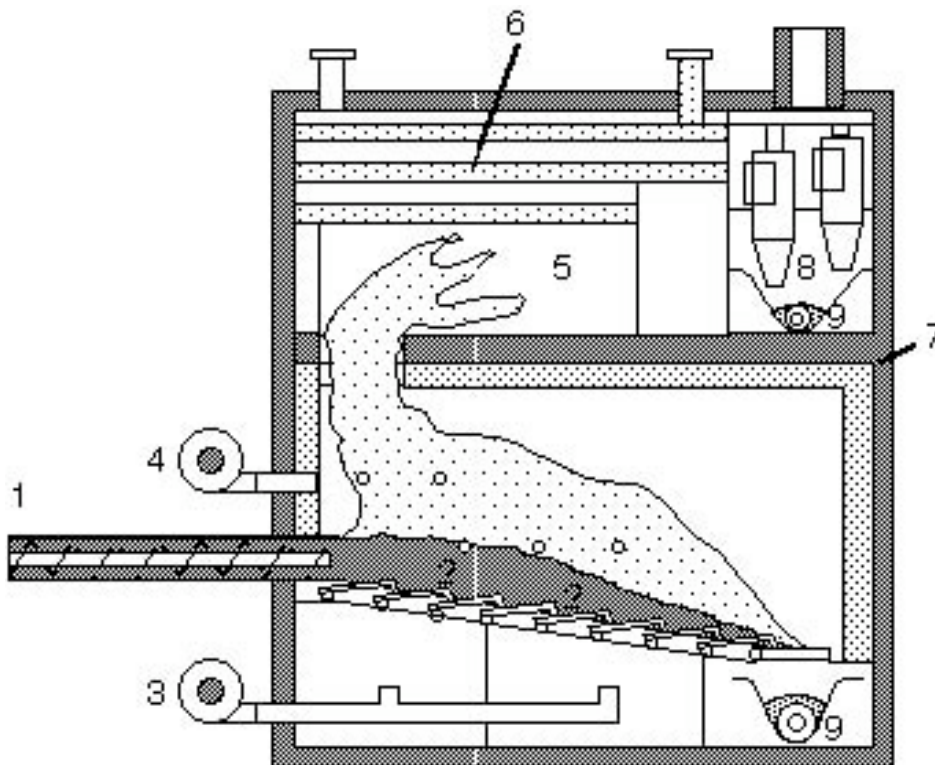


Abbildung 2.8: Vorschubrostfeuerung nach dem Gegenstromprinzip, geeignet für nasse Brennstoffe. Varianten: Planrost, Treppenrost, Wanderrost, Walzenrost, Schneckenrost

Legende	Betriebsdaten
1 Brennstoffzuführung	Feuerungsleistung: ab 150 kW
2 Rost	Betriebsweise: Verbrennungsregelung, regelbare Lastabgabe von 30% – 100%
3 Primärluft	
4 Sekundärluftbeschickung:	automatisch
5 Brennkammer	Brennstoff: Restholz, Späne, bis zu 10% Staub, Rinde, Flur- und Waldhackschnitzel, Wasser gehalt $w = 5\% - 60\%$
6 Wärmetauscher	Kesselreinigung: Die Entaschung erfolgt manuell oder automatisch; eine Kesselreinigung von Hand ist mindestens alle 4 Wochen notwendig
7 Wärmedämmung	
8 Zyklon	
9 Aschenausstragung	

Der Rost erfüllt die Funktion des Transports, des Schürens (Verändern der örtlichen Bettdicke) und des Umwälzens des Brennstoffs. Es gibt verschiedenste Rosttypen, die sich vor allem durch die Neigung und Bewegungsart unterscheiden. Vorschubrostfeuerungen werden als Gleich-, Mittel- und Gegenstromfeuerungen ausgeführt.

Rostfeuerungen eignen sich vor allem für asche- und schlackereiche Brennstoffe. Aufgrund der Bewegungsrichtung von Brennstoff und Gasen können drei verschiedene Typen von Rostfeuerungen unterschieden werden: Gleichstrom, Gegenstrom (Umkehrflamme) und Mittelstrom. Bei feuchtem Brennstoff wird ein Teil der bei der Verbrennung freigesetzten Energie zur Verdampfung des Wassers benötigt. Ein Strahlungsmantel über dem Brennstoff sorgt für eine hohe Vergasungstemperatur. Für Brennstoffe mit hohem Wassergehalt werden deshalb bevorzugt Rostfeuerungen nach dem Gegenstromprinzip eingesetzt, bei welchen auf der ersten Zone des Rostes eine Brennstoffvortrocknung erfolgt, so dass Energieholz mit bis zu 60% Wassergehalt verbrannt werden kann. Für trockene Brennstoffe kommt dagegen auch die Gleichstromfeuerung zum Einsatz.

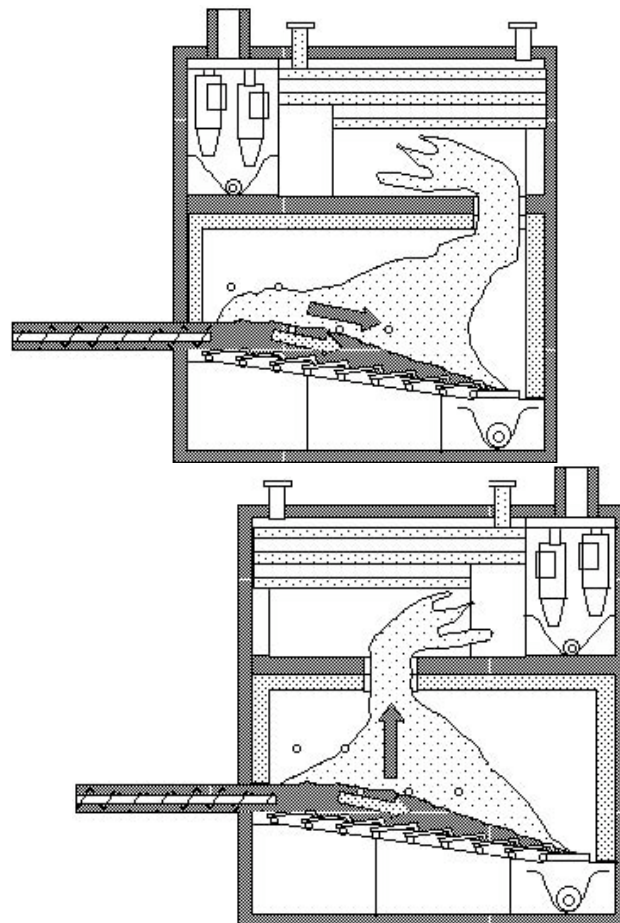


Abbildung 2.9: Vorschubrostfeuerung nach dem Gleichstromprinzip (links), geeignet für trockene Brennstoffe und Brennstoffe mit niedriger Ascheerweichungstemperatur und nach dem Mittelstromprinzip (Bauart zwischen Gleich- und Gegenstrom, rechts).

2.2.5.3 Vorfeuerung (Vorofen)

Bei einer Vorfeuerung sind der Rostteil mit Brennstoffzufuhr und der nachgeschaltete Kessel in zwei separate Einheiten aufgetrennt. Der Feuerungsteil umfasst meistens einen nach dem Gleichstromprinzip aufgebauten Vorschubrost, bei kleineren Anlagen (unter 100 kW) kommen auch Festroste zum Einsatz. Die Funktion der Nachbrennkammer und des Wärmetauschers wird von einem nachgeschalteten Kessel übernommen.

Die Vorfeuerung erzielt hohe Temperaturen, was Voraussetzung für eine gute Verbrennung mit geringen Emissionen ist. Allerdings ist zu beachten, dass ungenügend isolierte und nicht wassergekühlte Vorfeuerungen hohe Strahlungsverluste aufweisen.

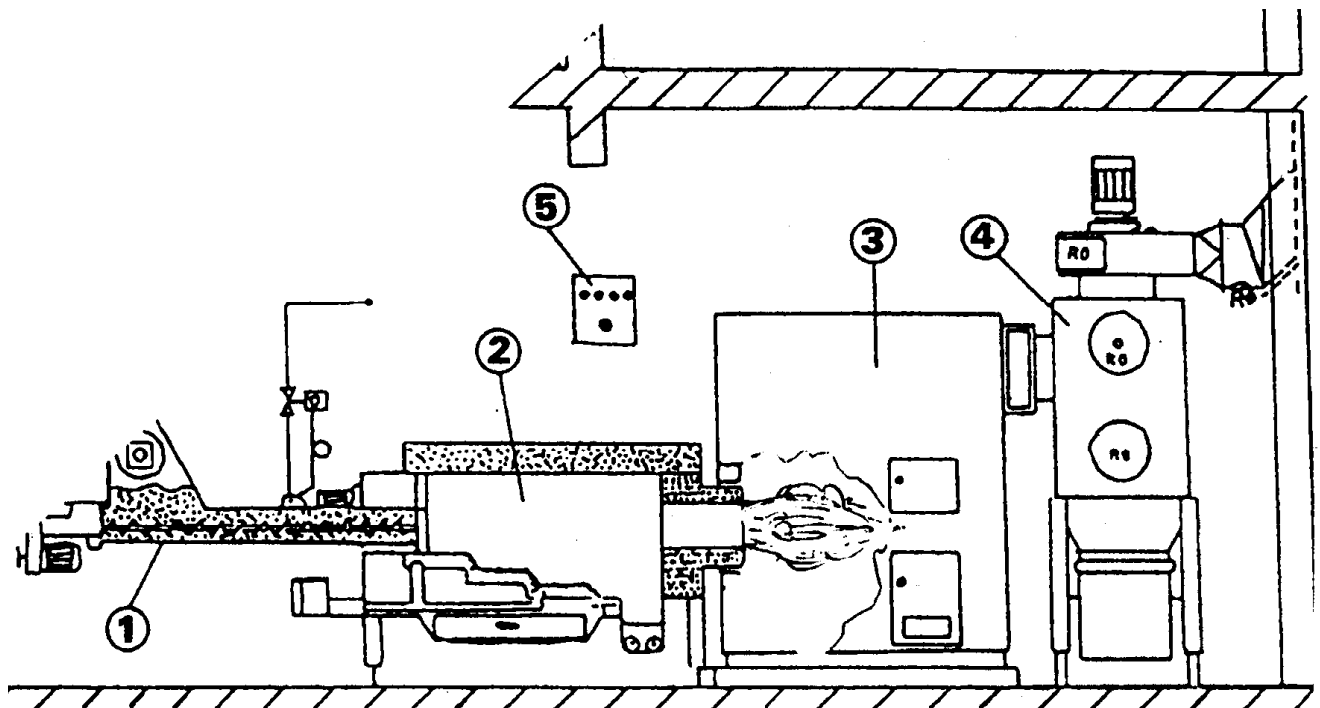


Abbildung 2.10: Vorfeuerung (mit Kessel und Staubabscheider). Varianten: Planrost (Vorschub- oder Festrost), Treppenrost, Tunnelbrenner, Unterschubfeuerung

Legende	Betriebsdaten	1
Dosierschnecke	Feuerungsleistung: bis 2 MW	
2 Vorfeuerung mit Heizkessel	Betriebsweise: Verbrennungsregelung, regelbare Lastabgabe	3
	Schubrost von 30% – 100%	
4 Zyklon	Beschickung: automatisch	
5 Schaltschrank	Brennstoff: Flur- und Waldhackschnitzel, Späne, Schreinerei- und Baurestholz, Wasser gehalt $w = 5\% - 45\%$	
	Kesselreinigung: Die Entaschung erfolgt manuell oder automatisch; eine Kesselreinigung von Hand ist mindestens	alle 4

Wochen notwendig

2.3 Vergasungstechnik

Bei der Vergasung wird einem festen Brennstoff wie Kohle oder Holz eine unterstöchiometrische Menge an Oxidationsmittel zugeführt. Dabei verbrennt ein Teil des Brennstoffs, wobei die freigesetzte Wärme zur thermischen Zersetzung des restlichen Brennstoffs dient. Das bei der Vergasung erzeugte Produktgas ist ein Gemisch aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Wasserdampf, Methan und Luftstickstoff. Als Folge unvollständiger Vergasung enthält das Produktgas zudem noch mehr oder weniger grosse Mengen unerwünschter Teerverbindungen (höhersiedende Kohlenwasserstoffe) sowie Phenole und Kohlenstoff. Als Vergasungsmittel wird meistens Luft verwendet, es kann jedoch auch Wasserdampf, Sauerstoff oder sauerstoffangereicherte Luft eingesetzt werden.

Die Vergasungstechnik wurde vor allem für die Herstellung von Brenngas aus Kohle zur Verfeuerung in Kraftwerken und für die Herstellung von synthetischen Treibstoffen zur technischen Reife entwickelt. Biomasse unterscheidet sich von Kohle nebst der Zusammensetzung und dem Heizwert vor allem hinsichtlich der Reaktivität. Holz weist mit ca. 80 Gew.-% einen deutlich höheren flüchtigen Anteil auf als Kohle, welche bei der Entgasung 40 bis 50 Gew.-% an flüchtigen Verbindungen freisetzt. Zudem ist die Reaktivität von Biomassekoksen um einen Faktor 100 höher als diejenige von Kohlekoksen. Als Mass für die Reaktivität von Brennstoffkoksen gilt dabei die Geschwindigkeitskonstante der Boudouard-Reaktion ($C + CO_2 = 2 CO$) in Funktion der Temperatur. Wichtig für die Reaktorauslegung ist im weiteren das Ascheschmelzverhalten. In allen bekannten Biomassevergasern, insbesondere bei den Wirbelschichtverfahren, darf die Asche nicht flüssig werden, da dies zu Ablagerungen und Verschlackungen im Reaktor führt, die einen Dauerbetrieb verunmöglichen. Holzaschen erweichen spätestens ab 1100 °C, während Kohle und Torf um mindestens 50 °C höhere Erweichungstemperaturen aufweisen. Aschen von Gras und Stroh erweichen bei Temperaturen von 900 bis 950 °C. Die Vergasungstemperatur muss mindestens 50 bis 100 °C unter dem Ascheerweichungspunkt liegen [Schmidt 1966], so dass sich für Holz eine maximale Vergasungstemperatur von 950 °C und für Stroh von 850 °C ergibt. Für die Vergasung von Biomasse wurden daher teilweise spezielle Systeme entwickelt.

Die Verfahren zur Holzvergasung lassen sich in Festbett- und Wirbelschichtverfahren einteilen. Festbettvergaser werden für Leistungen von 100 kW_{th} bis einigen MW_{th} und Wirbelschichtverfahren für grössere Leistungen ab 10 – 20 MW_{th} eingesetzt. In kleinen und mittleren Anlagen wird als Vergasungsmittel ausschliesslich Luft eingesetzt, das Gas wird dann als Schwachgas bezeichnet ($H_u < 8.5 \text{ MJ/Nm}^3$). In Wirbelschichtvergasern kommt auch Wasserdampf oder angereicherte Luft als Vergasungsmittel zum Einsatz. Durch Vergasung mit sauerstoffangereicherter Luft kann der Heizwert des Gases gesteigert werden, das Gas wird dann als Mittelgas bezeichnet ($8.5 \text{ MJ/Nm}^3 < H_u < 21 \text{ MJ/Nm}^3$).

2.3.1 Festbettvergaser

In einem Festbettvergaser wird der Brennstoff in einer Schüttschicht dem Vergasungsmittel ausgesetzt. Fließt der Brennstoff in derselben Richtung wie das Vergasungsmittel, so handelt es sich um einen Gleichstromvergaser, bei entgegengesetzter Strömungsrichtung um einen Gegenstromvergaser. In einem aufsteigenden (updraft gasifier) Vergaser strömen die Gase von unten nach oben, in einem absteigenden (downdraft) von oben nach unten. Häufig wird der absteigende Vergaser mit dem Gleichstrom und der aufsteigende Vergaser mit dem Gegenstrom gleichgesetzt. Diese Zuordnung ist jedoch nicht zwingend, da auch anderweitige Kombinationen möglich sind (z.B. aufsteigender Gleichstromvergaser). Die wichtigsten Verfahren sind zusammengestellt in [Nussbaumer 1990a und 1990b; Bühler 1994]. Abbildung 2.11 zeigt ein Schnittbild der am weitesten verbreiteten Vergaser, nämlich des aufsteigenden Gegenstromvergasers und des absteigenden Gleichstromvergasers (z.B. nach Imbert).

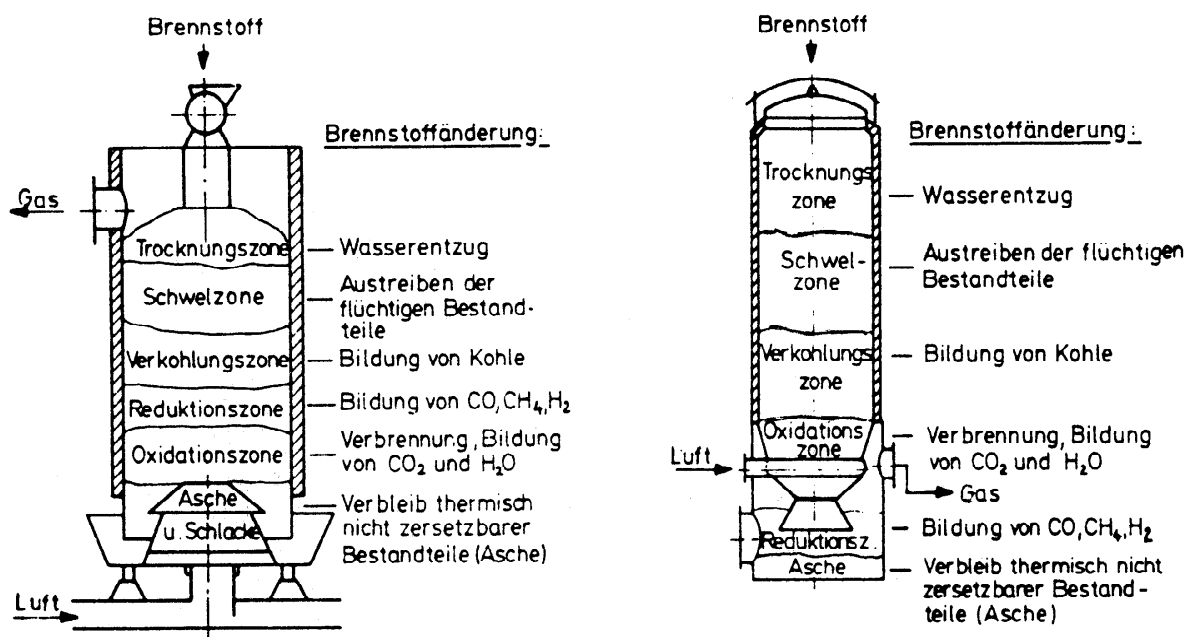


Abbildung 2.11: Schnittbild eines aufsteigenden Gegenstromvergasers (links) und eines absteigenden Gleichstromvergasers (rechts).

Gegenstromvergaser weisen ein stabiles Betriebsverhalten auf und können ein breites Brennstoffsortiment verarbeiten, insbesondere auch Mischungen von stückigem mit feinkörnigem Material. Das Upscaling bereitet in der Regel wenig Probleme, so dass das gleiche Konstruktionsprinzip für Anlagen von $100 \text{ kW}_{\text{th}}$ bis $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ verwendet werden kann. Der grosse Nachteil des Gegenstromvergasers liegt darin, dass die Pyrolysegase keine heisse Zone durchströmen und das Produktgas dadurch hohe Teergehalte aufweist.

Gleichstromvergaser erzeugen hingegen ein relativ teearmes Gas, weshalb sie für motorische Anwendungen bevorzugt werden. Die kohlenwasserstoffreichen Pyrolysegase passieren eine heisse Reduktionszone und werden dadurch thermisch gespalten. Ein teearmes Produktgas wird nur dann erzielt, wenn über den gesamten Glutbettquerschnitt eine ausreichend hohe Temperatur herrscht und die Verweilzeit genügend lang ist. Der am weitesten verbreitete, absteigende Gleichstromvergaser vom Typ Imbert ist allerdings nur für trockene und einheitlich stückige Brennstoffe geeignet. Zudem erweist sich das Upscaling als problematisch, da bei grösseren Anlagen wegen ungleichmässiger

Temperaturverteilung im Glutbett oftmals höhere Teergehalte auftreten als bei kleineren Vergasern gleicher Bauart. Im weiteren sind absteigende Vergaser anfällig auf Störungen im Brennstofftransport durch Kanal- und Brückenbildung. Tabelle 2.4 zeigt eine Gegenüberstellung der wichtigsten Merkmale der beiden Festbettvergasungssysteme.

	aufsteigender Gegenstromvergaser	absteigender Gleichstromvergaser (Typ Imbert)
Kaltgaswirkungsgrad (exkl. Teer) (inkl. Teer)	ca. 50% ca. 90%	70% – 80%
Partikelgehalte	gering	mittel
Teergehalte	>20 g/Nm ³	< 1 g/Nm ³ möglich
Ascheausbrand	gut	mittel
Anforderungen an Brennstoffstückigkeit	unempfindlich	einheitliche Stückgrösse ideal z.B. 5 x 6 x 8 cm
Brennstofffeuchte u	< 50%	5% – 15%
Betriebsverhalten	in der Regel unempfindlich	empfindlich auf Brücken- und Kanalbildung, weshalb die Gasqualität variieren kann
Anlagengrösse	100 kW _{th} – 10 MW _{th}	100 kW _{th} – max. ca. 2 MW _{th}

Tabelle 2.4: Merkmale von Festbettvergasern

Da mit dem klassischen Gleichstromverfahren vom Typ Imbert die Brennstoffvariabilität beschränkt ist, wurden und werden immer wieder Anstrengungen unternommen, einen für die motorische Anwendung im praktischen Einsatz geeigneten Festbettvergaser zu entwickeln. Diese Vergaser streben wie der Imbert-Vergaser eine gute Gasqualität (geringe Teergehalte, hoher Heizwert), einen guten Ascheausbrand und hohe Wirkungsgrade an, sie sollen jedoch deutlich unempfindlicher auf die Brennstoffeigenschaften (Stückigkeit, Feuchte) reagieren. Die wichtigsten neueren Bauarten von Festbettvergasern sind unter anderem Open top-Vergaser, mehrstufiger Vergaser, Querstromvergaser und Doppelfeuervergaser [Kaupp und Goss 1984, Reed 1988].

2.3.2 Wirbelschichtvergaser

Die Einteilung der Wirbelschichtverfahren erfolgt anhand der Strömungscharakteristik und der Wärmeübertragungsart. Wird ein feinkörniger Feststoff von unten durch einen Anströmboden von einem Gas durchströmt, so bildet sich nach Überschreiten der Fluidisierungsgeschwindigkeit zunächst eine Wirbelschicht mit definierter Oberfläche aus, die an eine brodelnde Flüssigkeit erinnert (stationäre Wirbelschicht; Abbildung 2.12). Mit zunehmender Gasgeschwindigkeit expandiert die Wirbelschicht, bis der Feststoff nahezu gleichmässig über die Reaktorhöhe verteilt ist. Die vom Gas mitgerissene Feststoffmenge wird in einem Zyklon abgeschieden und in den Reaktor zurückgeführt, wodurch sich der Zustand der zirkulierenden Wirbelschicht (ZWS) einstellt. Eine weitere Steigerung der Gasgeschwindigkeit führt zum pneumatischen Transport bzw. zum Flugstromreaktor.

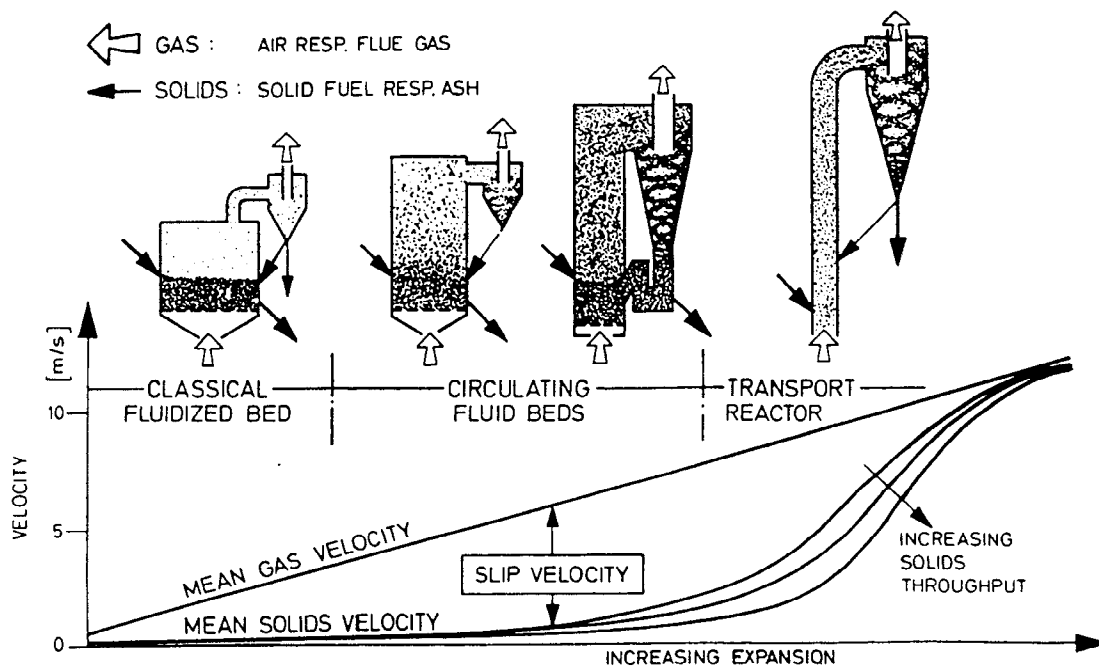


Abbildung 2.12: Grundsysteme für Gas/Feststoff-Reaktoren [Mehrling und Reimert 1986].
 Classical fluidized bed = stationäre Wirbelschicht; circulating fluidized bed = zirkulierende Wirbelschicht; transport reactor = Flugstromreaktor.

Die beiden Wirbelschichtverfahren unterscheiden sich grundlegend. Während in einer stationären Wirbelschicht ein markantes Temperaturprofil entlang der Reaktorhöhe auftritt, herrschen in einer ZWS annähernd isotherme Bedingungen. Dies hat zur Folge, dass eine ZWS bei einer optimalen Temperatur betrieben werden kann, so dass die Gefahr der Ascheverschlackung geringer ist. Zudem sind die Teergehalte etwas geringer. Die ZWS weist jedoch im Vergleich zu einer stationären Wirbelschicht eine etwa 10fach höhere Feststoffbeladung des Produktgases auf. Die Vergasung kann sowohl bei Atmosphärendruck als auch bei erhöhtem Druck erfolgen. Bei Druckvergasern ist zur ausreichenden Brennstofffluidisierung immer zusätzlicher Wasserdampf erforderlich.

Die wichtigsten Merkmale von ZWS-Vergasern sind:

- hohe Vergasungswirkungsgrade von > 80% (Kaltgas) möglich
- stabiler Anlagenbetrieb (gleichbleibende Gasqualität)
- guter (Bett-)Ascheausbrand

Die Nachteile im Vergleich zu Festbettvergasern sind:

- hohe Flugaschegehalte im Gas
- schlechter Flugascheausbrand (ca. 80 Gew.-% Kohlenstoff)
- hohe Anforderung an einheitlichen, kleinstückigen Brennstoff (ideal: 2 x 2 x 1 cm)
- hoher Eigenenergieverbrauch
- die Brennstofffeuchte u soll 15% nicht übersteigen, was eine Biomassetrocknung erfordert
- hohe spezifische Investitionskosten, vor allem für kleine Leistungen, so dass der Einsatz erst ab ca. 20 MW_{th} in Frage kommt.

2.3.3 Zusammensetzung des Rohgases aus Holzvergasern

In der Tabelle 2.5 sind typische Gehalte der **Hauptkomponenten** im Produktgas aus verschiedenen Vergasern zusammengestellt. Die Zusammensetzung hängt nebst dem Vergasertyp und der Anlagen-grösse vor allem von der Brennstofffeuchte ab. Obwohl sich die aufgeführten Produktgaszusammen-setzungen unterscheiden, sind die Heizwerte vergleichbar.

Vergasungssystem Merkmal	Einheit	Festbett		WS	ZWS
		Gegenstrom	Gleichstrom		
Anlagengrösse	kW _{th}	1000	700	90	16'000
Brennstofffeuchte	%atro	52	6	14	15
H ₂	Vol.-%	14	21	9.3	14.8
CO	Vol.-%	20	22.5	15.8	15.4
CO ₂	Vol.-%	10	11.5	16.7	15.0
CH ₄	Vol.-%	2.5	1.5	3.8	4.2
C _n H _m	Vol.-%			1.6	2.0
N ₂	Vol.-%			52.8	39.6
Heizwert H _u	MJ/Nm ³	4.9	5.6	4.4	5.0

Tabelle 2.5: Beispiele von Zusammensetzungen und Heizwerten von Produktgasen aus der atmo-sphärischen Vergasung von Holz mit Luft. Bemerkungen: WS = stationäre Wirbelschicht; ZWS = zirkulierende Wirbelschicht; Angaben mit Bezug auf trockenes Gas; Heizwert H_u berechnet aus H_u von H₂, CO, und CH₄; leere Felder = keine Angabe. Quellen: Gegen-stromvergaser [Kurkela et al. 1989]; Gleichstromvergaser (Typ Imbert) [Kaufmann 1994]; WS [Czernik et al. 1992]; ZWS [Löffler 1991]

Üblicherweise werden bei Gleichstromvergäsern oder bei Wirbelschichtvergäsern auf 10% – 15% ge-trocknete Brennstoffe (Bezug auf atro Brennstoff) eingesetzt. Hohe Brennstofffeuchten führen zu einem Anstieg der CO₂- und Wasserdampfgehalte bzw. zu einer Verminderung des Heizwerts und des Vergaserwirkungsgrades. Bei trockenem Holz beträgt die Feuchte im Produktgas 10 – 15 Vol.-%.

Für den Einsatz von Holzbrennstoffen in Vergasern ist in der Regel eine thermische Trocknung erfor-derlich. Im Vergleich zu Feuerungsanlagen ergibt dies einen apparativen und betrieblichen Mehrauf-wand. Bei Kleinanlagen kann die Notwendigkeit einer technischen Trocknung wegen des grossen Aufwands prohibitiv sein. Bei der Entwicklung von Vergasern ist deshalb anzustreben, dass zumindest der Einsatz von Holzschnitzeln mit einer Holzfeuchtigkeit von 30 – 40% möglich ist.

In der Tabelle 2.6 sind typische Partikel- und Teergehalte verschiedener Vergasungssysteme aufge-zeigt. Die Festbettvergaser erzeugen deutlich geringere **Partikelgehalte** im Produktgas als Wirbel-schichtverfahren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Brennstoff verfahrensbedingt nicht ver-wirbelt wird und die Strömungsgeschwindigkeiten deutlich geringer sind. Zudem verlangen Festbett-vergaser grössere Brennstoffstückigkeiten als Wirbelschichtsysteme.

		Festbett		Festbett	
		Gegenstrom	Gleichstrom	WS	ZWS
Partikelgehalt					
Bereich	g/Nm ³	0.1 – 3	0.02 – 8	1 – 100	8 – 100
Mittelwert	g/Nm ³	1	1	4	20
Teergehalt					
Bereich	g/Nm ³	10 – 150	0.01 – 6	1 – 23	1 – 30
Mittelwert	g/Nm ³	50	0.5	12	8

Tabelle 2.6: Partikel- und Teergehalte im ungereinigten Produktgas aus verschiedenen Vergasungssystemen nach [Graham und Bain 1993]. Werte bei Wirbelschichtverfahren nach Zyklon

Aufgrund der hohen Gasgeschwindigkeiten weist die zirkulierende Wirbelschicht Partikelgehalte von typischerweise 50 g/Nm³ auf [Löffler 1991]. Die Stäube sind extrem fein ($d_{50} < 10 \mu\text{m}$) und lassen sich mit einem Zyklon nicht abscheiden. Zudem enthalten sie ca. 80 Gew.-% Kohlenstoff. Dies führt dazu, dass die Partikel einen grossen Energieinhalt aufweisen. Für die Vergasung von Rinde mit Luft in einer ZWS teilen sich die Energieinhalte in etwa folgendermassen auf (Annahmen: Pro Nm³ enthält das Gas etwa 40 g Kohlenstoff; der Energieinhalt von Kohlenstoff beträgt 34.8 MJ/kg):

H _u des staubfreien Produktgases:	5800 kJ/Nm ³
Fühlbare Wärme (Vergasung bei 800 °C):	840 kJ/Nm ³
C-haltiger Staub:	1400 kJ/Nm ³

Der Energieanteil des C-haltigen Flugstaubs beträgt demnach ca. 17% des gesamten Energieinhalts im Gas. Der Kaltgaswirkungsgrad eines ZWS-Vergasers ist daher zu einem wesentlichen Anteil durch die Staubbelastung im Rohgas bestimmt.

Die höchsten **Teergehalte** werden bei Gegenstromvergäsern gefunden, da das heisse Gas aus der Oxidationszone durch das kältere Brennstoffbett strömt, in welchem die Pyrolyse und die Trocknung des Brennstoffs stattfindet. Die Temperaturen reichen dabei nicht zur Spaltung der Pyrolysegase aus, so dass erhöhte Kohlenwasserstoff- und Teeremissionen auftreten. Im Gegenstromvergaser verlassen die Gase den Reaktor an der kältesten Stelle, im Gleichstromvergaser passieren sie eine heisse Reduktionszone. Dadurch werden die höhersiedenden Teerverbindungen aufgespalten, so dass Gleichstromvergaser deutlich geringere Teeremissionen aufweisen als Gegenstromvergaser. Die Teeremissionen von Wirbelschichtreaktoren liegen in einem mittleren Bereich. Die Temperatur hat jedoch auch bei den Wirbelschichtverfahren einen deutlichen Einfluss auf die Teergehalte, so dass bei Temperaturen $> 800 \text{ °C}$ und ausreichender Verweilzeit Teergehalte $< 1 \text{ g/Nm}^3$ erreicht werden können. Die Teerverbindungen aus der Biomassevergasung beginnen bei der Abkühlung auf Temperaturen unter ca. 300 °C auszukondensieren. Sie scheinen zudem im Vergleich zu Teeren aus der Kohle- und Torf-Vergasung deutlich reaktiver zu sein, da bei der Partikelabscheidung in einem Keramikfilter bei 700 °C die Bildung eines klebrigen Filterkuchens beobachtet wurde [Kurkela et al. 1991]. Für die Gasnutzung in Verbrennungskraftmaschinen kommt deshalb der Entwicklung geeigneter Gasreinigungstechniken eine zentrale Bedeutung zu.

2.3.4 Technik zur Reinigung von Produktgasen

Die Anforderungen an das Produktgas sind durch den Verwendungszweck bestimmt. Gase zu Heizzwecken wie z.B. Heizgas in einem Dampfkessel haben die geringsten Anforderungen zu erfüllen. Produktgase aus Festbettvergasern können ohne Gasreinigung in einem Brenner eingesetzt werden, diejenigen aus WS- oder ZWS-Vergasern müssten hingegen zumindest grobentstaubt werden. Zur Nutzung in einem Motor, einer Gasturbine oder für die Verwendung zu Synthesegaszwecken (z.B. zur katalytischen Synthese von Methanol) muss das Gas hingegen deutlich höheren Anforderungen genügen (Tabelle 2.7).

Anforderungen an das Produktgas	Partikelgehalt mg/Nm ³	Partikelgrösse µm	Teergehalt mg/Nm ³	Alkaligehalt mg/Nm ³
Verwendungszweck				
Verbrennungsmotor	< 50	< 10	< 100	
Gasturbine	< 30	< 5		< 0.24
Methanolsynthese	< 0.01		< 100	
Brennstoffzelle				

Tabelle 2.7: Verwendungsspezifische Minimalanforderungen an Produktgase

Bemerkungen: Alkaligehalt als Na+K; leere Felder = Anforderung nicht bekannt

Quellen: [Graham und Bain 1993, BTG 1995]

Die Angaben zu den Anforderungen basieren in den meisten Fällen auf Schätzungen und können je nach Quelle deutlich von den Werten gemäss Tabelle 2.7 abweichen. Ursache für die Abweichungen sind vielfach nicht vorhandene oder ungenügende Praxiserfahrungen sowohl auf der Anbieter- wie auf der Nutzerseite der Anlagen. Die Werte können somit nur als Anhaltspunkte dienen.

Bei der Verwendung des Synthesegases zur Methanolsynthese kommt hinzu, dass u.a. der Stickstoffgehalt des Gases minimal sein muss. Die Vergasung mit Luft führt zu einer Stickstoffkonzentration von etwa 50 Vol.-% im Produktgas, was zu sehr hohen Kompressorleistungen für die anschliessende katalytische Methanolsynthese führt. Alle bisher realisierten Methanolsynthesenanlagen verwenden daher ein nahezu inertgasfreies Produktgas, welches nicht mit Luft als Sauerstoffquelle produziert wurde. Die Techniken zur Methanolherstellung durch Vergasung von Biomasse wurden im Projekt Biometh ausführlich behandelt [Stucki 1994, Hasler et al. 1994, Covelli 1995, Hasler et al. 1995].

Die Produktgasanforderungen für die Verwendung in Brennstoffzellen sind nicht bekannt. Aufgrund der komplexen Reaktionsabläufe in der Brennstoffzelle (katalytische Reaktionen; mindestens zweiphasige, poröse Reaktionszone fest/gasförmig; etc.) ist davon auszugehen, dass die Anforderungen mindestens gleich hoch sein werden wie für Synthesegasanwendungen.

Die Rohgase aus den heute existierenden Vergasungssystemen weisen in jedem Falle deutlich höhere Teer- und Partikelgehalte auf als die als akzeptabel betrachteten Werte gemäss Tabelle 2.7. Eine effiziente Gasreinigung ist daher in allen Fällen notwendig. Mit Ausnahme der thermischen Verwertung erfordern alle übrigen Anwendungen von Produktgasen eine wirkungsvolle Gasreinigung zur Abscheidung von Partikeln und teilweise von Teerverbindungen. Bei einem guten Gleichstromvergasers sind die Partikel- und Teergehalte deutlich geringer als z.B. in einem ZWS-Vergaser. Die Anforderungen für eine Nutzung in Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen sind daher einfacher zu erfüllen. Als Orientierungswert genügt ein Abscheidegrad von jeweils rund 90%.

Die Abscheidung von Partikeln ist eine aus der Reinigung von Verbrennungsabgasen bekannte und erprobte Technik. Die Abscheidung von Teerverbindungen ist hingegen kaum erprobt und kann die Partikelabscheidung massiv beeinträchtigen.

Die Abscheidung von Partikeln und Teerverbindungen kann mit nassen oder trockenen Verfahren erfolgen. Bei Anwendungen mit Festbettvergasern werden in den meisten Fällen nasse Verfahren zur

Gasreinigung zur Anwendung kommen. Die Verfahren sind erprobt und kommerziell verfügbar und sie scheiden Partikel, Teerverbindungen und gasförmige Verunreinigungen (z.B. Ammoniak) ab. Bei einer nassen Gasreinigung wird das Gas in einem ersten Schritt durch Einspritzen von Wasser (quenchen) oder mittels Wärmetauscher abgekühlt. Im anschliessenden nassen Reinigungsverfahren erfolgt die Abscheidung der Partikel und Teerverbindungen. Eine gute Partikelabscheidung erfordert jedoch in der Regel einen hohen Druckabfall von z.B. 100 mbar und einen teuren Wäscher (z.B. Venturiwäscher). Mit einem Sandbettfilter konnte bei geringem Druckabfall von 5 bis 10 mbar ein Abscheidegrad für Partikel von ca. 80-95%, für Teer von 60-95% (Gewichts-%) erreicht werden [Sharan et al. 1997]. Das Sandbettfilter muss periodisch gereinigt werden. Erfahrungen zur Reinigung von Sandbettfiltern liegen noch wenig vor. Offene Fragen bei der nassen Gasreinigung bestehen vor allem bezüglich Aufwand und Kosten für die Abwasserbehandlung.

Bei der trockenen Gasreinigung muss die Filtertemperatur so hoch sein, dass das Filter durch auskondensierte, klebrige Teerverbindungen nicht verstopft. Bedingt durch die hohen Filtertemperaturen sind jedoch nur geringe Teerabscheidegrade zu erwarten, so dass mit Filtern alleine die Anforderungen an den Teergehalt im Gas für den Einsatz in Verbrennungsmotoren nicht erfüllt werden können. Eine trockene Teerabscheidung ist vermutlich mit einem Festbettadsorber mit Braunkohlenkoks als Adsorbens möglich. Die mit Teer beladene Aktivkohle kann im Vergaser als Brennstoff eingesetzt werden. Allerdings liegen hierzu keinerlei Erfahrungen aus einem praktischen Anlagenbetrieb mit einem Festbett-Teeradsorber vor. Die von der Abgasreinigung bekannten Trockenverfahren zur Partikelabscheidung sind: Zyklon, Gewebe-, Elektro- und Keramikfilter. Mit einem Zyklon allein ist der Abscheidegrad für die feinen Partikel zu klein. Trocken arbeitende Elektrofilter werden bisher für die Produktgasreinigung aus Vergasungssystemen nicht eingesetzt. Mit einem Gewebefilter oder einem Keramikfilter kann im Reingas ein Partikelgehalt erreicht werden, der für die motorische Anwendung sicher tief genug ist. Bei der Partikelabscheidung von Produktgas aus einem Holzvergaser in einem Keramikfilter wurde allerdings bei 700 °C die Bildung eines klebrigen Filterkuchens beobachtet, welcher zu einem stetig steigenden Druckverlust über dem Filterelement führte [Kurkela et al. 1991]. Die dabei verwendeten Filterelemente wiesen eine einheitlich homogene Porenstruktur auf. Die heute verwendeten Filterelemente sind aus einer grobporigen Stützstruktur und einer dünnen, feinporigen Beschichtung gefertigt. Die mittlerweile vorliegenden Erfahrungen aus Demonstrationsanlagen (Ahlstrom/Sydkraft in Värnamo, Schweden; Enviropower in Tampere, Finnland) zeigen, dass ein Dauerbetrieb vermutlich möglich ist [Salo und Keränen 1995, Nieminen et al. 1996]. Keramikfilter sind wesentlich teurer als Gewebefilter und weisen im Temperaturbereich unter 200°C und bei atmosphärischen Vergasern keine wesentlichen Vorteile auf. Eine neue Partikelabscheidetechnik ist der Rotational particle separator RPS [Brouwers 1996]. In einem laufenden EU Projekt soll diese Technik erstmals für die Reinigung von Produktgas eingesetzt werden, so dass in absehbarer Zeit Erfahrungen beim Einsatz an Vergasern vorliegen werden.

Für die Produktgasnutzung in Verbrennungsmotoren ist gemäss Tabelle 2.7 nebst der Partikelabscheidung auch eine Teerabscheidung erforderlich. Aufgrund der momentan vorliegenden Kenntnisse im Bereich Gasreinigung ist eine ausreichende Teerabscheidung vermutlich nur mit Wäschern möglich. Die nasse Gasreinigung ist immer mit einer Teilkondensation von Wasserdampf und demzufolge mit einem Kondensatanfall verbunden. Die Abkühlung und Kondensation führt zu einer Erhöhung der Energiedichte des Gases, was aus motorischer Sicht erwünscht ist (höhere Leistungsdichte und Wirkungsgrad). Die ausgewaschenen Verunreinigungen befinden sich im Kondensat und erfordern eine Abwasserbehandlung. Die Abwasserbehandlungskosten können zu einem wichtigen Betriebskostenpunkt werden.

Für die Produktgasnutzung in Gasturbinen sind gemäss Tabelle 2.7 Partikel und Alkalimetalle abzuscheiden, nicht jedoch Teerverbindungen. Die Gasreinigung kann daher auch bei hohen Temperaturen erfolgen, was aus energetischen Gründen erwünscht ist. Da das Brenngas unter erhöhtem Druck in die Gasturbine eingeleitet werden muss, eignen sich für die Gasturbinenanwendung vor allem druckaufgeladene Vergaser. Zur Gasreinigung bei diesen Systemen werden heute ausnahmslos Ke-

ramikfilter erprobt. Bisher liegen Betriebserfahrungen aus einigen Tausend Betriebsstunden bei Demonstrationsanlagen vor. Zur Einhaltung der Alkaligehalte müssen die Filtertemperaturen im Bereich von 350 °C liegen, was eine Gaskühlung erfordert. Für atmosphärische Vergaser mit entsprechend grossem Volumenstrom kommen Keramikfilter wegen den hohen Kosten kaum in Frage, so dass in diesen Fällen zur Verstromung in Gasturbinen eine Gaskompression erforderlich ist. Wegen allfälliger Teerkondensations- und Korrosionsproblemen im Kompressor wird die Gasreinigung aus einer Kombination von Gewebefilter und Wäscher bestehen.

Die Anforderungen an die Gasreinigung bei der Produktgasnutzung als Synthesegas und höchstwahrscheinlich auch in Brennstoffzellen erfordern eine aufwendige und kostspielige Gasreinigung. Die Gasreinigung für Synthesegasanwendungen ist für die Kohlevergasung ausreichend erprobt und besteht im wesentlichen aus einer Rectisolwäsche® (Absorption von CO₂, Schwermetallen, Teerverbindungen und gasförmigen Verunreinigungen mit Methanol bei -75 °C). Sie ist kommerziell verfügbar, allerdings nur für Grossanlagen mit Leistungen von z.B. 400 MW_{th}. Zur Kohlevergasung werden jedoch meistens andere Verfahren eingesetzt als zur Biomassevergasung. Zudem erzeugt die Kohlevergasung üblicherweise weniger und andere Teerverbindungen. Die Produktgasreinigung aus der Biomassevergasung zu Synthesegaszwecke kann z.B. aus folgenden Prozessen bestehen (Vorschlag Lurgi, ergänzt gemäss Hasler et al. [1995]):

- Abkühlung des Gases in einem Wärmetauscher
- Entstaubung (z.B. trocken in einem Gewebefilter)
- Schadgasabsorption (HCl, NH₃, HCN, flüchtige Schwermetalle) und Wasserdampfkondensation in einem Wäscher
- Teeradsorption z.B. in Aktivkohle-Festbettreaktor
- Gaskompression
- Entschwefelung in Festbettreaktor

2.3.5 Stand der Vergasungstechnik

Gegenstrom-Festbettvergaser werden im Leistungsbereich von 100 kW_{th} bis 10 MW_{th} eingesetzt. In Europa sind mindestens 14 Anlagen in Betrieb [Beenackers und Maniatis 1996]. Die erfolgreichsten Gegenstromvergaser wurden von Bioneer (Finnland) produziert und stehen als Fernheizwerke im kommerziellen Einsatz. Als Brennstoff wird nebst Holz vor allem Torf eingesetzt. Eine kommerzielle Anwendung eines Gegenstromvergaser mit motorischer Nutzung ist nicht bekannt, hingegen gibt es einige Pilotanlagen. Das Hauptproblem der Gegenstromvergaser ist der hohe Teergehalt im Gas, was aufwendige und/oder energetisch ungünstige Verfahren zur Teerminderung erfordert. Eine prüfenswerte Alternative wäre allenfalls die Vergasung unter Druck und eine direkte Nutzung des ungereinigten, teerreichen Gases in einer Gasturbine. Im Unterschied zu Gleichstrom- oder Wirbelschichtvergasern verlässt das Produktgas den Gegenstromvergaser bei Temperaturen zwischen 200°C und 400°C. Dadurch sind die Alkalimetallgehalte sehr gering, so dass auf den Oberflächen der Gasturbinenschaufeln keine nennenswerte Erosion zu erwarten ist. Zudem kann der Partikelgehalt im Gas aus dem Gegenstromvergaser um 100 mg/Nm³ liegen und damit deutlich geringer sein als z.B. aus einem Gleichstromvergaser. Die Hauptprobleme sind die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade und die Standzeiten der Gasturbine. Als Hauptvorteile sind die – im Vergleich zu anderen Verfahren mit Gasturbinenanwendungen – geringe Anlagengrösse von wenigen MW_{el} und die einfache, kostengünstige und kompakte Anlagentechnik zu erwähnen.

Gleichstrom-Festbettvergaser sind für den Leistungsbereich von 10 kW_{th} bis 2000 kW_{th} konzipiert. Mit Gleichstromvergasern kann ein Gas mit vergleichsweise geringem Teergehalt erzeugt werden, welches nach einer Gasreinigung in Verbrennungsmotoren genutzt werden kann. Die meisten Gleichstromvergaser sind allerdings nur geeignet für trockene, stückige Holzbrennstoffe mit geringem Feinanteil. Von den rund 23 Gleichstromvergasern, welche in Europa angeboten werden [Knoef 1996], sind vermutlich höchstens fünf in der Lage, mit getrockneten, in der Schweiz üblichen Holzschnitzeln ein einigermaßen teearmes Gas zu erzeugen, welches mit vertretbarem Aufwand gereinigt und motorisch genutzt werden kann. In der Literatur finden sich zwar zahlreiche Hinweise auf kommerzielle Einsätze von Gleichstromvergasern mit motorischer Nutzung [Knoef 1996, Beenackers und Maniatis 1996], eine erfolgreiche, kommerzielle Anwendung in Europa ist allerdings nicht bekannt. Der Entwicklungsstand ist jedoch so hoch, so dass in naher Zukunft mit der Realisierung von einigen Demonstrationsanlagen zu rechnen ist. In der Schweiz liegen Erfahrungen von mehreren hundert Stunden Versuchsbetrieb von Gleichstromvergasern mit motorischer Nutzung vor, wobei als Brennstoff getrocknete, stückige Holzschnitzel eingesetzt wurden. Mit typischen Holzschnitzeln mit Feinanteil und hohem Wassergehalt liegen in den meisten Fällen keine Erfahrungen vor und in einigen Fällen konnte kein befriedigender Betrieb erreicht werden. Von zwei Anlagen ist bekannt, dass Holzschnitzel mit bis zu rund 50% Holzfeuchtigkeit versuchsweise vergast werden konnten.

Die Stromerzeugung mit Gleichstrom-Festbettvergasung bei Atmosphärendruck und Nutzung in Verbrennungsmotoren wird als weniger risikoreich eingestuft als die Druckvergasung in der Wirbelschicht mit Verstromung in einem Kombiprozess mit Gasturbine und Dampfturbine (IGCC). Die Festbettvergasung weist insbesondere folgende Vorteile auf: einfachere Bauart, bessere Gasqualität möglich, Gasreinigung bei Atmosphärendruck und für teearmes Gas eher vorhanden und erfolgsversprechend, mehrere Gasreinigungsverfahren möglich (Wäscher, Gewebefilter, Sandbettfilter), Verbrennungsmotoren sind eher tolerant auf Verunreinigungen als Gasturbinen, es sind mehrere Motorentypen erhältlich und Anlageleistungen < 1 MW_{el} möglich, so dass auch geringere Entwicklungskosten anfallen. Allerdings werden die elektrischen Wirkungsgrade mit Festbettvergasern geringer sein als bei IGCC-Verfahren. Absteigende Gleichstromvergaser weisen vor allem zwei betriebliche Nachteile auf: Die sichere sichere Gewährleistung des Brennstoffnachschubs und die homogene Verteilung der

Vergasungsluft. Um das Nachrutschen sicher zu gewährleisten, werden zum Teil Anforderungen an die Uniformität und die physikalischen Eigenschaften des Brennstoffs gestellt, welche einen breiten Einsatz dieser Technik in Frage stellen (Verwendung trockener Hartholzklötzchen). Im weiteren haben sich bei verschiedenen Entwicklungen Scale up-Probleme ergeben, wenn aufgrund von Erfahrungen mit Kleinanlagen (50 – 100 kW_{th}) Reaktoren mit 5- bis 10-fach höheren Leistungen abgeleitet wurden.

Wirbelschichtvergaser wurden vor allem für den Leistungsbereich ab 20 MW_{th} entwickelt. Weltweit gibt es zur Zeit sieben kommerzielle Anlagen mit Biomasse auf der Basis der ZWS, welche das Gas jedoch zu Heizzwecken verwenden (z.B. Brenngas in Zementwerken). Die Vergaser weisen Leistungen zwischen 15 und 100 MW_{th} auf [Beenackers und Maniatis 1996] und werden bei atmosphärischem Druck betrieben. Zur Zeit sind einige IGCC-Demonstrationsanlagen mit Biomasse als Brennstoff in Betrieb, im Bau oder in Planung. Die Anlagenleistungen betragen zwischen 8 und ca. 20 MW_{th}, eine Anlage wird eine Leistung von ca. 80 MW_{th} aufweisen. Die erste realisierte Demonstrationsanlage ist von Ahlstrom/Sydkraft in Värnamo (Schweden) mit einer Leistung von 18 MW_{th}, wovon rund 6 MW_e als Strom und 9 MW_{th} als Wärme ausgekoppelt werden. Der Vergaser ist seit 1994 in Betrieb. Zur Gasreinigung wird ein Hochtemperaturkeramikfilter bei ca. 350 °C eingesetzt, zur Verstromung des gereinigten Gases eine EGT Typhoon Gasturbine. Mit dem Keramikfilter liegen derzeit Erfahrungen aus einigen Tausend Betriebsstunden vor, mit der Gasturbine aus rund 150 Betriebsstunden (Stand Oktober 1996). Demnächst sollte in Holland der Bauentscheid für die erste kommerzielle Anlage zur Holzvergasung mit Nutzung des Gases in einem IGCC Prozess fallen. Als Brennstoff ist vor allem Altholz vorgesehen und für die Vergasung ist der Einsatz einer atmosphärischen ZWS von Lurgi Deutschland oder von Termiska Processer (TPS) Schweden (mit nachgeschaltetem Dolomit-Cracker) vorgesehen.

Der bisher realisierte Wirbelschichtvergaser in Värnamo sowie die meisten in Planung befindlichen Vergaser arbeiten unter erhöhtem Druck, so dass vor dem Eintritt in die Gasturbine keine Gaskompression erforderlich ist. Die Beschickung für Drucksysteme ist aufwendig, sie scheint jedoch technisch gelöst zu sein. Zur Gasreinigung werden ausschliesslich Keramikfilter eingesetzt. Offene technische Fragen bestehen in der Wirksamkeit (Abscheidegrade; Einhaltung der Gasqualität) und dem Betriebsverhalten (Standzeit und Verstopfungen der Filterkerzen) der Gasreinigung mittels Keramikfiltern und dem Einsatz des Produktgases in Gasturbinen (elektrischer Wirkungsgrad, Standzeit Turbine). Bei atmosphärischen Vergasern ist eine trockene Gasreinigung mit Gewebefiltern oder eine nasse Gasreinigung mit Wäschern möglich. Mit der trockenen Gasreinigung werden sehr hohe Partikelabscheidegrade erzielt, während die mittelflüchtigen Teerverbindungen nur teilweise abgeschieden werden. Der Vergaser muss ein ausreichend teearmes Gas liefern. Es ist davon auszugehen, dass die ZWS-Vergaser von TPS (Termiska Processer AB Studsvik, Schweden; ZWS mit nachgeschaltetem Dolomit-Cracker) und Lurgi (Frankfurt, Deutschland) ein ausreichend teearmes Gas für die trockene Gasreinigung liefern [Hasler et al. 1995]. In jedem Falle ist jedoch eine nasse Gasreinigung mit Wäschern technisch möglich. Die energetische Nutzung des Produktgases aus einem atmosphärischen Vergaser in einer Gasturbine erfordert eine Verdichtung der Produktgase vor der Gasturbine. Bei einer trockenen Gasreinigung können bei der Verdichtung Teerverbindungen auskondensieren und Korrosionserscheinungen auftreten.

Die Vergasungstechnik auf der Basis ZWS oder stationärer Wirbelschicht ist heute soweit ausgereift und erprobt, dass sie als kommerzielles Produkt verfügbar ist. Gesamtsysteme zur Stromerzeugung als IGCC sind hingegen nicht kommerziell erhältlich. Das grösste Risiko besteht in der Wahl der geeigneten Gasreinigung, welche die Anforderungen für die Nutzung in Gasturbinen erfüllen kann. Die atmosphärische Wirbelschichtvergaservariante mit motorischer Nutzung in Verbrennungsmotoren stellt das geringere Risiko dar.

2.4 Pyrolysetechnik

2.4.1 Prozessbeschreibung

Pyrolyse ist die thermische Zersetzung von kohlenstoffhaltigem Material bei Temperaturen zwischen 400 und 700 °C. Die Umsetzung des Festkörpers durch Pyrolyse erfolgt streng genommen nur durch Einwirkung erhöhter Temperatur, also im Gegensatz zur Vergasung ohne Zufuhr eines Oxidationsmittels von aussen (z.B. Kistler [1986]). In der Praxis werden allerdings auch Prozesse mit begrenzter Luftzufuhr zur Abdeckung eines Teils des Energiebedarfes als Pyrolyse bezeichnet, z.B. Bridgwater [1996]. In diesem Bericht erfolgt keine Unterscheidung der Verfahren mit und ohne Zugabe eines Oxidationsmittels, beide Varianten werden als Pyrolyse bezeichnet.

Abhängig von der Aufheizgeschwindigkeit und Verweilzeit der Biomassepartikel im Pyrolysereaktor findet eine Unterscheidung zwischen langsamer Pyrolyse (Slow pyrolysis) und schneller Pyrolyse (Fast pyrolysis, Flash pyrolysis) statt. Das erwünschte Hauptprodukt der langsamen Pyrolyse ist Koks, dasjenige der schnellen Pyrolyse Öl. Da die Herstellung von Koks zur Wärme oder Stromerzeugung kaum sinnvoll ist, wird in diesem Bericht nur die schnelle Pyrolyse weiter behandelt.

Als Reaktionsprodukte der Pyrolyse entstehen Koks, Pyrolyseöl und Pyrolysegas. Eine typische Produktverteilung bei der schnellen Pyrolyse zeigt Abbildung 2.13. Das Ziel eines (schnellen) Pyrolyseverfahrens ist die Maximierung des Heizwerts in den Pyrolyseölen.

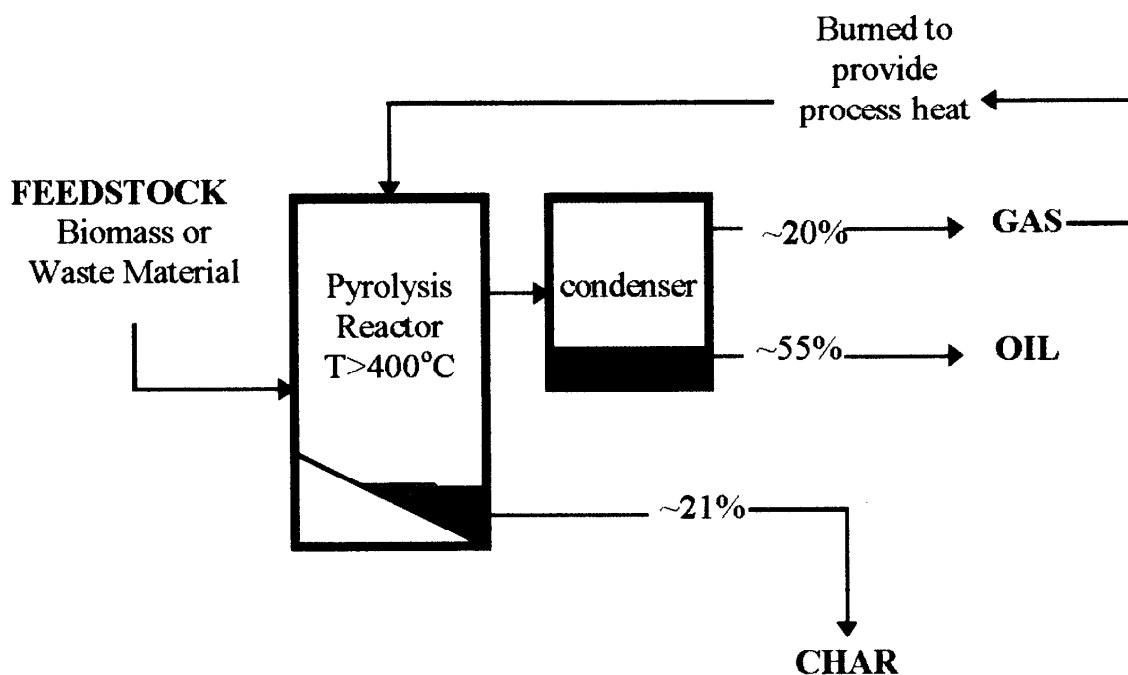


Abbildung 2.13: Verfahrensfliessbild der schnellen Pyrolyse von Biomasse mit typischen Ausbeuten an Gas, Pyrolyseöl und Koks in Gew.-% bezogen auf die eingesetzte Biomasse nach [Krumdieck 1996].

Der Heizwert im Pyrolyseöl beträgt rund 19.2 MJ/kg [Krumdieck 1996]. Bei einer Pyrolyseölausbeute von 55 Gew.-% gemäss Abbildung 2.13 und Holz mit einer Feuchtigkeit von 10% atro kann für die Pyrolyseölherstellung somit ein Wirkungsgrad ohne Berücksichtigung der Fremdenergie von rund 60% abgeschätzt werden.

Die Ausbeute an Pyrolyseöl und damit der Wirkungsgrad ist abhängig von der Brennstoffstückigkeit und -feuchte, der Aufheizgeschwindigkeit, der Reaktortemperatur und der Verweilzeit der Gase im Reaktor. Im Vergleich zur Vergasung sind die Anforderungen an den Brennstoff und die Prozessführung bei der Pyrolyse höher, so dass wegen des grösseren Aufbereitungsaufwands auch mit höheren Brennstoffkosten zu rechnen ist. Die wichtigsten Anforderungen an Brennstoff und Prozessführung sind:

- Wegen des beschränkten Wärmeübergangs darf der Brennstoff 6 mm Korngrösse nicht überschreiten [Solantausta et al. 1996].
- Die Brennstofffeuchte muss unter 10% atro betragen, da der Wasserdampf mit dem Pyrolyseöl auskondensiert. Selbst bei trockenem Brennstoff mit $u < 10\%$ enthält das Pyrolyseöl mindestens 15 Gew.-% Wasser, welches den Heizwert und die Eigenschaften des Öls beeinflusst. Eine destillative Entfernung von Wasser aus dem Pyrolyseöl ist nicht möglich.
- Die Temperatur für eine maximale Pyrolyseölausbeute beträgt für Holz rund 500 – 520 °C. Bei höheren Temperaturen nimmt die Pyrolyseölausbeute ab und die Gasausbeute zu.
- Mit steigender Aufheizrate nimmt die Pyrolyseölausbeute zu.
- Da die heissen Pyrolyseöldämpfe reaktiv sind und sekundäre Reaktionen zu Gasen eingehen, muss die Verweilzeit der Dämpfe bei hohen Temperaturen möglichst kurz sein, typischerweise kürzer als 1 s.

Als das am weitesten entwickelte Verfahren zur Biomassepyrolyse gilt derzeit der RTP-Prozess von Ensyn Technology Inc., Canada (Abbildung 2.14). Das Verfahren umfasst zwei zirkulierende Wirbelschichtreaktoren, nämlich einen für die Pyrolyse der Biomasse und einen für die Bereitstellung der für die Pyrolyse notwendigen Wärme durch Verbrennung von Pyrolysegas und -koks. Der Aufbau des RTP-Verfahrens ist damit analog zu dem in den späten 70er-Jahren entwickelten BCL-Verfahren [Feldmann et al. 1988]. Das BCL-Verfahren wird jedoch als Vergasungsverfahren bezeichnet, da es die Maximierung der Gasausbeute zum Ziel hat.

Beim RTP-Verfahren wird die getrocknete und gemahlene Biomasse über Schleusen und Schneckenförderer unter Inertgas in den Pyrolysereaktor eingebracht. Der Wirbelschichtreaktor wird bei rund 520 °C betrieben und die Aufheizrate für die Biomasse beträgt weniger als 1 Sekunde. Das erzeugte Pyrolysegas wird in einem Zyklon teilentstaubt und danach rasch abgekühlt. Die Quenchkühlung ist im Hinblick auf eine maximale Ölausbeute wichtig, da heisse Pyrolyseöldämpfe in Sekundärreaktionen Gas bilden. Das Pyrolyseöl wird in zwei in Serie betriebenen Kondensatoreinheiten kondensiert. Das Pyrolysegas wird als Brenngas in der separaten Verbrennungswirbelschicht verwendet und dient nach geeigneter Reinigung als Fluidisierungsmedium. Die im Zyklon des Pyrolysereaktors abgeschiedenen Koks-, Asche- und Sandpartikel werden teilweise in den Pyrolysereaktor zurückgeführt und teilweise in die Verbrennungswirbelschicht geleitet. Dort werden Sand und Asche auf rund 760 °C aufgeheizt und nach Abscheidung in einem Zyklon als Wärmeträgermedium in den Pyrolysereaktor geleitet.

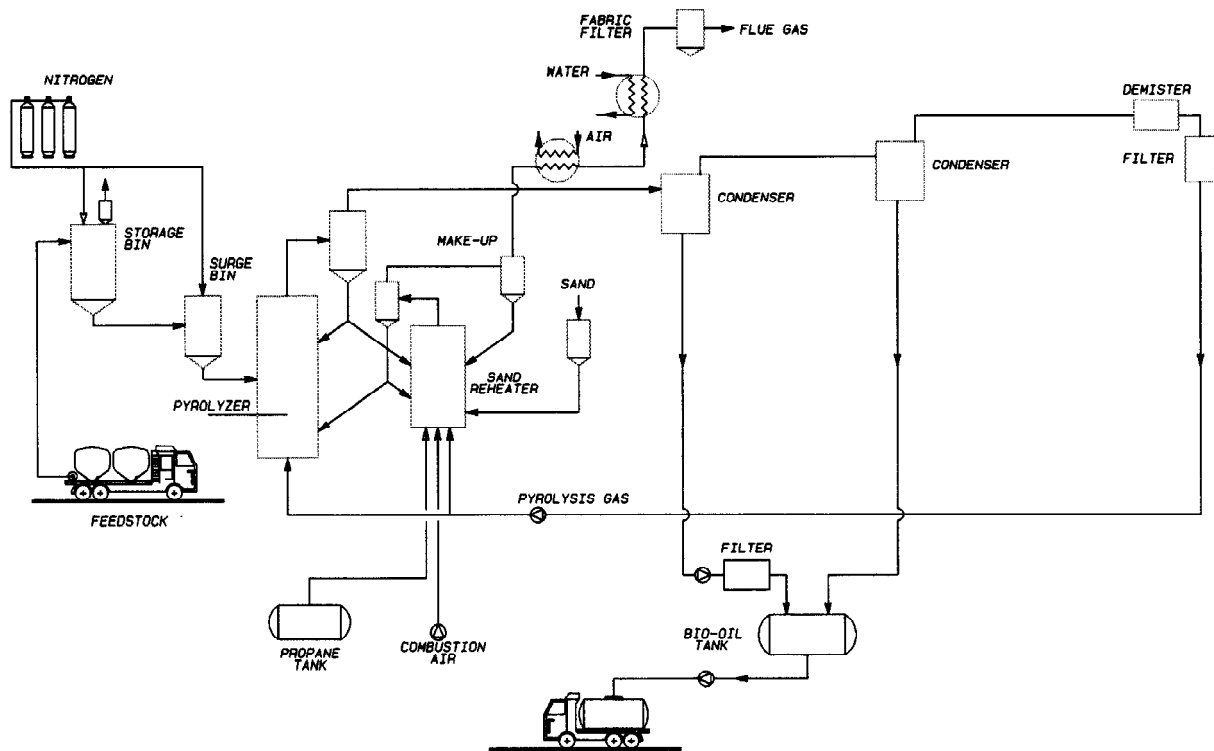


Abbildung 2.14: Fließbild der Ensyn RTP Demonstrationspyrolyseanlage mit einem Biomassedurchsatz von 625 kg atro/h gemäss [Trebbi et al. 1997]

In Italien ist eine Demonstrationsanlage von RTP mit einem Durchsatz von 625 kg atro Brennstoff pro Stunde in Betrieb [Trebbi et al. 1997]. Die Anlage kann Biomasse mit einem maximalen Durchmesser von 6 mm verarbeiten und weist folgende Kenndaten auf:

- Max. zulässige Holzfeuchte u : 8 Gew.-% (d.h. $H_u = 16.9$ MJ/kg feucht; Anforderung Ensyn)
- 70 Gew.-% Ölausbeute (Bezug auf atro Holz; Garantiewert Ensyn)
- Heizwert des Pyrolyseöls $H_{u, \text{Öl}} = 16.0$ MJ/kg Öl (typischer Wert bei gutem Anlagenbetrieb)

Aus diesen Angaben kann ein energetischer Wirkungsgrad für den RTP-Prozess ohne Berücksichtigung der Fremdenergie von 61% abgeschätzt werden ($^{16,0}_{16,9} \times 70\% \times ^{1,00}_{1,08}$). Zur Zeit sind zwei kommerzielle RTP-Anlagen in Betrieb, welche pro Tag 2 bzw. 25 Tonnen getrocknete Biomasse umsetzen. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist dadurch gegeben, dass eine Fraktion des Pyrolyseöls zu einem sehr hohen Preis als Aromastoff in der Lebensmittelindustrie (Raucharoma) abgesetzt werden kann.

2.4.2 Stand der Pyrolysetechnik

Die Pyrolyse befindet sich noch weitgehend im Stadium der Forschung. Nebst Arbeiten zur Optimierung des Pyrolyseprozesses befassen sich die laufenden Forschungsanstrengungen auch mit Verfahren zur Veredelung der Pyrolyseöle (upgrading). Angestrebt werden unter anderem ausreichende Lagerfähigkeit, besseres Zündverhalten, Mischbarkeit mit fossilen Treibstoffen, Verminderung der Aggressivität usw..

3 Wärmeeerzeugung

In diesem Kapitel werden die Gesamtprozesse zur Wärmeeerzeugung durch Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse aufgezeigt und die wichtigsten Anwendungsgebiete diskutiert.

Wärme wird vor allem zur Gebäudeheizung für Brauchwarmwasser und für Prozesswärme in Industrie und Gewerbe benötigt. Für Warmwasser ist eine Temperatur von ca. 70 °C erforderlich. Das Temperaturniveau für Raumwärme ist abhängig vom Verteilsystem. In älteren Gebäuden sind Vorlauftemperaturen von 60 bis 80 °C erforderlich, während in neueren Gebäuden mit Niedertemperaturheizsystemen Vorlauftemperaturen zwischen 25 und 45 °C ausreichen. In Industrie und Gewerbe wird Prozesswärme zur Produktion, Trocknung, Reinigung und Veredelung von Gütern benötigt. Für diese Anwendungen werden als Wärmeträgermedium in der Regel Dampf oder organische Wärmeträger bei Temperaturen zwischen 100 und einigen 100 °C eingesetzt. Gewisse direkt beheizte Prozesse, zum Beispiel die Zementherstellung, erfordern Temperaturen bis über 1000 °C.

Der Bedarf an Heizwärme unterliegt den jahreszeitlichen Schwankungen. Warmwasser und Prozesswärme sind dagegen weitgehend saisonunabhängig, sie unterliegen allerdings tageszeitlichen und wochentagabhängigen Schwankungen. Der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs ist deshalb ein wesentlicher Faktor bei der Auslegung und Dimensionierung einer Heizanlage.

In der Schweiz wird der Wärmebedarf heute zum Hauptteil durch fossile Brennstoffe gedeckt. Ein geringerer Teil der Wärmeversorgung erfolgt durch Einsatz von Holz, brennbaren Abfällen, Sonnenkollektoren und Wärmepumpen. Das Potential zur Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger ist so gross, dass es selbst durch eine vollständige Nutzung des nachwachsenden Holzes in der Schweiz nicht gedeckt werden kann. Für eine vermehrte Holzenergienutzung wird deshalb der Einsatz moderner Wärmeeerzeugungsanlagen auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen.

Zur Umwandlung von Holz in Wärme sind verschiedene Teilprozesse erforderlich. Je nach Prozess entfallen einzelne Teilschritte, oder sie laufen gleichzeitig in einem Apparat ab. Tabelle 3.1 zeigt die wichtigsten Gesamtprozesse für die Wärmeeerzeugung in automatischen Anlagen.

Bei heute ausgeführten Anlagen zur Wärmeeerzeugung aus Holz kommen in erster Linie Feuerungsanlagen zum Einsatz, insbesondere handbeschickte Stückholzfeuerungen sowie automatische Unterschub- und Rostfeuerungen. Daneben werden für feinkörniges Restholz in grösseren Holzverarbeitenden Betrieben sowie zur Zufeuerung von Holzbrennstoffen in Kohlekraftwerken zum Beispiel in Deutschland, Skandinavien und USA auch Staubbrenner eingesetzt. Die Wärmeeerzeugung mit Pyrolyse hat heute keine, diejenige mit Vergasung nur eine untergeordnete Bedeutung. In Skandinavien sind einige Gegenstromvergaser zur Wärmeeerzeugung im Einsatz. Im Vergleich zu Feuerungen sollte mit Gegenstromvergasern und Gasbrennern eine Nutzung von Holz mit geringeren NO_x-Emissionen sowie eine Abscheidung der Asche vor der Brennkammer möglich sein.

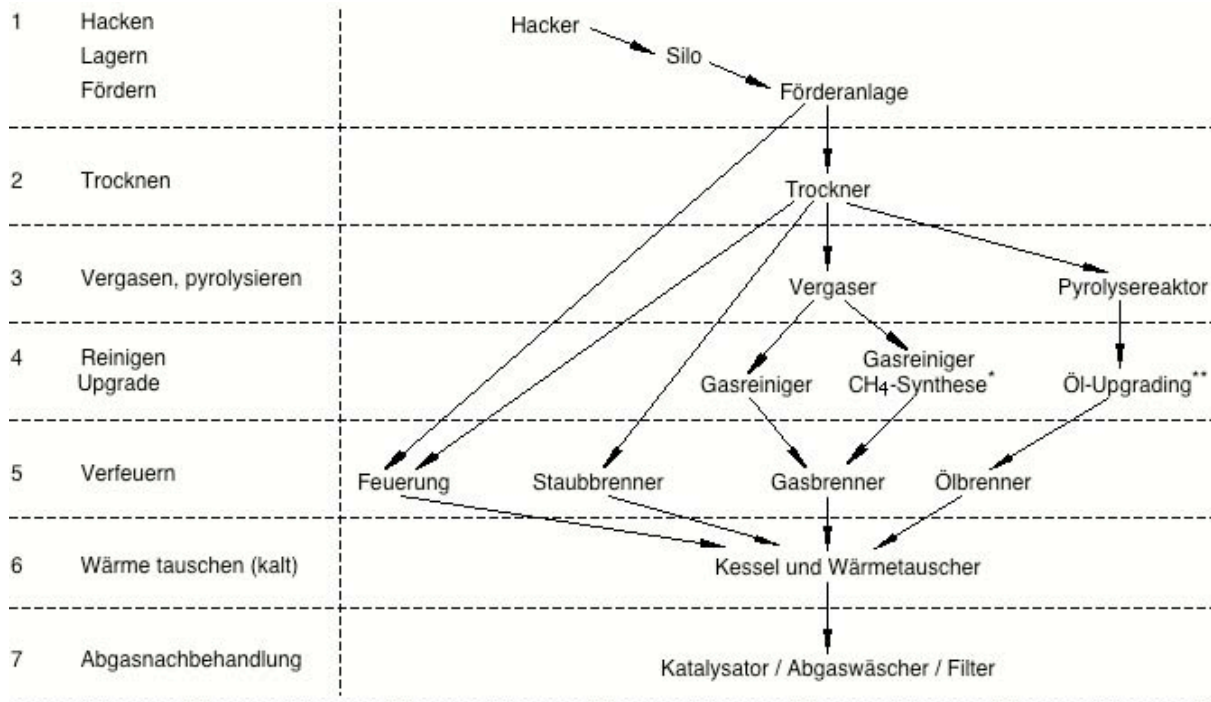


Tabelle 3.1: Mögliche Gesamtprozesse zur Gewinnung von Heizwärme, aufgegliedert in einzelne Prozessschritte. Prozesse für Heizwärme im Zusammenhang mit WKK sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Legende: * kann in bestehende Erdgasleitungen eingespiesen werden, ** kann als Brennstoff oder auch als Treibstoff verwendet werden.

4 Arbeitsprozesse zur Stromerzeugung

In diesem Kapitel werden die Arbeitsprozesse zur Stromerzeugung und zur Wärmekraftkopplung erläutert und die wichtigsten Vor- und Nachteile im Zusammenhang mit der Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse von Holz diskutiert. Die verschiedenen Gesamtprozesse werden aufgrund der unterschiedlichen Prozessführung in Verbrennungs- und Wärmekraftmaschinen sowie Brennstoffzellen eingeteilt. Das Funktionsprinzip, die Wirkungsgrade und die Anwendungsmöglichkeiten zur Biomassenutzung werden dargestellt für die wichtigsten Maschinentypen, nämlich für offene Gasturbinen, Verbrennungsmotoren nach dem Otto- und Dieselpinzip, geschlossene Gasturbinen, Stirlingmotoren, Dampfturbinen, Dampfmaschinen sowie für Brennstoffzellen. Die Grundlagen der Thermodynamik und die Prozesskenntnisse von Verbrennungs- und Wärmekraftmaschinen werden vorausgesetzt.

Die chemische Energie von Biomasse lässt sich auf folgende Arten für die Stromerzeugung nutzen:

- durch Verbrennen in einer Feuerung und anschließender Nutzung der Wärme in einer Wärmekraftmaschine (Dampfturbine, Dampfmaschine, Stirlingmaschine, geschlossene Gasturbine),
- durch Verbrennen in einer Verbrennungskraftmaschine (Dieselmotor, Ottomotor, Gasturbine) oder
- durch Redoxreaktion in einer Brennstoffzelle.

In Tabelle 4.1 sind die wichtigsten Merkmale der Nutzungswege aufgelistet. Jeder Weg stellt spezifische Anforderungen an die Brennstoffqualität respektive Brennstoffaufbereitung (Produktgasreinigung, Pyrolyseölaufbereitung): Das Verbrennen in einer Verbrennungskraftmaschine verlangt normalerweise flüssigen oder gasförmigen Brennstoff hoher Qualität, während Wärmekraftmaschinen die Verwendung beliebiger Brennstoffe erlauben, da der Arbeitsprozess von der Wärmequelle durch einen Wärmetauscher vollständig getrennt ist. Brennstoffzellen benötigen gasförmigen oder flüssigen Brennstoff hoher Reinheit.

Um die chemische Energie des Holzes in Heizwärme und Strom oder nur in Strom zu wandeln, müssen diverse Teilaufgaben gelöst werden. In Tabelle 4.2 sind prinzipiell mögliche Gesamtprozesse für die Strom- und Wärmeerzeugung zusammengestellt.

	Wärme­kraft­ma­schinen		Verbrennungs- kraft­ma­schinen	elektrochemische Verbrennung
	Gasprozesse	Dampfprozesse		
Maschinen	geschlossene Gasturbine, Stirlingmotor	Dampfturbine, Dampfschrauben-, Dampfkolbenmotor	offene Gasturbine, Dieselmotor, Ottomotor	Brennstoffzelle
Prozess	geschlossen, beliebige externe Wärmequelle z.B.: Verbrennungspro- zess, Geothermie, Sonne, Kernenergie		offen, interner Verbrennungs- prozess	örtlich getrennt
Arbeitsmedium	Luft, Helium	Wasser, (organi- sche Stoffe)	Verbrennungsgas	—
Phase	gasförmig	gasförmig-flüssig	gasförmig	gasförmig oder flüssig
Gegendruck p	$p \geq p_u$ ($p \leq p_u$ möglich)	$p \leq p_u$ möglich WKK: $p \geq p_u$	$p \geq p_u$	—
Temperatur T der Nutzwärme	$T \neq f(p)$ 400 – 600 °C	$T = f(p)$ möglichst niedrig 100 – 400 °C	$T \neq f(p)$ Kühlw. <100 °C Abgas <600 °C	ideal $T=T_u$ real hoch 100 – 400 °C
Abwärme- nutzung	nur thermisch	nur thermisch	als vorgewärmte Verbrennungsluft oder thermisch	—
Brennstoff	beliebig z.B. Holz, Stroh, Pyrolyseöl		Produktgas, Me- thanol, Pyrolyseöl, Deponiegas	Produktgas, Methanol

Tabelle 4.1: Verbrennungs- und Wärme­kraft­ma­schinen sowie Brennstoffzellen im Vergleich

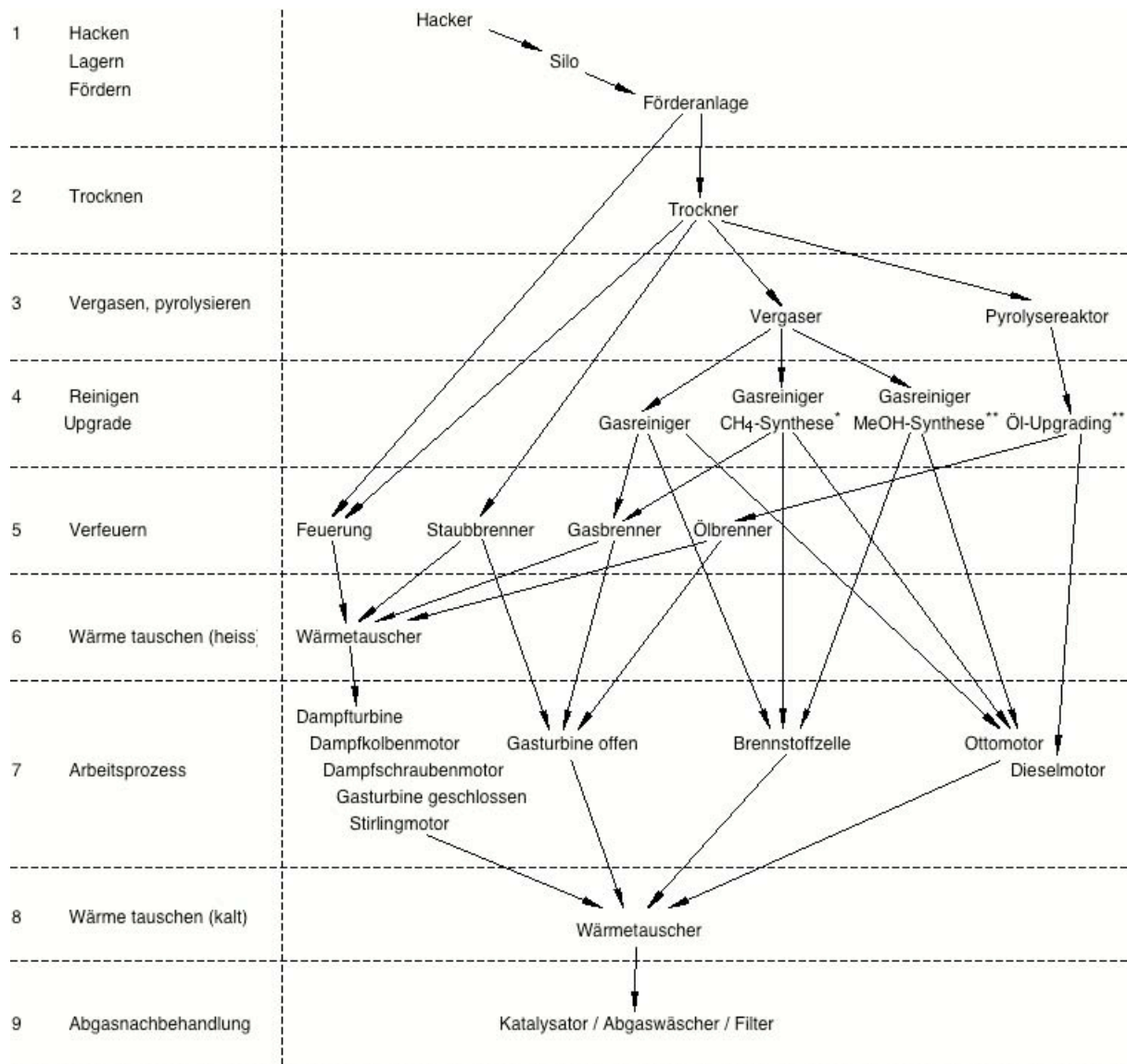


Tabelle 4.2: Mögliche Gesamtprozesse zur Gewinnung von Strom oder Heizwärme und Strom, aufgegliedert in einzelne Prozessschritte.

* kann in bestehende Erdgasleitungen eingespiesen werden

** kann transportiert und gespeichert werden

4.1 Verbrennungskraftmaschinen

Die Verbrennungskraftmaschinen können in zwei Gruppen unterteilt werden, die Gasturbinen als Strömungsmaschinen und die Verbrennungsmotoren als Verdrängungsmaschinen. Für Kraftwerke grosser Leistung werden beide Maschinenarten zusammen mit Dampfturbinen in sogenannten Kombikraftwerken verwendet. Für Anlagen kleinerer Leistung kommen in erster Linie Verbrennungsmotoren zum Einsatz. Für reinen Produktgasbetrieb sind dies Ottomotoren (reiner Gasbetrieb mit Zündkerze), wobei häufig Dieselmotoren mit Nachrüstung durch Zündkerzen zu Ottomotoren umgebaut werden. Für einen Hybridbetrieb von Produktgas und Dieselöl kommen Zündstrahlmotoren, bei welchen das Produktgas mittels Dieselölzugabe gezündet wird, zum Einsatz. Mit Verbrennungsmotoren kann Prozessdampf nur sehr beschränkt erzeugt werden, er wird oft mit den Verbrennungsgasen von Gasturbinen produziert.

Verbrennungskraftmaschinen werden nicht nur in Kraftwerken, sondern auch in Heizkraftwerken zur Wärmeversorgung verwendet. Kleinere, modular aufgebaute Heizkraftwerke werden auch als Blockheizkraftwerke (BHKW) bezeichnet. Vorwiegend aus Emissionsgründen werden BHKW's in der Schweiz derzeit praktisch ausschliesslich mit Erdgas-Ottomotoren ausgerüstet. In Ländern mit weniger strengen Emissionsvorschriften erhalten Dieselmotoren wegen ihres besseren Wirkungsgrades und wegen der einfachen Speicherbarkeit von Dieselöl oft den Vorzug.

Verbrennungskraftmaschinen unterscheiden sich von Wärmekraftmaschinen insbesondere dadurch, dass die Verbrennungsgase, welche aus der Verbrennung des Brennstoffs mit der Verbrennungsluft entstehen, als Arbeitsmedium dienen. Die Reinheit des Brennstoffs respektive die Zusammensetzung der Verbrennungsgase ist deshalb für eine befriedigende Maschinenlebensdauer entscheidend, speziell bei Turbinen, wo Abrasion, Korrosion und Ablagerungen an Turbinenschaufeln vermieden werden müssen. Genügt der Brennstoff beziehungsweise das bei der Verbrennung entstehende Arbeitsgas den Anforderungen nicht, muss eine aufwendige Gasreinigung vor Eintritt in die Turbine oder den Motor eingebaut werden. Als Brennstoffe für Verbrennungskraftmaschinen werden vorwiegend Erdgas und Erdöl eingesetzt, wobei in grossen Dieselmotoren auch Öl von minderer Qualität verbrannt werden kann. Zur Nutzung von Biomasse in Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen erfolgt in der Regel zuerst eine Umwandlung des Brennstoffs in einer Vergasungs- oder Pyrolyseanlage. Die entsprechenden Biomasseprodukte können dann wie fossile Treibstoffe genutzt werden. Um die Vergasung oder Pyrolyse zu vermeiden, wird auch versucht, Holzstaub direkt in Gasturbinenbrennkammern zu verbrennen [Haselbacher, 1995].

	Wirkungsgrad η_{el}	Leistungs- bereich MW_{el}	Temperaturni- veau Nutzwärme $^{\circ}C$	Brennstoff fossil	Brennstoff Biomasse
offene Gasturbine	< 0.4	1 – 260	400 – 600	Erdgas Erdöl (Kohle)	Produktgas Methanol (Holzstaub)
Dieselmotor	< 0.5	0.01 – 50	Kühlwasser <100 Abgas < 600	Erdöl Erdgas (Kohle)	Methanol, Pyrolyseöl Produktgas
Ottomotor	< 0.4	0.01 – 5	Kühlwasser <100 Abgas < 600	Erdgas (Erdöl)	Produktgas Methanol

Tabelle 4.3: Verbrennungskraftmaschinen, charakteristische Eigenschaften

4.1.1 Offene Gasturbine

Der Verbrennungsprozess in Gasturbinen wird bei grossem Luftüberschuss betrieben. Dies weil die Turbinenschaufeln wegen der zu heissen Verbrennungsgase bei einer $\lambda=1$ -Verbrennung Schaden nehmen würden. Die grossen Massenströme führen zusammen mit den hohen Verbrennungsgastemperaturen nach der Turbine zu grossen Abgasverlusten in Form von fühlbarer Wärme. Um die Abgasenergie zu nutzen und hohe Wirkungsgrade zu erreichen, werden Gas- mit Dampfturbinen kombiniert, indem mit den Abgasen der Gasturbine ein Verdampfer beheizt wird. Als Alternative oder zusammen mit diesen sogenannten Kombiprozessen, können die Turbinenabgase, die noch einen Sauerstoffgehalt von 15 – 18 Vol.-% aufweisen, als vorgewärmte Verbrennungsluft in einem nachfolgenden Verbrennungsprozess verwendet werden.

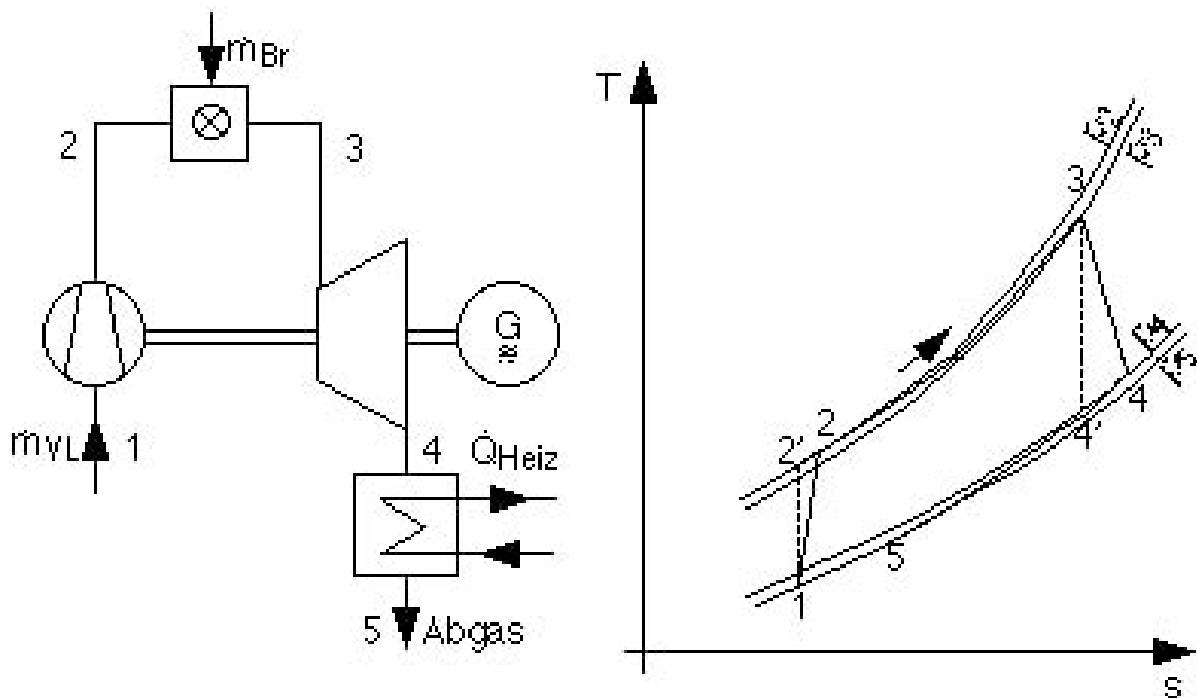


Abbildung 4.1: Anlagenschema und T-s-Diagramm einer einfachen offenen Gasturbine

1 - 2	Polytrope Verdichtung der Verbrennungsluft	Verdichter
1 - 2'	Isentrope Verdichtung der Verbrennungsluft	
2 - 3	Beimischung von Brennstoff und Verbrennung	Brennkammer
3 - 4	Polytrope Expansion der Verbrennungsgase	Turbine
3 - 4'	Isentrope Expansion der Verbrennungsgase	
4 - 5	Abwärmenutzung	Abgaswärmetauscher

Der Wirkungsgrad von Gasturbinen wird vor allem durch die Turbineneintrittstemperatur, das Druckverhältnis, die Rekuperation und die Wirkungsgrade von Verdichter und Turbine bestimmt (Abbildung 4.3). Die zulässige Turbineneintrittstemperatur T_{max} hängt einerseits vom verwendeten Material und von der Schaufelkühlung ab, andererseits wird die Materialwahl von der Zusammensetzung der Verbrennungsgase beeinflusst. Falls Holz druckvergast wird, hängt das Druckverhältnis Π_v auch vom zulässigen Reaktordruck ab. Ein weiterer Aspekt bei der Wahl des Druckverhältnisses ist die Turbinennutzleistung. Bei gegebener Turbineneintrittstemperatur wird die maximale Leistung bei einem kleineren Druckverhältnis abgegeben, als für einen maximalen Wirkungsgrad erforderlich; für die Auslegung muss somit ein Kompromiss zwischen erhöhten Investitionskosten bei optimalem Druckverhältnis für

den Wirkungsgrad und erhöhten Brennstoffkosten bei optimalem Druckverhältnis für die Nutzleistung eingegangen werden.

Erste Erfahrungen mit produktgasbefeueten Gasturbinen sowie die Vor- und Nachteile verschiedener Vergasungs- und Gasreinigungstechniken werden in den Kapiteln 2.3.4 und 2.3.5 erörtert.

Ein Teil der fühlbaren Wärme kann nach Durchströmen der Turbine auf die verdichtete Verbrennungsluft übertragen werden. Für diese Rekuperation ist ein Verbrennungsgas/Luftwärmetauscher notwendig. Da der Wärmeübergang bei Gasen schlecht ist, sind sehr grosse Übertragungsflächen und damit teure Wärmetauscher notwendig. Um die Kosten zu begrenzen, kann nicht die ganze Abgaswärme auf die verdichtete Verbrennungsluft übertragen werden. Das Verhältnis der effektiv übertragenen zur maximal übertragbaren Energie wird durch den Austauschgrad Φ beschrieben.

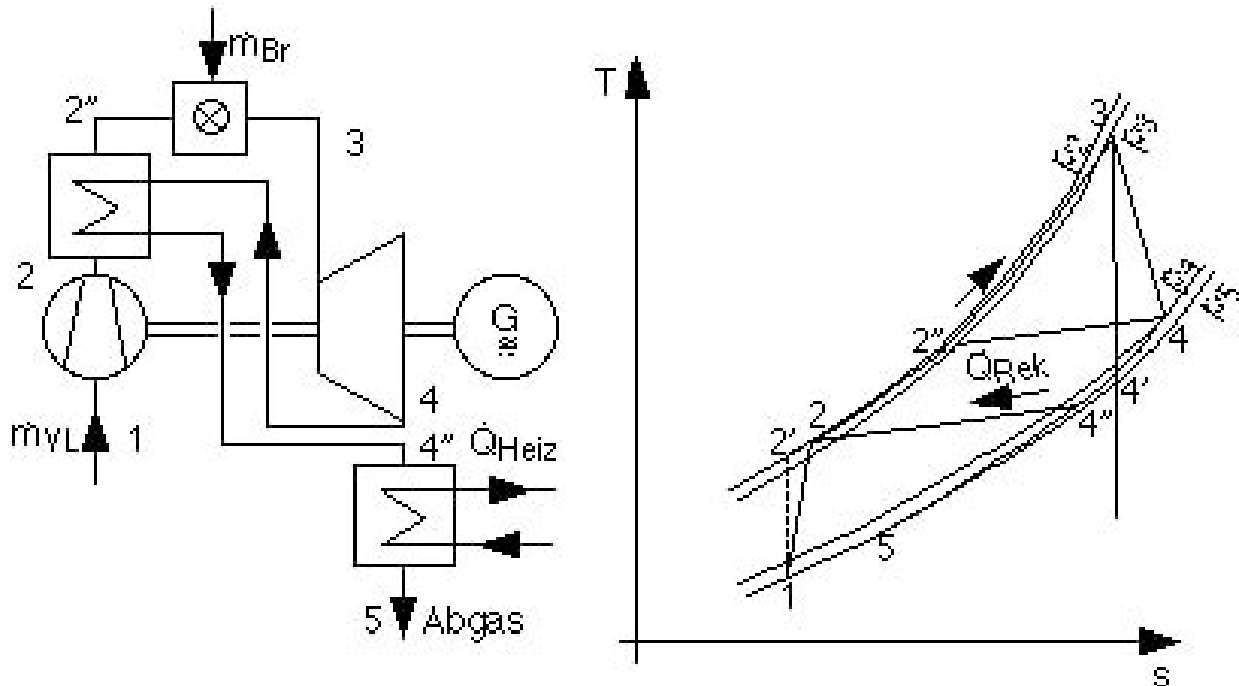


Abbildung 4.2: Anlagenschema und T-s-Diagramm einer einfachen offenen Gasturbine mit Rekuperation

- | | | |
|---------|--|--------------------|
| 1 - 2 | Polytrope Verdichtung der Verbrennungsluft | Verdichter |
| 1 - 2' | Isentrope Verdichtung der Verbrennungsluft | |
| 2 - 2'' | Erwärmen der Verbrennungsluft | Rekuperator |
| 2 - 3 | Beimischung von Brennstoff und Verbrennung | Brennkammer |
| 3 - 4 | Polytrope Expansion der Verbrennungsgase | Turbine |
| 3 - 4' | Isentrope Expansion der Verbrennungsgase | |
| 4 - 4'' | Wärmenutzung der Verbrennungsgase | Rekuperator |
| 4 - 5 | Abwärmennutzung | Abgaswärmetauscher |
- (der Rekuperator überträgt die Wärme der entspannten Verbrennungsgase auf die verdichtete Luft)

Grosse Gasturbinen weisen Druckverhältnisse über 20, Turbinen Eintrittstemperaturen im Bereich von 1200 °C und einen Wirkungsgrad Verdichter-Turbine η_{VT} von 77% auf ($\eta_V = \eta_T = 0.9$). Turbolader und Nutzturbinen, welche als Gasturbinen kleiner Baugrösse (z.B. 1 MW_{el}) verwendbar sind, weisen Druckverhältnisse auf von 4, Turbinen Eintrittstemperaturen im Bereich von 650 °C und einen Wirkungsgrad Verdichter-Turbine von 0.64 ($\eta_V = \eta_T = 0.82$).

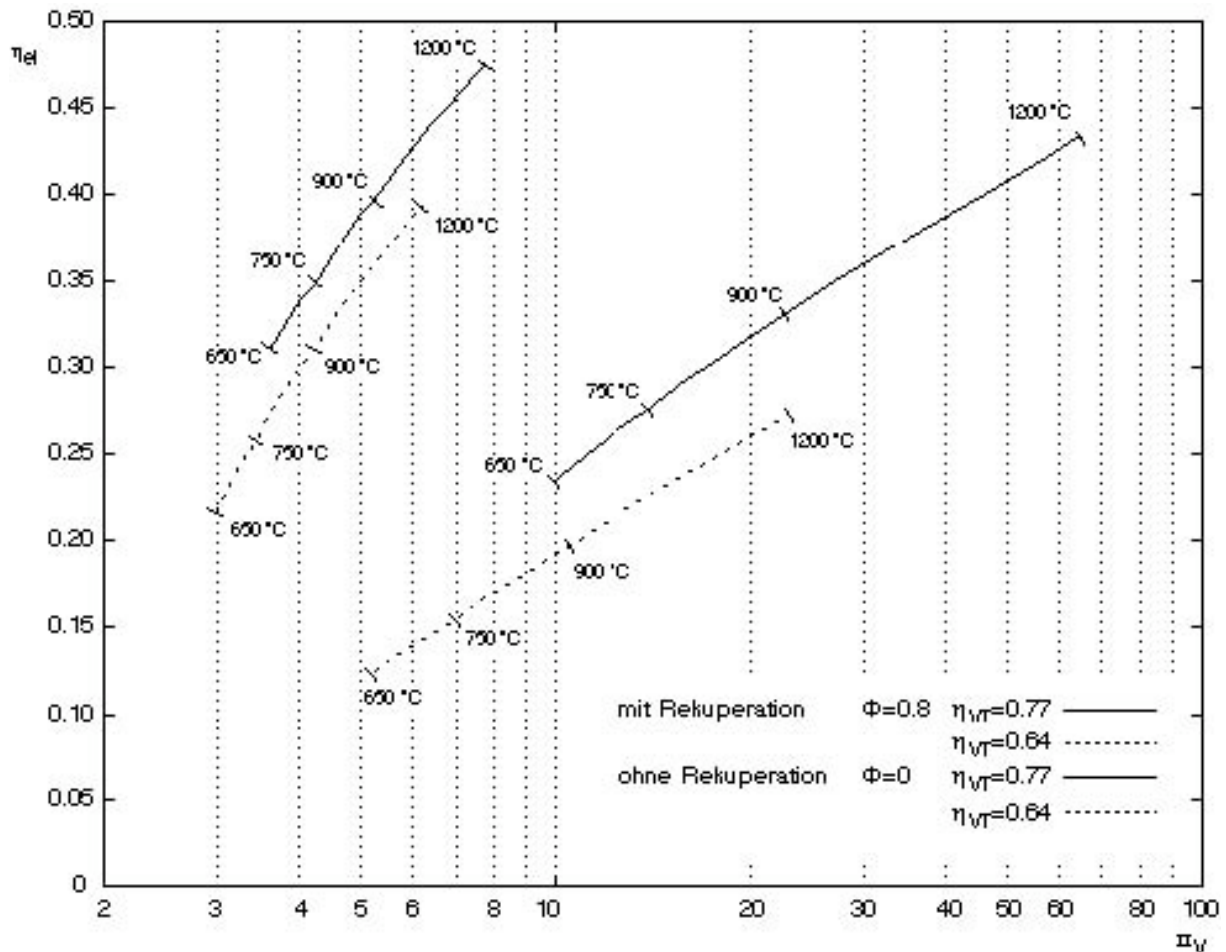


Abbildung 4.3: Maximaler elektrischer Wirkungsgrad η_{el} einer einfachen offenen Gasturbine in Funktion des Verdichterdruckverhältnisse Π_v und der maximal zulässigen Turbineneintrittstemperatur T_{max} , für einen Wirkungsgrad Verdichter-Turbine $\eta_{VT}=0.77$ und $\eta_{VT}=0.64$, sowie mit ($\Phi = 0.8$) und ohne ($\Phi = 0$) Rekuperation.

T_{max} hängt vom verwendeten Material und von der Schaufelkühlung ab. Wenn die Verbrennungsgase gereinigt werden müssen, ist T_{max} durch die zulässige Filtertemperatur gegeben. Bei Druckvergasung hängt Π_v auch vom Reaktordruck ab.

Die Druckverluste in der Brennkammer und im Verdampfer (Nutzwärme) oder im Rekuperator sind mit $0.03 \cdot p_2$ respektive $0.03 \cdot p_4$ berücksichtigt. Für die Wirkungsgrade von Verdichter und Turbine ist mit $\eta_v = \eta_T = 0.9$, $\eta_{VT} = 0.77$ und $\eta_v = \eta_T = 0.82$, $\eta_{VT} = 0.64$, bei einem mechanischen Wirkungsgrad $\eta_{mech} = 0.95$ und einem Generatorwirkungsgrad $\eta_{Gen} = 0.9$ gerechnet worden. Für T_{min} ist 15 °C eingesetzt.

Abbildung 4.3 zeigt den elektrischen Wirkungsgrad von offenen Gasturbinen im relevanten Bereich des Druckverhältnisses und der Turbineneintrittstemperatur. Im weiteren ist der Einfluss der Rekuperation dargestellt. Bei kleinen Druckverhältnissen, niedrigen Turbineneintrittstemperaturen und niedrigem Wirkungsgrad Verdichter-Turbine, also zum Beispiel für Turbolader und Nutzturbine, ist die Rekuperation interessant, da sie fast eine Verdopplung des Wirkungsgrades bewirkt. Bei Grossanlagen, welche hohe Druckverhältnisse, Turbineneintrittstemperaturen und Wirkungsgrade Verdichter-Turbine erreichen, ist der Wirkungsgradgewinn durch die Rekuperation dagegen kaum mehr interessant. Im weiteren wird die Abgaswärme bei Grossanlagen in der Regel in einer Dampfturbine genutzt (Kombikraftwerk), was einen höheren Gesamtwirkungsgrad ergibt als der Einsatz der Rekuperation.

4.1.2 Verbrennungsmotoren

Für den Einsatz flüssiger und gasförmiger Brennstoffe wurden verschiedene Motorenbauarten mit interner Verbrennung zu hoher technischer Reife entwickelt. Aufgrund der Arbeitsweise können sie in Otto- und Dieselmotoren unterteilt werden, welche beide sowohl als Zweitakt- als auch als Viertaktmotoren ausgeführt werden.

Zweitakt- und Viertaktmotoren

Das Viertaktverfahren erstreckt sich über vier Hübe oder zwei Kurbelwellenumdrehungen und beinhaltet das Ansaugen, das Verdichten, den Arbeitstakt und das Ausschleiben. Im Viertaktmotor umfasst ein Arbeitsspiel zwei Kurbelwellenumdrehungen oder vier Hübe, nämlich Ansaugen, Verdichten, Arbeitstakt und Ausschleiben. Ansaugen und Ausschleiben werden dabei durch Öffnen und Schließen der Ein- und Auslassventile gesteuert. Bei Zweitaktverfahren dauert das Arbeitsspiel dagegen nur eine Kurbelwellenumdrehung oder zwei Hübe. Das Ansaugen und Ausschleiben läuft in einer zweiten Maschine ab, nämlich dem Spülgebläse. Bei Zweitakt-Ottomotoren wird diese Funktion durch die Kolbenunterseite ausgeführt, während bei Dieselmotoren ein separates Spülgebläse erforderlich ist. Zweitaktmotoren einfacher Bauart und ohne Ventile sind leichter, weniger aufwendig und kostengünstiger als vergleichbare Viertaktmotoren, weshalb sie für kleinere Leistungen wie Motorfahräder oder Aussenbordmotoren eingesetzt werden. Allerdings führt die unvollständige Verbrennung von Schmieröl bei Motoren ohne Getrennschmierung sowie das Überströmen von unverbranntem Brennstoff-Luftgemisch in das Abgas zu hohen Emissionen an unverbrannten Schadstoffen. Da diese Problematik bei Viertaktmotoren wesentlich einfacher zu beherrschen ist, haben sich im Automobilbau mit grösseren Stückzahlen und Leistungen Viertaktmotoren durchgesetzt. Da die zusätzliche Kurbelwellenumdrehung für das Ansaugen und Ausschleiben jedoch annähernd zu einer Verdopplung der spezifischen Reibungsverlust führt, können mit Zweitaktmotoren höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Bei Anlagen für grössere Leistungen wie zum Beispiel Schiffsmotoren, kommen deshalb Zweitakt-dieselmotoren zum Einsatz, welche dank Ventileinsatz und getrennter Schmierung die Emissionsnachteile wettmachen und gleichzeitig die höchsten bis heute mit Verbrennungsmotoren erzielten Wirkungsgrade erreichen.

Für den Einsatz von Produktgas, Pyrolyseöl oder Methanol in Verbrennungsmotoren mittlerer Leistung (50 kW bis 1 MW) steht derzeit in erster Linie der Einsatz von Viertaktmotoren zur Diskussion. Für grössere Leistungen ist für die Nutzung von Pyrolyseöl auch der Einsatz von Zweitaktmotoren mit Ventilsteuern denkbar.

Otto- und Dieselmotoren

In Ottomotoren wird das brennbare Gemisch nur soweit verdichtet, dass es nicht von selbst zündet. In Benzinmotoren wird das Gemisch auf 10 bis 16 bar verdichtet. Dabei werden Temperaturen von 350 bis 450 °C erreicht, welche unter der Zündtemperatur des Gemisches liegen. Die Zündung erfolgt durch Zuführung der Zündenergie mit einer Zündkerze im Brennraum, von wo aus sich die Verbrennung kugelförmig ausbreitet. Im Gas werden maximale Temperaturen von rund 2500 °C bei einem Druck von 40 bis 70 bar erzielt [Grohe 1982].

Der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren ist abhängig vom Verdichtungsverhältnis ϵ , welches das Verhältnis zwischen unverdichtetem und verdichtetem Zylindervolumen beschreibt. Für Ottomotoren gilt unter idealisierten Bedingungen die Abhängigkeit $\eta_{th} = 1 - 1 / (\epsilon^{\kappa-1})$, wobei κ den Isentropenexponenten des Gases beschreibt. Für Luft als ideales Gas ist $\kappa = 1.4$. Für Produktgas bei Temperaturen unter 100°C kann ebenfalls $\kappa = 1.4$ angenommen werden [Grohe 1982]. Abbildung 4.4 zeigt den Wirkungsgrad des idealen Ottoprozesses in Abhängigkeit des Verdichtungsverhältnisses.

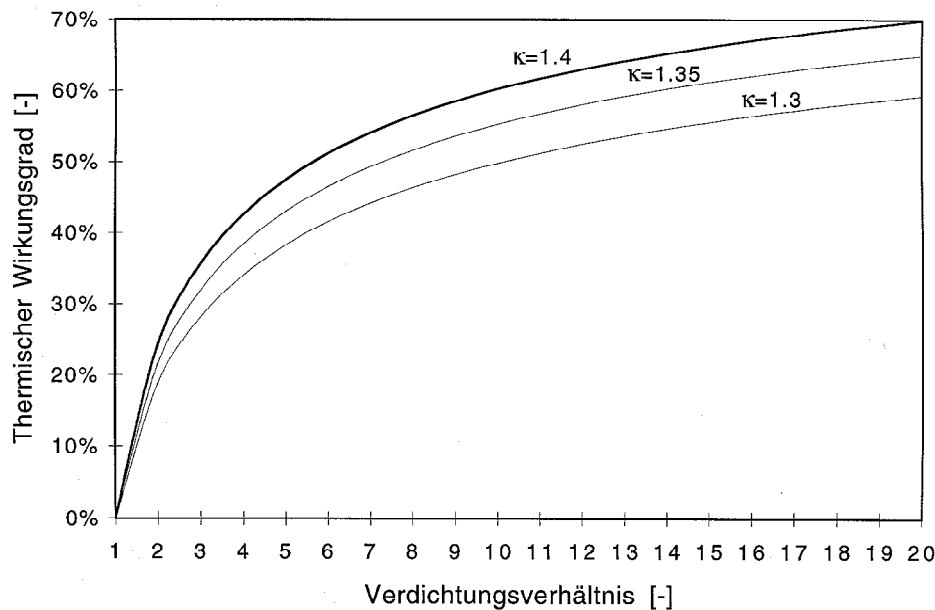


Abbildung 4.4: Thermischer Wirkungsgrad des Otto-Prozesses in Funktion des Verdichtungsverhältnisses für verschiedene Isentropenexponenten κ . Für Produktgas kann $\kappa = 1.4$ angenommen werden.

Bei Ottomotoren ist die zulässige Verdichtung limitiert durch Eintreten einer ungewollten, schlagartigen Verbrennung im Zylinderraum. Ottomotoren erreichen je nach Baugröße und Verwendungszweck Wirkungsgrade von 25% – 40%. Für von Diesel- auf Methanol-Ottobetrieb umgebaute Motoren zeigten Untersuchungen von Sonnemann [1991], dass mit Methanol höhere Wirkungsgrade und größere Leistungsdichten erzielbar sind als mit ursprünglichen Motoren und Treibstoffen.

Die schlagartige Verbrennung in Ottomotoren wird ausgelöst durch Selbstzündung des Gemischs, was zu einem unzulässig hohen Druckanstieg führt und als Klopfen bezeichnet wird. Die Klopfestigkeit des Brennstoffs ist deshalb ein wichtiges Mass für die Auslegung eines Ottomotors. Sie wird beschrieben durch die Oktanzahl (OZ), welche in einem Testmotor mit variabler Verdichtung bestimmt wird und mit einem Gemisch von Isooktan (klopffest, OZ =100) und Normalheptan (OZ=0) verglichen wird. Wasserstoff weist eine geringe Klopfestigkeit von 60 – 66 auf, während Benzin, Kohlenmonoxid und Methan Oktanzahlen zwischen 90 und 105 aufweisen (Tabelle 4.4).

Brennstoff	Oktanzahl	Quelle
Normalbenzin	90 – 92	[Grohe 1982]
Superbenzin	96 – 98	[Grohe 1982]
Kohlenmonoxid	105	[Kaupp und Goss 1984]
Wasserstoff	60 – 66	[Kaupp und Goss 1984]
Methan	105	[Kaupp und Goss 1984]
Produktgas	100 – 105	[Kaupp und Goss 1984]
Produktgas	> 140, evtl. bis 200	[Reed 1997]

Tabelle 4.4: Oktanzahl verschiedener Brennstoffe

Produktgas weist eine Klopffestigkeit von über 100 auf, so dass eine hohe Verdichtung möglich ist. Während Benzinmotoren typischerweise mit Verdichtungen zwischen 7 und 10 betrieben werden [Grohe 1982], wird bei Produktgas von Versuchen berichtet, in welchen das Verhältnis zwischen 4,9 und 15,7 variiert wurde [Kaupp und Goss 1984]. Stassen und Koele [1997] gehen davon aus, dass Produktgasmotoren mit Verdichtungen von 11 und grösser betrieben werden können.

Nebst der Verwendung von Produktgas in Ottomotoren kommt auch ein Einsatz in modifizierten Dieselmotoren in Frage. Im Gegensatz zu Ottomotoren erfolgt in Dieselmotoren keine Gemischbildung vor dem Motor, sondern die Verbrennungsluft wird im Zylinderraum auf einen Druck von 30 bis 50 bar verdichtet, was eine Temperatur von 550 bis 700°C ergibt. Das Dieselöl wird mit hohem Druck in die komprimierte Luft eingedüst, wo es nach der Zündverzögerung von rund 1/1000 Sekunde von selbst zündet. In Dieselmotoren können damit rund doppelt so hohe Kompressionsverhältnisse erzielt werden wie in Ottomotoren, nämlich zwischen 16 und 24. Dies erklärt die höheren erzielbaren Wirkungsgrade von Dieselmotoren, nämlich über 40% in Motoren ab 100 kW und über 50% in Motoren von einigen MW Leistung.

Ein Gemisch aus Produktgas und Luft kann nicht im reinen Dieselbetrieb eingesetzt werden, da das Gemisch bei den durch die Verdichtung erzielbaren Temperaturen nicht zündfähig ist. Für die Nutzung von Produktgas ist deshalb eine Fremdzündung erforderlich. Die Zündung erfolgt in einem Ottomotor durch eine Zündkerze oder in einem Hybridmotor (Zündstrahlmotor) durch Einspritzen von Dieseltreibstoff, welcher zuerst selbst und in der Folge das Produktgasgemisch zündet. Für den Einsatz eines Motors für Produktgas ergeben sich somit folgende Möglichkeiten:

- Umbau eines Benzinmotors (Gemischaufbereitung) und Betrieb als Ottomotor
- Umbau eines Erdgasmotors und Betrieb als Ottomotor
- Umbau eines Dieselmotors mit Zündkerzen und Betrieb als Ottomotor
- Umbau eines Dieselmotors für Zündstrahlbetrieb und Betrieb als Hybridmotor.

Die ersten drei Varianten werden als Gasmotoren bezeichnet, die letzte als Zündstrahlmotor. Die Wahl des Verbrennungsmotors für den Einsatz von Produktgas wird heute bestimmt durch die verfügbaren Motoren für Flüssigtreibstoffe und Erdgas, die Investitionskosten für diese Motoren sowie den Aufwand für einen Umbau auf Produktgas. Reed [1997] geht davon aus, dass Produktgas wegen der hohen Oktanzahlen für den Einsatz in Ottomotoren prädestiniert ist und Zündstrahlmotoren nicht sinnvoll sind. Der Einsatz von Zündstrahlmotoren wurde zum Beispiel in Indien favorisiert, weil damit auch ein Betrieb mit reinem Dieseltreibstoff möglich ist.

Neben den grundsätzlichen Einsatzmöglichkeiten ist das Verschleiss- und Emissionsverhalten von produktgasbetriebenen Motoren wichtig für die Praxis. Da die Qualität des Produktgases veränderlich ist, sind keine exakten und allgemein gültigen Aussagen zu diesen Aspekten möglich [Kaupp und Goss 1984]. Über die Praxistauglichkeit einer Vergaser-Motorenkombination entscheidet vor allem der Teergehalt des Produktgases und eine günstige, die Abscheidung von Teer vermeidende Zuführung des Gases zum Motor. Nach Stassen und Koele [1997] gelten Staubgehalte $< 50 \text{ mg/Nm}^3$ und Teergehalte $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ als akzeptabel, vorzuziehen sind jedoch Staubgehalte $< 5 \text{ mg/Nm}^3$ und Teergehalte $< 50 \text{ mg/Nm}^3$. Im weiteren ist zu beachten, dass Produktgas nach der Gasreinigung in der Regel mit Wasserdampf gesättigt ist. Sofern die Temperatur des Produktgases höher ist als die Umgebungstemperatur, kann somit die Mischung von Produktgas und Umgebungsluft den Taupunkt unterschreiten, was zu Kondensatausfall an kalten Oberflächen führt.

Einsatzmöglichkeiten von Ottomotoren

Bei allen Anwendungen gilt die Leistungsminderung der Motoren im Vergleich zu fossilen Brennstoffen als Hauptnachteil. Da die stöchiometrische Mischung von Produktgas und Luft einen rund 25% geringeren Heizwert aufweist als ein Erdgas/Luft-Gemisch ist auch mit einer entsprechenden Leistungsminderung zu rechnen [Stassen und Koele 1997]. Nach Kaupp und Goss [1984] beträgt die heizwertbedingte Leistungsminderung gar rund 40% bis 70%. Im weiteren werden dem Motor bei Produktgasbetrieb grössere Massenströme zugeführt, welche höhere Druckverluste zur Folge haben und den Wirkungsgrad und die Zylinderfüllung reduzieren. Die Leistungsminderung kann teilweise kompensiert werden durch die dank höherer Klopfestigkeit mögliche Erhöhung der Verdichtung. Um die Motorenleistung weiter zu erhöhen, kann die Zylinderfüllung mittels Aufladung des Motors oder von Motor und Vergaser vergrössert werden. Kaupp und Goss [1984] weisen jedoch auf die zu erwartende grosse Abnutzung des Turboladers hin. Besonders interessant erscheint somit die Aufladung von Motor und Vergaser, da damit nebst einer höheren Motorenleistung eine Verkleinerung von Vergaser und Gasreinigung erzielt wird, was allerdings mit einem erhöhten Aufwand für die Beschickung erkauft werden muss. Erfahrungen von ausgeführten Festbettvergäsern unter Druck sind bis anhin nicht bekannt.

Nebst der Klopfestigkeit bestimmt die Zündgeschwindigkeit wesentlich den Betrieb eines Verbrennungsmotors. Da Produktgase eine wesentlich niedrigere Zündgeschwindigkeit aufweisen als Benzin, ist eine frühere Vorzündung erforderlich. Im weiteren sind schnellaufende Motoren ungeeignet, da wegen der niedrigen Zündgeschwindigkeit keine stabile und vollständige Verbrennung im Zylinderraum möglich ist. Aus diesem Grund empfehlen verschiedene Autoren langsamlaufende Motoren mit grossem Hub, grossem Verbrennungsraum und grossen Ventilöffnungsquerschnitten [Kaupp und Goss 1984, Stassen und Koele 1997]. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass in der Praxis Klopfen bei mit Produktgas betriebenen Motoren auftreten kann. Diese Beobachtung steht im Widerspruch zu den Aussagen betreffend hoher Klopfestigkeit. Es ist unklar, ob die Oktanzahl von Produktgas überschätzt wird, oder ob die schwankende Gasqualität in der Praxis zu zeitweisem Klopfen führt. Diesbezüglich kommt dem Wasserstoffgehalt im Gas eine besondere Rolle zu, da Wasserstoff einerseits die Klopfestigkeit herabsetzt, gleichzeitig jedoch die Zündgeschwindigkeit des Gemisches erhöht. Der Wasserstoffgehalt kann jedoch grössere Schwankungen aufweisen, abhängig vom Wassergehalt des Brennstoffs und der Vergasungstemperatur. Auf jeden Fall werden zur Verhinderung von Klopfen Massnahmen vorgeschlagen, welche denjenigen zur vollständigen Verbrennung des langsam brennbaren Gemisches entgegenstehen und zu einer Verminderung des Wirkungsgrades führen, nämlich Absenkung der Kompression, schnellere Motordrehzahl, weniger frühe Vorzündung und andere [Stassen und Koele 1997]. Insgesamt ist davon auszugehen, dass bei jedem Motor ein Kompromiss zwischen praktischem Betriebseinsatz und Wirkungsgrad gefunden werden muss und dass die erzielbaren Wirkungsgrade niedriger sind als bei fossilen Brennstoffen. Konkrete Wirkungsgradangaben zum ottomotorischen Betrieb können Kaupp und Goss [1984] wegen fehlender Daten und grosser Produktgasvariabilität nicht geben.

Einsatzmöglichkeiten von Zündstrahlmotoren

Für den Einsatz von Produktgas in Zündstrahlmotoren geben Bierter und Gaegauf [1982] 10% – 15% Dieselöl der ursprünglichen Treibstoffmenge an als Mass für einen sicheren Betrieb und die Möglichkeit, den Motor alternativ mit 100% Dieseltreibstoff zu betreiben. Der Leistungsabfall des Motors beim Betrieb mit Produktgas beträgt danach 10% – 30% im Vergleich zum Betrieb mit Dieselöl. Kaupp und Goss [1984] berichten von Versuchen, welche je nach Heizwert des Produktgases eine Leistungseinbusse von nur 5% – 10% bewirkten und stellen fest, dass der Leistungsverlust in jedem Fall wesentlich kleiner ist als in Zweistoff-Ottomotoren und eine Leistung von mindestens 80% des Originaldieselmotors erwartet werden darf. Abgesehen vom Vergasungswirkungsgrad und den durch die Leistungsreduktion spezifisch grösseren mechanischen Verlusten, kann beim stationären Zündstrahlbetrieb mit ähnlichen Wirkungsgraden gerechnet werden wie beim reinen Dieselbetrieb [Kaupp und Goss 1984]. Diesel-Zündstrahlmotoren können wegen zu kleiner Stückzahlen nicht speziell für Produktgas entwickelt werden. Es ist notwendig, Motoren für diese Anwendung anzupassen. Kaupp und Goss [1984] haben die Erfahrungen für den Umbau zusammengetragen. Direkteinspritzung ist nach diesen Untersuchungen im Gegensatz zur indirekten Einspritzung in Vor- oder Wirbelkammern für den Umbau geeignet, wobei das Kompressionsverhältnis 17 nicht übersteigen sollte.

Einsatzmöglichkeiten von Dieselmotoren

Für die Nutzung von Pyrolyseöl bietet sich der Einsatz von Dieselmotoren an. Über den praktischen Einsatz von Pyrolyseöl liegen allerdings erst vereinzelte Erfahrungen vor. Erste Versuche zur motorischen Nutzung von unbehandelten Biomasse-Pyrolyseölen zeigten wenig versprechende Ergebnisse, da nach wenigen Betriebsstunden bereits Verstopfungen durch Polymerisation sowie Korrosion in Pumpen und Düsen auftrat [Gust et al. 1995]. Zudem weisen Pyrolyseöle ein schlechtes Zündverhalten auf [Gros 1995, Gust et al. 1995]. Da eine Selbstzündung nur schwer erzielt wird, wird eine Hilfszündung mit Dieselöl oder ein Gemisch aus Pyrolyseöl, Ethanol und Dieselöl verwendet [Diebold und Bridgwater 1997].

4.2 Wärmekraftmaschinen

Im Gegensatz zu den Verbrennungskraftmaschinen, bei welchen die Verbrennung in der Maschine selbst erfolgt, wird bei den Wärmekraftmaschinen wie Dampfturbinen und Stirlingmotoren die Wärme ausserhalb der Maschine erzeugt. Diese Trennung von Verbrennungs- und Arbeitsprozess erlaubt, das Arbeitsmedium und seinen Druck frei zu wählen und gleichzeitig den Verbrennungsprozess bezüglich Wirkungsgrad und Emissionen zu optimieren.

Wärmekraftprozesse können unterteilt werden in Gasprozesse, bei denen das Arbeitsfluid immer gasförmig bleibt und Dampfprozesse, bei welchen das Arbeitsfluid von der flüssigen in die gasförmige Phase und wieder zurück wechselt. Im weiteren kann wie bei Verbrennungskraftmaschinen zwischen Verdrängungs- und Strömungsmaschinen unterschieden werden. Verdrängungsmaschinen werden vor allem für Leistungen unter 1 MW_{el} eingesetzt, während Strömungsmaschinen für Leistungen ab 5 MW_{el} bevorzugt werden.

	Wirkungsgrad η_{el}	Leistungsbereich MW_{el}	Temperaturniveau Nutzwärme °C
Gasturbine geschlossen Helium / Luft	<0.35	2 – 20	<400
Stirlingmotor Helium / Luft	<0.3	0.04 – 10	<400
Dampfturbine Grossanlage Wasser	<0.38 $f(p_{\text{Gegen}})$	50 – 1000	<250 $f(p_{\text{Gegen}})$
Dampfturbine Kleinanlage Wasser, WKK	<0.15 $f(p_{\text{Gegen}})$	0.5 – 10	<250 $f(p_{\text{Gegen}})$
Dampfschrauben-, Dampfkolben- motor Wasser, WKK	<0.15 $f(p_{\text{Gegen}})$	0.01 – 5	<250 $f(p_{\text{Gegen}})$

Tabelle 4.5: Wärmekraftmaschinen, charakteristische Eigenschaften

4.2.1 Gasprozesse

Bei Wärmekraftmaschinen ohne Phasenwechsel muss Wärme bei sehr hohen Temperaturen (700 – 1400 °C) übertragen werden, um befriedigende Wirkungsgrade zu erreichen. Diese hohen Temperaturen erfordern spezielle Wärmetauschermaterialien. Da der Wärmeübergang gasförmig-gasförmig im Vergleich zu flüssig-flüssig oder gasförmig-flüssig sehr schlecht ist, sind grosse Wärmetauscher notwendig. Der letztgenannte Nachteil kann mit der Verwendung von Helium an Stelle von Luft als Arbeitsmedium reduziert werden, da der Wärmeübergangskoeffizient von Helium etwa fünfmal so gross wie derjenige von Luft ist. Diesem Vorteil stehen jedoch zusätzliche Schwierigkeiten, verursacht durch die hohe Flüchtigkeit von Helium entgegen (Helium liegt als Edelgas in atomarer Form vor und hat deshalb eine kleinere Ausdehnung als die Sauerstoff- und Stickstoffmoleküle der Luft).

Wegen des hohen Temperaturniveaus der Wärmezufuhr kann bei Gasprozessen die Wärmeabfuhr für eine Wärmenutzung bei hoher Temperatur erfolgen, ohne dass der Wirkungsgrad merklich vermindert wird. Bei Wasserdampfprozessen wird der elektrische Wirkungsgrad dagegen durch eine Wärmenutzung signifikant vermindert. Gasprozesse kleiner Leistungen werden vorzugsweise nach dem Stirlingprozess geführt, für grosse Leistungen werden geschlossene Gasturbinen verwendet.

4.2.2 Geschlossene Gasturbine

Für Wärmekraftmaschinen grosser Leistung können Strömungsmaschinen in Form von geschlossenen Gasturbinen verwendet werden. Der Aufbau dieser Maschinen ist ähnlich wie derjenige von offenen Gasturbinen. Geschlossene Gasturbinen wurden in den Sechzigerjahren vor allem im Hinblick auf eine Verwendung in der Nukleartechnik entwickelt, sollten daneben jedoch auch die Nutzung beliebiger Brennstoffe in Heizkraftwerken [Fruttschi 1966] und in fernerer Zukunft der Sonnenenergie in Kraftwerken ermöglichen.

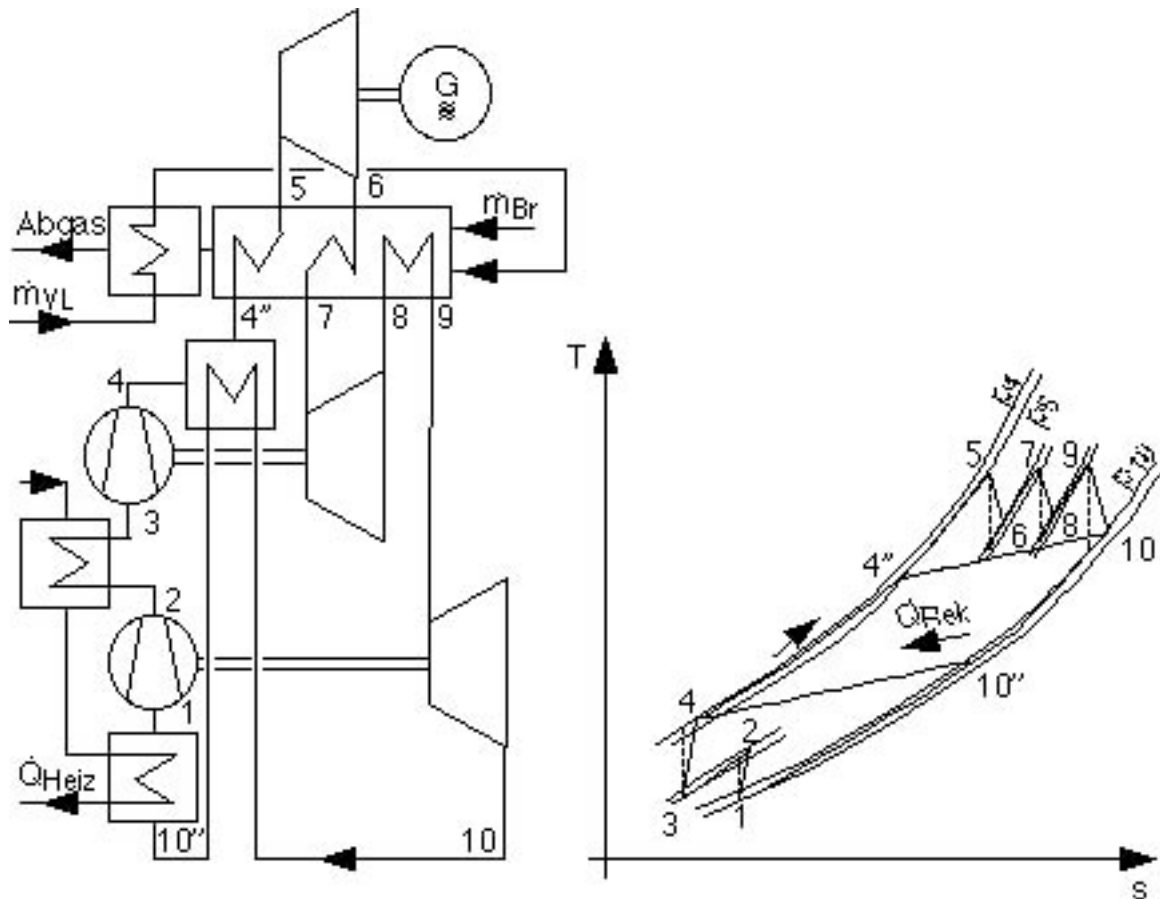


Abbildung 4.5: Anlagenschema und T-s-Diagramm einer geschlossenen Gasturbine

1 - 2	Polytrope Verdichtung der Luft	Verdichter 1
2 - 3	Zwischenkühlung	Kühler
3 - 4	Polytrope Verdichtung der Luft	Verdichter 2
4 - 4''	Rückgewinnen der Abwärme	Rekuperator
4'' - 5	Erhitzen der Luft	Feuerung / Lufterhitzer
5 - 6	Polytrope Expansion der Luft	Nutzturbinen
6 - 7	Erhitzen der Luft	Feuerung / Lufterhitzer
7 - 8	Polytrope Expansion der Luft	Turbine 2
8 - 9	Erhitzen der Luft	Feuerung / Lufterhitzer
9 - 10	Polytrope Expansion der Luft	Turbine 1
10 - 10''	Rückgewinnen der Abwärme	Rekuperator
10'' - 1	Abführen der Heizwärme	Wärmetauscher

Für die Anwendung in der Nukleartechnik wurde Helium als Prozessmedium vorgesehen. Um die Tauglichkeit der Technik zu demonstrieren, sind mehrere Heizkraftwerke mit Luft als Arbeitsmedium im Leistungsbereich von 2 – 30 MW_{el} gebaut worden [Bammert, 1975], [Taygun und Schmitt 1972]. Für direkt gasgekühlte Hochtemperaturreaktoren waren Helium-Turbinen mit einer Leistung von 600 MW_{el} in Entwicklung. Die Hoffnungen, die in den Einsatz geschlossener Gasturbinen gesetzt wurden, sind jedoch nicht erfüllt worden. Einerseits zeigte sich, dass die Kosten gasgekühlter Hochtemperaturreaktoren zu hoch sind, und andererseits wurde für konventionelle Anwendungen von Gasturbinen die Schaufelkühlung eingeführt, welche den Wirkungsgrad offener Gasturbinen erhöhte und ihren Einsatz sehr wirtschaftlich machte. Dank der Schaufelkühlung sind für Turbinen höhere Eintrittstemperaturen zulässig als mit Wärmetauschern übertragen werden können. Dies hat zur Folge, dass mit geschlossenen Gasturbinen weniger hohe Wirkungsgrade als mit offenen erreicht werden können. Aus diesen Gründen wurden geschlossene Gasturbinen nicht mehr weiterentwickelt, doch wird weiterhin nach Anwendungen gesucht. Schmidt [1993] untersuchte das Wirkungsgradpotential von Kombiprozessen mit geschlossener Gas- und Dampfturbine. Nach seinen Berechnungen können für Kohlekraftwerke Gesamtwirkungsgrade von bis zu 57% erreicht werden, sofern keramische Wärmetauscher, die im Moment erst als Prototypen vorliegen, zum Einsatz kommen.

Die Anwendung von geschlossenen Gasturbinen bei der Biomassennutzung wird im Rahmen verschiedener EU-Projekte untersucht. Bei der Anlage TINA wird eine Leistungsgrösse von rund 2 MW_{el} vorgeschlagen, was mit einem erwarteten Wirkungsgrad von 22% einer zugeführten Leistung von rund 9 MW_{Br} entspricht [Schaller 1995, Beenackers und Maniatis 1996]. Eine entsprechende Anlage ist bis anhin jedoch nicht im Bau. Dagegen ist eine Pilotanlage nach dem geschlossenen Gasturbinenprozess mit einer Leistung von 500 kW_{el} in Belgien im Stadium der Inbetriebnahme [De Ruyck et al. 1996]. Bei dieser Anlage wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 24% erwartet. Für spätere kommerzielle Anwendungen wird eine Leistungsgrösse von 2 – 5 MW_{el} angestrebt. Durch Wassereinspritzung soll der Wirkungsgrad kurzfristig auf bis zu 30% gesteigert werden können. Für den Wärmetauscher ist der Einsatz von temperaturbeständigen Legierungen vorgesehen, womit derzeit Lufttemperaturen von 850°C und in Zukunft von voraussichtlich 900°C erreicht werden können. Beenackers und Maniatis geben an, dass keramische Wärmetauscher noch nicht verfügbar sind und im weiteren ein allfälliger Einsatz wegen der hohen Kosten nicht in Frage kommt. Zur Wärmeerzeugung ist sowohl bei TINA als auch bei der Anlage in Belgien ein Vergaser mit Heissgasentstaubung und nachgeschalteter Brennkammer vorgesehen. Bei TINA wird ein Festbettvergaser vorgeschlagen, in Belgien ist eine stationäre Wirbelschicht vorgesehen.

Bei kleinen Anlagengrössen wird auch die Möglichkeit geprüft, Abgasturbolader als geschlossene Gasturbine einzusetzen. Dadurch sollen die Investitionskosten der Turbineneinheit niedrig gehalten werden. Da diese Apparate jedoch zur Aufladung von Motoren optimiert wurden und die erzielbaren Temperaturen und Druckverhältnisse limitiert sind, ist mit wesentlich niedrigeren Wirkungsgraden als beim Einsatz von grösseren Gasturbinen zu rechnen. Podesser [1996] gibt für kleinere Abgasturbolader und Holzfeuerungsanlagen erreichbare Wirkungsgrade von maximal 2 – 4% an. Er kommt deshalb zum Schluss, dass der Einsatz von Abgasturboladern für Anlagen unter 2 MW_{th} nicht geeignet ist und geschlossene Gasturbinen erst im Leistungsbereich von mehreren MW_{el} in den Bereich der Wirtschaftlichkeit kommen könnten.

4.2.3 Stirlingmotor

Der Stirlingprozess ist thermodynamisch betrachtet ein optimaler Prozess, um aus Wärme Arbeit zu gewinnen. Mit ihm kann der gleiche Wirkungsgrad erzielt werden wie mit dem Carnotprozess. Praktisch realisierte Maschinen können diesen, gemäss dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik optimalen Prozess, nicht genau nachbilden. Exergieverluste werden durch Wärmedurchgangswiderstände bei der Wärmeübertragung und Wärmespeicherung, durch Strömungswiderstände bei der Verschiebung des Arbeitsfluids und durch mechanische Reibung verursacht. Zudem lassen sich Totvolumina nie ganz vermeiden (Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7).

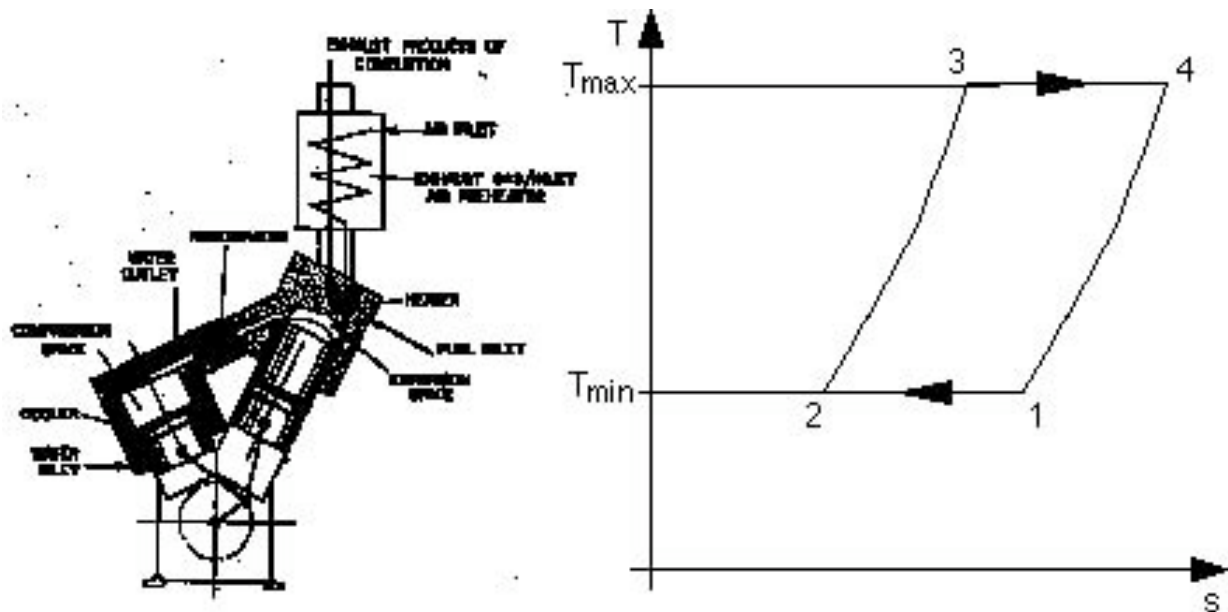


Abbildung 4.6: Anlagenschema und T-s-Diagramm eines Stirlingmotors [Walker et al. 1994]

Stirlingmotoren sind schon lange bekannt, sie standen während des 19. Jahrhunderts im kommerziellen Einsatz in Gewerbe und Industrie, z.B. als Werkzeugmaschinenantrieb. Heute finden sie jedoch keine breite Anwendung mehr, sie sind zu Beginn dieses Jahrhunderts von den Verbrennungsmotoren verdrängt worden. Trotz stetiger Entwicklungsarbeiten konnten die Stirlingmaschinen ihre ehemalige Stellung nicht zurückgewinnen. Dies ist vor allem auf folgende Gründe zurückzuführen:

1. sind seit hundert Jahren hochwertige flüssige und gasförmige Brennstoffe, welche in Verbrennungskraftmaschinen technisch einfach genutzt werden können, billig verfügbar
2. sind wegen des zusätzlichen Wärmeübergangs in Stirlingmaschinen weniger hohe Temperaturen erzielbar als in Verbrennungskraftmaschinen, was sich negativ auf den Wirkungsgrad auswirkt
3. ist es schwierig, dem Arbeitsmedium die Wärme bei hoher Temperatur zu zuführen
4. liegt noch keine zuverlässige Lösung der Dichtungsprobleme vor, insbesondere falls Helium als Arbeitsmedium verwendet wird und
5. wird für Stirlingmotoren heute mit den zwei- bis dreifachen Investitionskosten von Verbrennungsmotoren gerechnet [Walker et al. 1994]; gleichzeitig wird allerdings auch davon ausgegangen, dass bei grösseren Stückzahlen die Fertigung eines neuartigen Typs von Stirlingmotor zu gleichen Kosten wie für Verbrennungsmotoren möglich sein sollte [Eder 1997].

Die Gründe, Stirlingmotoren trotz dieser Schwierigkeiten weiter zu entwickeln, sind:

1. können nebst gasförmigen und flüssigen Brennstoffen auch feste Brennstoffe verwendet werden
2. kann auch Abwärme hoher Temperatur oder Sonnenenergie genutzt werden

3. sind die Sicherheitsanforderungen im Vergleich zu Dampfmaschinen geringer, was auch den Bau sehr kleiner Maschinen ermöglicht
4. erfolgt die Verbrennung stationär und unabhängig vom Arbeitsprozess, was im Vergleich zu Verbrennungsmotoren weniger Schadstoffe, Lärm und Körperschall erzeugt.

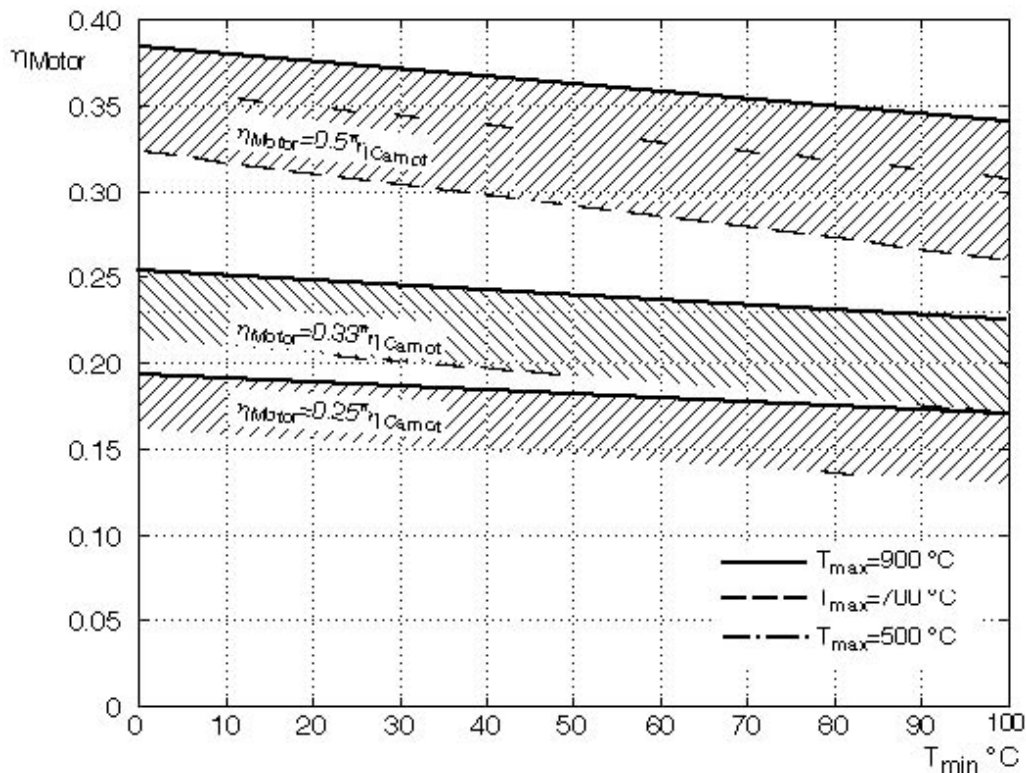


Abbildung 4.7: Mit Stirlingmotoren effektiv erzielbare Wirkungsgrade nach Walker et al. [1994], 50% von η_{Carnot} gelten als exzellent, 25% – 33% von η_{Carnot} können erwartet werden.

Stirlingmotoren sind deshalb zur Stromerzeugung nur konkurrenzfähig bei Nutzung von festen Brennstoffen, Abwärme hoher Temperatur oder Sonnenenergie. Walker et al. [1994] bezeichnen einen praktisch erreichten Wirkungsgrad von 35% bei einem Carnotwirkungsgrad von 70% als exzellent, übliche Werte würden um 25% oder auch tiefer liegen. Im Gegensatz zu einem motorischen Einsatz findet der Stirlingprozess für Kältemaschinen erfolgreich Anwendung. Der Einsatz von Stirlingmotoren für Holz wird durch folgende Schwierigkeiten erschwert: Einerseits die Probleme aller Stirlingmaschinen, insbesondere Dichtheitsprobleme, und andererseits zusätzliche brennstoffspezifische Erschwernisse bei der Verbrennung von festen Brennstoffen. Zur Lösung der stirlingspezifischen Probleme sind zahlreiche Entwicklungsarbeiten geleistet worden. Die Geschichte dieser Arbeiten und die Gründe für Erfolge und Misserfolge sind in Walker et al. [1994] ausführlich und gut lesbar aufgezeichnet. In der Schweiz erfolgten Entwicklungsarbeiten unter anderem im NEFF Projekt 645 „Bau und Test eines 1.5 kW Freikolben-Stirling-Generators“ durch Gaegauf et al. [1995]. Diese Arbeit basiert auf Forschungsergebnissen von William Beale und einem von seiner Firma Sunpower entwickelten Stirlingmotor. Im weiteren befassen sich in der Schweiz die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten von Jean-Pierre Budliger mit der Kombination Stirlingmotor-Stirlingwärmepumpe. Das Besondere daran ist die Arbeitsübertragung vom Motor auf die Wärmepumpe, welche nicht mechanisch sondern gasdynamisch mit Hilfe eines Resonanzrohres erfolgt. Sobald eine der in Entwicklung befindlichen Stirlingma-

schinen mit Erdgas als Brennstoff einwandfrei funktioniere, könnten auch der Betrieb mit Holz erprobt und die holzspezifischen Probleme einer Lösung zugeführt werden. Zum Antrieb eines Stirlingmotors mit Holz, ergeben sich folgende zusätzliche Schwierigkeiten:

- Die Verbrennungsgase können korrosiv sein, dies erfordert spezielles Wärmetauschermaterial.
- Der Wärmetauscher muss so gestaltet sein, dass er einfach gereinigt werden kann, da mit der Ablagerung von Asche gerechnet werden muss.
- Um einen hohen Wirkungsgrad zu erzielen, muss die Wärme bei möglichst hoher Temperatur zugeführt werden. Thermodynamisch entscheidend sind nicht Temperaturmaxima an einzelnen Stellen des Wärmetauschers, sondern die mittlere Temperatur der Wärmetauscherfläche. Da die maximal zulässige Temperatur durch das Wärmetauschermaterial gegeben ist, muss der gesamte heiße Teil des Stirlingmotors möglichst auf diese zulässige Temperatur gebracht werden. Diese Anforderung ist im Vergleich zu Gas- oder Ölbrennern mit Holzfeuerungen schwieriger einzuhalten. Ein möglicher Ausweg ist die Verwendung von Lithiumfluorid als Wärmezwischenspeicher und Übertragungsmedium. Die Vorteile bei der Verwendung von Lithiumfluorid werden in Walker et al. [1994] Seite 158 wie folgt beschrieben: uniforme Temperaturverteilung, kleineres Totvolumen und höherer Wirkungsgrad dank viel besserem Wärmeübergang Lithiumfluorid-Arbeitsmedium.

In Europa sind folgende Entwicklungsarbeiten zur Anwendung von Stirlingmotoren durchgeführt worden oder im Gang:

- Am Ökozentrum Langenbruck wurde 1988 ein holzschnitzelgefeuerter 2 kW Stirlingmotor ST-5 der Firma Stirling Technology Inc. installiert. Die Betriebserfahrungen zeigten, dass der Stirlingmotor funktioniert, dass aber seine Zuverlässigkeit nicht zu befriedigen vermag.
- In Dänemark befasst sich H. Carlsen mit der Entwicklung einer Stirlingmotor-Holzschnitzelfeuerungsanlage. Der hermetische Vierzylindermotor mit Helium als Arbeitsfluid leistet 36 kW_{el} bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 21%. Die abgegebene Heizleistung wird 102 kW_{th} betragen bei einem erwarteten Gesamtwirkungsgrad von 85% (Heizung $T_v=80 \text{ °C}$ $T_R=60 \text{ °C}$). Erste Versuche wurden separat mit dem Stirlingmotor und der Feuerung durchgeführt. Beim Motor wurde vorerst Erdgas als Brennstoff verwendet [Carlsen et al. 1996].
- In Österreich wird durch E. Podesser ein Konzept verfolgt, bei welchem der Motor soweit möglich aus Serienteilen der Motoren- oder Kompressorenfertigung gefertigt wird, um auch für kleine Stückzahlen kostengünstige Motoren bauen zu können [Podesser et al. 1992]. Der österreichische Stirlingmotor leistete auf dem Versuchsstand 3.1 kW_{el} mit einem Motorenwirkungsgrad von 23%, sein Arbeitsmedium ist Luft (Heizung $T_v=90 \text{ °C}$ $T_R=60 \text{ °C}$). Die Stromkennzahl der vorgesehenen Anwendungen beträgt ca. 0.1.

4.2.4 Dampfprozesse

In Dampfkraftwerken wird im Verdampfer mit einem beliebigen Brennstoff Dampf erzeugt und überhitzt. Der Dampf wird in einer Turbine, einem Kolben- oder Schraubenmotor zur Gewinnung mechanischer Energie entspannt. Um den Wirkungsgrad zu steigern, wird der Dampf zum Teil bereits in der Turbine oder im Motor kondensiert. Bei grossen Turbinen ist der Nässegehalt wegen der Tropfenerosion auf max. 10% limitiert, bei kleinen Turbinen sind keine Tropfen zulässig. Anschliessend erfolgt die vollständige Kondensation in einem Kondensator, wobei je nach Anwendung die abgeführte Wärme genutzt (Wärme-Kraftkopplung) oder an die Umgebung abgegeben wird (z.B. über einen Kühlturm). Zur Förderung des Wassers vom Kondensator in den Verdampfer wird eine Pumpe eingesetzt.

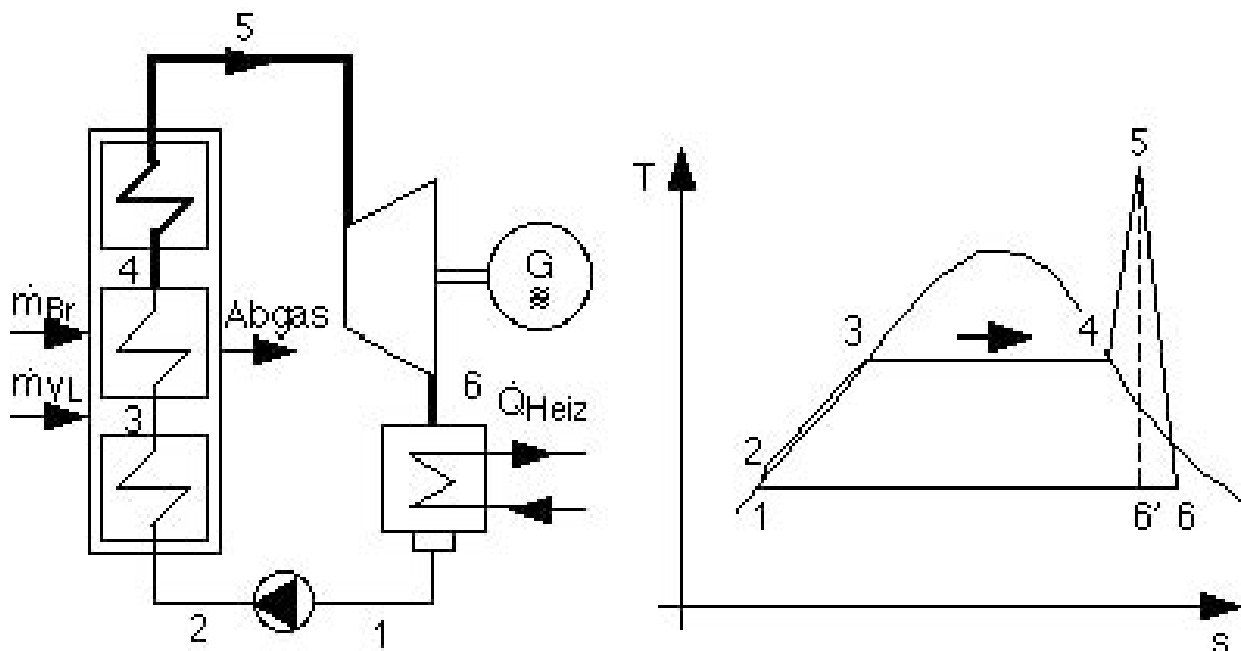


Abbildung 4.8: Anlagenschema mit Dampfturbine und T-s-Diagramm des Clausius-Rankine-Prozesses

1 - 2	Adiabate Druckerhöhung des Wassers	Speisewasserpumpe
2 - 3	Erwärmen des Wassers auf Verdampfungstemperatur	Speisew.-Vorwärmer
3 - 4	Verdampfung des Wassers	Verdampfer / Kessel
4 - 5	Überhitzen des Dampfes	Überhitzer / Kessel
5 - 6	Polytrope Expansion des Dampfes	Turbine
5 - 6'	Isentrope Expansion des Dampfes	
6 - 1	Kondensation des Dampfes, Abwärmenutzung	Kondensator

Bei Dampfprozessen wechselt das Arbeitsmedium bei der Wärmezufuhr und der Wärmeabfuhr seine Phase. In den dafür verwendeten Apparaten, dem Verdampfer und dem Kondensator, ist der Wärmeübergang gut, so dass die benötigten Wärmetauscherflächen vergleichsweise klein sind. Die im Verdampfer und im Kondensator herrschenden Drücke hängen vom verwendeten Arbeitsmedium und der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ab. Als Arbeitsmedien kommen Wasser oder organische Stoffe in Frage. In der Kraftwerkstechnik wird bisher Wasser als Medium eingesetzt, wogegen in der Kältetechnik ein breites Spektrum an Stoffen Verwendung findet. Thermodynamisch kann der

Einsatz organischer Kältemittel auch in der Kraftwerkstechnik interessant sein, wenn sich bei gegebener Temperatur einer Wärmequelle die Verdampfungstemperatur und der Verdampfungsdruck von Wasser als ungünstig erweisen. Wasser wird jedoch als Arbeitsmedium für Dampfprozesse in Kraftwerken bevorzugt, da es im Gegensatz zu vielen Kältemitteln weder toxisch ist, noch die Ozonschicht gefährdet oder zum Treibhauseffekt beiträgt und zudem kostengünstig und chemisch stabil ist. In Zukunft können organische Arbeitsfluide im Bereich der Abwärmenutzung ein Anwendungspotential haben (Organic Rankine Cycle, ORC). Für diese Anforderungen ist bei kleinen Leistungen auch der Einsatz von Dampf-Schraubenmotoren möglich [Piatkowski und Kauder, 1996], die gleich aufgebaut sind wie die in der Kältetechnik verwendeten Schraubenverdichter.

Die Wirkungsgrade für Dampfprozesse hängen von den Drücken und Temperaturen im Verdampfer, Überhitzer und Kondensator sowie von der Anlagenschaltung ab. Im Verdampfer und Überhitzer sind möglichst hohe Drücke und Temperaturen günstig, wobei diese Werte normalerweise aus ökonomischen Gründen tiefer als technisch möglich gewählt werden. Die ökonomischen Aspekte sind für WKK-Anlagen wegen der oft kleinen Baugrößen besonders wichtig. Der Frischdampfdruck wird durch die Bauart des Kessels und das verwendete Kesselmaterial bestimmt. Bei kleineren Anlagen bis 5 MW_{el} , was $25 \text{ MW}_{\text{th}}$ entspricht, werden aus Kostengründen Rauchrohrkessel verwendet (Gas im Rohr). Für diese Kessel ist der zulässige Druck auf ca. 30 bar begrenzt. Bei grossen Anlagen werden Wasserrohrkessel (Wasser im Rohr) eingesetzt. Bei diesen Anlagen ist die Temperatur durch den Werkstoff begrenzt, wobei ferritischere Stähle günstiger sind als die warmfesteren austenitischen Stähle.

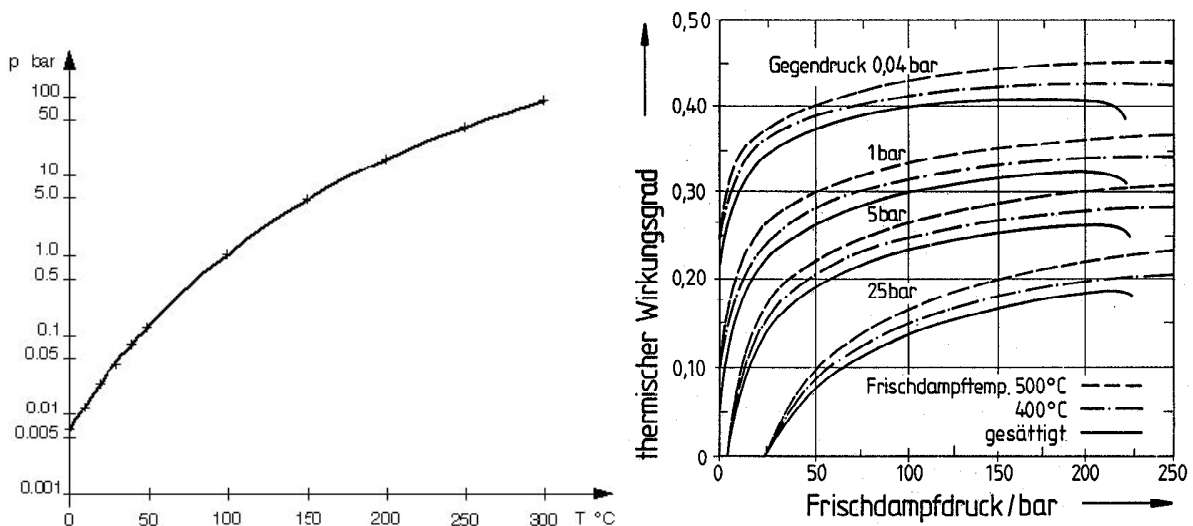


Abbildung 4.9: Links: Dampfdruckkurve von Wasser
Rechts: Wirkungsgrad des einfachen Dampfturbinenprozesses in Abhängigkeit von Frischdampfzustand und Gegendruck [Kugeler und Phlippen, 1990].

Die Kondensationstemperatur und der zugehörige Druck werden durch die Randbedingungen bestimmt und in der Regel so tief wie möglich gewählt. Bei reinen Kraftwerken wird auf einen Gegendruck deutlich unter 1 bar expandiert, z.B. auf 0,04 bar bei einer Kondensationstemperatur von 29 °C . Dies ermöglicht Wirkungsgrade bis zu 45% (Abbildung 4.9). Wenn jedoch die Abwärme genutzt werden soll, sind höhere Kondensationstemperaturen und -drücke nötig, die Anlagen werden dann als Gegendruckanlagen bezeichnet (Abbildung 4.10). Für Nutzttemperaturen von 90 und 140 °C ergeben sich Gegendrucke von ca. 1 und 5 bar und somit Wirkungsgrade von maximal 37% und 31% (Abbildung 4.9). Um das starre Verhältnis von Strom zu Wärme zu entkoppeln, kann auch Dampf zu Heizzwecken auf mittlerem Druckniveau aus der Wärmekraftmaschine abgezweigt werden, die Anlage wird dann als Entnahmekondensationsanlage bezeichnet (Abbildung 4.10). Damit ist es z.B. bei Fern-

heizwerken möglich, im Winter mehr Heizwärme bei geringerem elektrischem Wirkungsgrad und im Sommer mehr Strom bei Abfuhr ungenutzter Abwärme zu liefern.

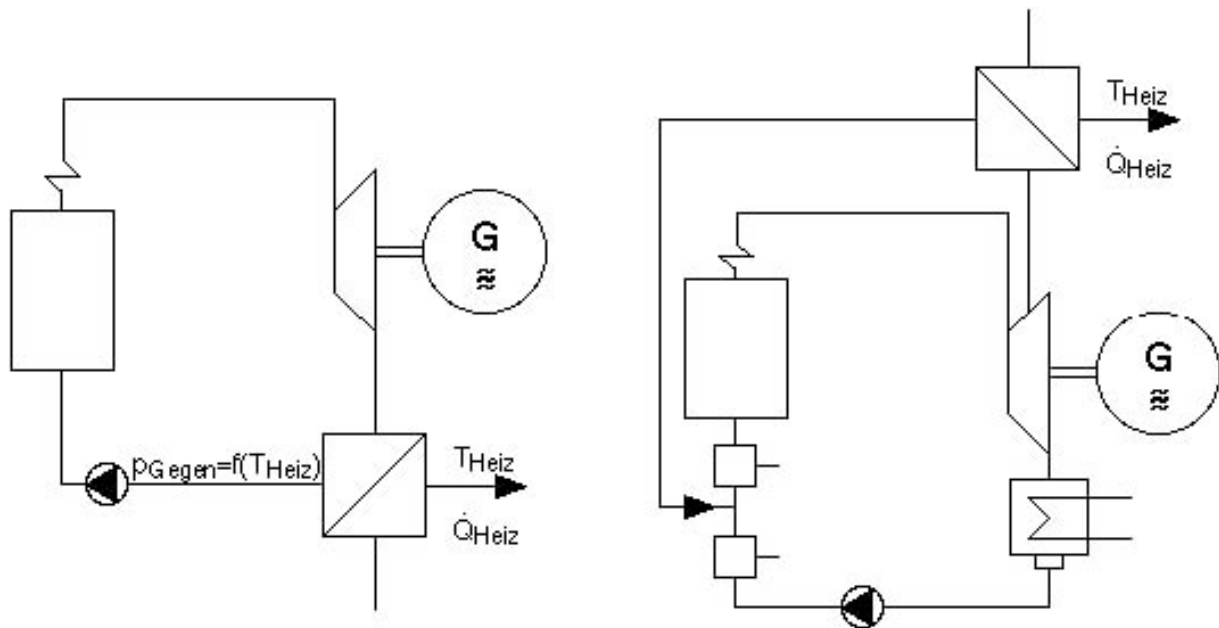


Abbildung 4.10 Wärmekraftkopplung beim Dampfturbinenprozess mit Gegendruckanlage (links) und Entnahmekondensationsanlage (rechts) nach Strauss [1992].

Für grosse Leistungen werden Dampfturbinen als Arbeitsmaschinen verwendet. Dampfturbinen sind technisch ausgereift. Soll Nutzwärme gewonnen werden, wird bei sehr grossen, vielstufigen Turbinen Dampf ausgekoppelt, kleinere Turbinen werden mit Gegendruck betrieben. Es gibt eine Reihe von Massnahmen zur Verbesserung des Wirkungsgrades bei Turbinenanlagen, insbesondere Zwischenüberhitzung durch Aufteilung der Turbine in Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckteil sowie Dampfenahme auf verschiedenen Druckstufen und Speisewasservorwärmung zur Erhöhung der Temperatur der Wärmezufuhr. Der technische Aufwand für die Umsetzung dieser Massnahmen ist erheblich, so dass sie vor allem bei Grossanlagen verwirklicht werden.

Maschinen kleiner Leistung werden als Verdrängungsmaschinen gebaut, zur Zeit als Dampf-Kolbenmotoren, in Zukunft möglicherweise auch als Dampfschraubenmotoren. Verdrängungsmaschinen sind für den Einsatz mit Satttdampf geeignet. Bei Dampf-Kolbenmotoren ergeben sich im Vergleich zum Betrieb mit überhitztem Dampf nur vernachlässigbare Wirkungsgradeinbussen. Bei Dampf-Schraubenmotoren ist wegen der Verminderung der inneren Leakageverluste sogar mit einer Wirkungsgradsteigerung zu rechnen. Die Eignung von Dampfmaschinen für den Satttdampfbetrieb ermöglicht aber vor allem eine Kosteneinsparung um rund 30% des Dampfkessels, da im Gegensatz zu Dampfturbinen auf den Überhitzer verzichtet werden kann. Gleichzeitig ergibt sich damit ein im Vergleich zu Dampfturbinen verbesserter Teillastbetrieb bis auf 30% der Nennlast. Bei Dampfturbinen ist ein Betrieb unter 50% der Nennlast wegen der beschränkten Teillastfähigkeit des Überhitzers nicht möglich. Im weiteren ist der Betrieb dank einfacherer Überwachung und Regelung weniger anspruchsvoll und aufgrund der niedrigeren Maximaltemperaturen entfällt die Gefahr von Hochtemperaturkorrosion, was insbesondere bei chlorhaltigen Brennstoffen wie Altholz und Halmgütern von Bedeutung ist.

Für Grundlastleistungen unter 2 MW_{th} , entsprechend einer Heizwerkwärmeleistungen unter 6 MW_{th} , sind Verdrängungsmaschinen wirtschaftlich tendenziell interessanter als Dampfturbinen, wobei allerdings die Unterschiede im Bereich der Unsicherheiten der Offertanfragen liegen (Kapitel 6.1.6). Ab einer Grundlastleistung 2 MW_{th} und einer entsprechenden elektrischen Leistung von $0.25 \text{ MW}_{\text{el}}$, sind

Axial-Dampfturbinen und Verdrängungsmaschinen wirtschaftlich nicht signifikant verschieden. Die Einsatzgebiete und Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Maschinentypen sind in [Biollaz und Nussbaumer 1996] ausführlich dargestellt.

4.3 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen ermöglichen die direkte Umsetzung chemischer Bindungsenergie z.B. von Wasserstoff und Erdgas, in Zukunft allenfalls von Gas oder Methanol aus Kohle und Biomasse, in Strom. Im Gegensatz zu Verbrennungs- und Wärmekraftmaschinen, deren Wirkungsgrad durch den 2. Hauptsatz der Thermodynamik auf ein vergleichsweise tiefes Niveau begrenzt ist (Carnot-Prozess), können Brennstoffzellen bei Umgebungstemperatur einen theoretischen Wirkungsgrad von annähernd 100% erreichen. Allerdings arbeiten gerade Brennstoffzellen mit grosser Leistungsdichte bei Temperaturen deutlich über der Umgebungstemperatur (Hochtemperatur-Brennstoffzellen bei ca. 900 °C), so dass ihre günstigen Eigenschaften bei reiner Stromerzeugung erst beschränkt ausgenutzt werden können und auch bei ihnen eine kombinierte Nutzung von Strom und Wärme sinnvoll sein kann.

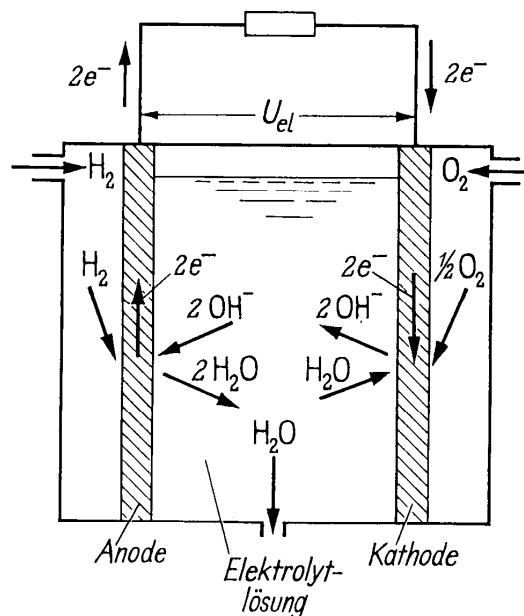
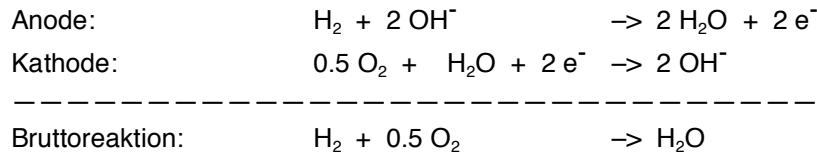


Abbildung 4.11: Wasserstoff-Sauerstoff-Brennstoffzelle schematisch [Baehr 1992]

Bis anhin wurden mit Brennstoffzellen Wirkungsgrade von ca. 50% bis 60% erzielt. Da Brennstoffe aus Biomasse wegen ihrer Zusammensetzung schwieriger zu verwenden sind als Erdgas, kann mit dem Einsatz von Synthesegas oder Methanol aus Biomasse erst dann gerechnet werden, wenn sich die Technik mit Erdgas etabliert hat.

Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle: Die Umsetzung eines Brennstoffs setzt sich zusammen aus Oxidation und Reduktion, welche bei einer gewöhnlichen Verbrennung ohne örtliche Trennung ablaufen (z.B. direkte Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser). Bei der Brennstoffzelle laufen Oxidation und Reduktion getrennt an einer Anode und einer Kathode ab. Dazwischen befindet sich ein Elektrolyt, d.h. ein elektrisch isolierendes Medium, welches für Ionen, nicht jedoch für Elektronen leitfähig ist. Der Brennstoff wird an der Anode oxidiert mit negativ geladenen Ionen (je nach Zellentyp OH^- , CO_3^- , O^-), die Elektronen fließen über eine elektrisch leitfähige Verbindung von der Anode zur Kathode, so dass eine Spannung abgegriffen werden kann. Eine Brennstoffzelle funktioniert damit ähnlich wie eine Batterie. Bei einer Batterie werden jedoch die Elektroden verbraucht, während bei der Brennstoffzelle Betriebsstoffe zugeführt werden. Beispiel der Reaktionen bei der Umsetzung von Wasserstoff in einer Brennstoffzelle:



4.4 Kombiprozesse

Für fossile Kraftwerke auf Basis von Öl und Gas werden heute vorwiegend offene Gasturbinen sowie Dieselmotoren eingesetzt. Bei grösseren Anlageleistungen kann ein Teil der Prozessabwärme in einer nachgeschalteten Dampfturbine im sogenannten Kombiprozess genutzt werden. Kombianlagen erreichen heute Wirkungsgrade bis zu 58%. Dies sind die derzeit höchsten Anlagenwirkungsgrade zur Stromerzeugung aus Brennstoffen.

Anstelle von offenen Gasturbinen oder Dieselmotoren könnten in Kombiprozessen auch geschlossene Gasturbinen eingesetzt werden, was das Brennstoffsortiment erweitern und den Einsatz von festen Brennstoffen ermöglichen würde. Für feste Brennstoffe wären solche Anlagen thermodynamisch interessant und sie gelten mit dem Vorbehalt der notwendigen Hochtemperaturwärmetauscher als technisch realisierbar [Schmidt 1993]. Wegen der tiefen Preise von Öl und Erdgas sowie der tieferen Investitionskosten für offene Gasturbinen und Dieselmotoren sind Kombikraftwerke mit geschlossenen Gasturbinen jedoch derzeit nicht wirtschaftlich.

Kombiprozess	Wirkungsgrad η_{el}	Leistung MW_{el}	Brennstoff
Offene Gasturbine-Dampfturbine*	<0.58	30 – 1000	Öl, Erdgas
Vergasung und offene Gasturbine-Dampfturbine	<0.47	30 – 100	Holz
Verbrennung und geschl. Gasturbine-Dampfturbine	<0.57**	30 – 1000	Kohle
Verbrennung und geschl. Gasturbine-Dampfturbine	<0.55**	30 – 100	Holz
Dieselmotor-Dampfturbine*	<0.54	10 – 50	Öl

Tabelle 4.6: Wirkungsgrade, Leistungsbereich und Brennstoffe von Kombiprozessen

*Verwirklichte Anlagen

**Vorbehältlich der Realisierbarkeit der Hochtemperaturwärmetauscher

5 Verfahren zur Herstellung von Methan und Methanol

In diesem Kapitel werden die Verfahren zur Herstellung von Methan und Methanol aus Biomasse behandelt. Die entsprechende Prozesstechnik und die Energieausbeute der Umwandlungsverfahren werden in knapper Form vorgestellt und deren Anwendung diskutiert. Für eine vertiefte Beschreibung der einzelnen Verfahren wird auf die Literatur verwiesen.

5.1 Herstellung von Methan durch Vergasung und Methanisierung

Nebst der Verstromung in Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen kann das gereinigte Produktgas aus einem Holzvergaser zum Beispiel auch zur Methanherstellung verwendet werden. Das Methan kann entweder als synthetisches Erdgas in das bestehende Erdgasnetz eingespeisen oder als Treibstoff für Fahrzeuge verwendet werden. Ein entsprechendes Konzept mit Einspeisung ins Erdgasnetz wird in der Schweiz von Gazobois S.A. (Cossonay) vorgeschlagen. Die nachfolgenden Daten stammen aus einer Expertise von R. Bühler und P. Hasler zu Handen des Bundesamtes für Energiewirtschaft über die Einsatzmöglichkeiten des von Gazobois vorgeschlagenen Verfahrens (Stand 1995).

Die Qualitätsanforderungen für die Verwendung als synthetisches Erdgas sind wesentlich höher als für den Einsatz als Fahrzeugtreibstoff, da im Erdgas nur geringe Anteile von Fremdgasen akzeptiert werden. Der Einsatz als Fahrzeugtreibstoff setzt dagegen ein entsprechendes Verteilnetz voraus und wäre vergleichbar mit dem Einsatz von Biogas aus der Vergärungsanlagen. Die Methanherstellung aus Produktgas ist nur für Grossanlagen mit einem Holzdurchsatz von mindestens 100 Tagedonnen (Vergaser mit rund 25 MW Inputleistung) sinnvoll, da das rohe Produktgas aus dem Vergaser vor der Konversion zu Methan in aufwendigen Verfahrensschritten gereinigt werden muss (Tabelle 2.7). Die Produktgasreinigung wird mit derjenigen für die Methanolsynthese vergleichbar sein (Abbildung 5.2).

Methan weist eine Siedetemperatur von -164 °C auf. Aus thermodynamischen Gründen wird das synthetisch erzeugte Methan daher als gasförmiges Produkt entstehen. Um die Qualitätsanforderungen für die Einspeisung in das Erdgasnetz zu erfüllen, muss der Vergaser ein möglichst inertgasfreies Produktgas liefern. Dies ist möglich, indem entweder zur Vergasung anstelle von Luft ein Gemisch von Sauerstoff und Wasserdampf verwendet oder ein Vergasungsverfahren mit indirektem Wärmeübergang gewählt wird. Bei den Verfahren mit indirektem Wärmeübergang (z.B. beim BCL-Vergaser respektive -Pyrolyseaktor) erfolgt die Wärmeerzeugung ausserhalb des Gaserzeugers.

Das Produktgas aus einem Vergaser weist für die Methanisierung ein H_2 -Defizit auf, da zur Erzeugung von 1 Mol Methan aus 1 Mol Kohlenmonoxid 3 Mole Wasserstoff erforderlich sind. Zur Maximierung der Methanausbeute muss das Gas konvertiert werden. Eine mögliche Prozesskombination zur Methanherzeugung aus gereinigtem Produktgas kann z.B. folgende Verfahren beinhalten:

- CO-Shiftreaktion ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$)
- CO_2 -Wäsche mit Monoethanolamin (MEA) und Speicherung des CO_2
- Methanisierung von CO_2 mit H_2 ($\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$)
- CO_2 -Wäsche
- Wasserdampfkondensation

Die CO-Konvertierung erfolgt katalytisch. Die exotherme Reaktion kann bei Temperaturen von 350 bis 470 °C (Eisen/Chrom-Katalysatoren) oder bei 200 bis 250 °C (Kupfer/Zink-Katalysatoren) erfolgen.

Das Verhältnis von Wasserdampf zu Kohlenmonoxid muss etwa 3:1 betragen, um eine Verkokung der Katalysatoroberfläche zu verhindern und einen vollständigen CO-Umsatz zu ermöglichen [Katofsky 1993]. Die Shiftreaktion kann sowohl bei Atmosphärendruck als auch bei einem erhöhten Druck durchgeführt werden.

Zur Eliminierung von CO₂ werden meist organische Lösungsmittel eingesetzt, welche das Kohlendioxid bei hohem Druck und tiefen Temperaturen absorbieren und bei hohen Temperaturen wieder desorbieren. Die CO₂-Löslichkeit im Absorbens nimmt mit sinkendem Druck ab. Beispiele von verwendeten Lösungsmitteln sind Methanol, Monoethanolamin (MEA) sowie Gemische von Dimethylether-/Polyethylenglykol. MEA weist ein sehr hohes CO₂-Lösungsvermögen auf. Die Absorptionsverfahren mit MEA verwenden z.B. eine wässrige Lösung mit 20 Gew.-% MEA. Die Absorptionskolonnen arbeiten bei Temperaturen von 25 bis 65 °C, die Regeneration erfolgt mit Dampf bei Temperaturen zwischen 100 und 150 °C.

Die Methanisierung erfolgt z.B. durch katalytische Umsetzung von Wasserstoff und Kohlendioxid. Als CO₂-Speicher dient das beladene Lösungsmittel aus der CO₂-Waschkolonne. Die Methanisierung ist eine stark exotherme Reaktion. Die Katalysatoren enthalten z.B. Nickel als aktive Komponente. Die Methanisierung erfolgt bei Temperaturen zwischen 200 und 450 °C und kann sowohl bei Atmosphärendruck als auch bei einem erhöhten Druck durchgeführt werden.

Nach der Methanisierung wird das restliche CO₂ mittels Absorption in MEA und Wasserdampf mittels Gaskühlung aus dem Gas entfernt. Das getrocknete Gas enthält dann im Idealfall nur noch Methan.

Die Anforderungen an die Rohgasqualität für den Methanisierungsprozess sind nicht bekannt. Für die CO-Shiftreaktion können Katalysatoren verwendet werden, die diejenigen für die Methanolsynthese analog sind und Kupfer als aktive Komponente enthalten. Die Anforderungen an das Synthesegas für die Methanherstellung werden daher mit denjenigen für die Methanolherstellung vergleichbar sein.

Abbildung 5.1 zeigt das vereinfachte Energieflussdiagramm für die Methanherstellung aus Holz durch Vergasung. Das Verfahren wurde unter der idealisierten Annahme von vollständigen Umsätzen in den Reaktoren konzipiert. Eine Massenbilanz ergibt, dass das Produktgas die Qualitätsanforderungen zur Einspeisung in das Verteilnetz von natürlichem Erdgas knapp erfüllen kann, wenn die idealisierten Annahmen zutreffen und die real zu erwartende Produktgaszusammensetzung aus einem Vergaser zugrunde gelegt werden. Unter idealisierten Bedingungen sind im synthetischen Methan 54% der eingesetzten Energie enthalten. Ohne die energieintensive CO₂-Wäsche würde das synthetische Methan einen CO₂-Gehalt von rund 60 Vol.-% aufweisen. Biogas z.B. aus Gülle enthält rund 40 Vol.-% Kohlendioxid.

Die Investitionskosten für eine 25 MW-Demonstrationsanlage zur Methanherstellung durch Holzvergasung werden auf rund 50 Mio Fr. geschätzt. Die hohen Anlageinvestitionskosten setzen einen Dauerbetrieb der Anlage voraus. Bei Brennstoffkosten von 100 Fr/t atro Holz (bzw. 2 Rp/kWh), üblichen Dampf- und Stromkosten für Grossanlagen (Stand 1993) sowie 7000 Vollbetriebsstunden kann synthetisches Erdgas zu einem Preis von rund 8 Rp/kWh Methan erzeugt werden. Die Brennstoff-, Dampf- und Stromkosten tragen zu einem Kostenanteil von 4.1 Rp/kWh bei. Demgegenüber betragen jedoch die Erdgasverkaufspreise für einen Grossbezüger im Raum Zürich rund 3 Rp/kWh (Stand 1995), so dass die Methanherstellung unter heutigen Randbedingungen nicht konkurrenzfähig ist.

Nach Angaben von Gazobois ist eine Anlagengrösse mit einem Durchsatz von 27 Tagedonnen vorgesehen. Für diese wird ein Methanpreis von 8 Rp/kWh angegeben, der für zukünftige Anlagen noch gesenkt werden kann.

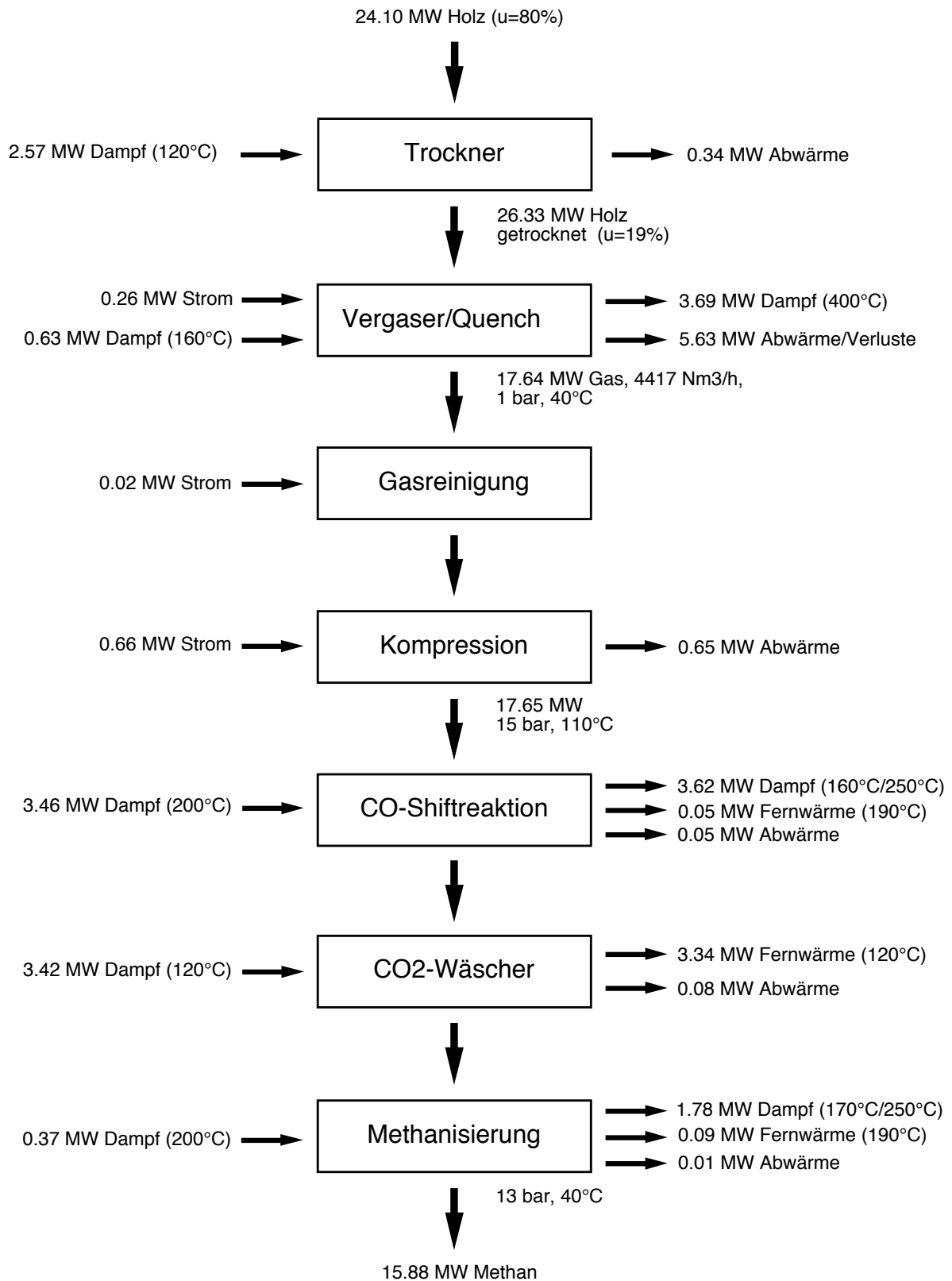


Abbildung 5.1: Vereinfachtes Energieflussdiagramm für die Herstellung von Methan durch Holzvergasung und katalytische Umsetzung des Produktgases, ausgehend von Holz. Bemerkungen: Die Holzvergasung erfolgt nach dem BCL-Verfahren; idealisiertes Flussdiagramm unter Annahme von optimalen Wirkungsgraden der Einzelprozesse; der Wirkungsgrad zur Stromerzeugung betrage 27%.

5.2 Methanolherstellung durch Vergasung und Methanolsynthese

Das gereinigte Produktgas aus einem Vergaser kann auch zur Methanolherstellung verwendet werden. Methanol bietet sich als geeigneter Sekundärenergieträger an, da es einfach transportierbar und lagerfähig ist und mit hohen Wirkungsgraden in andere Energieformen umgewandelt werden kann, insbesondere in Strom oder Wasserstoff. Im Gegensatz zu Strom und Wasserstoff kann Methanol jedoch kostengünstig und mit vernachlässigbaren Verlusten saisonal gespeichert werden. Methanol ist auch ein geeigneter Treibstoff, da es bei Raumtemperatur flüssig und im Vergleich zu Benzin wenig giftig ist. Daneben ist Methanol eine wichtige organische Grundchemikalie.

Im Unterschied zur Methanherstellung sind bereits heute einige kommerzielle Anlagen zur Methanolherstellung durch Vergasung in Betrieb, wie zum Beispiel die Anlage Schwarze Pumpe in Deutschland, welche zur Vergasung von 440'000 Jahrestonnen an Plastikabfällen, Klärschlamm, Kunststoffen, Altölen, Altholz und ähnlichen Abfallstoffen ausgelegt ist. Die Methanolherstellung aus Produktgas ist für Grossanlagen mit einem Durchsatz von mindestens 100 Tagedonnen (entspricht einem Vergaser mit rund 25 MW Inputleistung) sinnvoll, da die Konversion des Produktgases zu Methanol aufwendig ist und die Qualitätsanforderungen an das Produktgas sehr hoch sind (Tabelle 2.7).

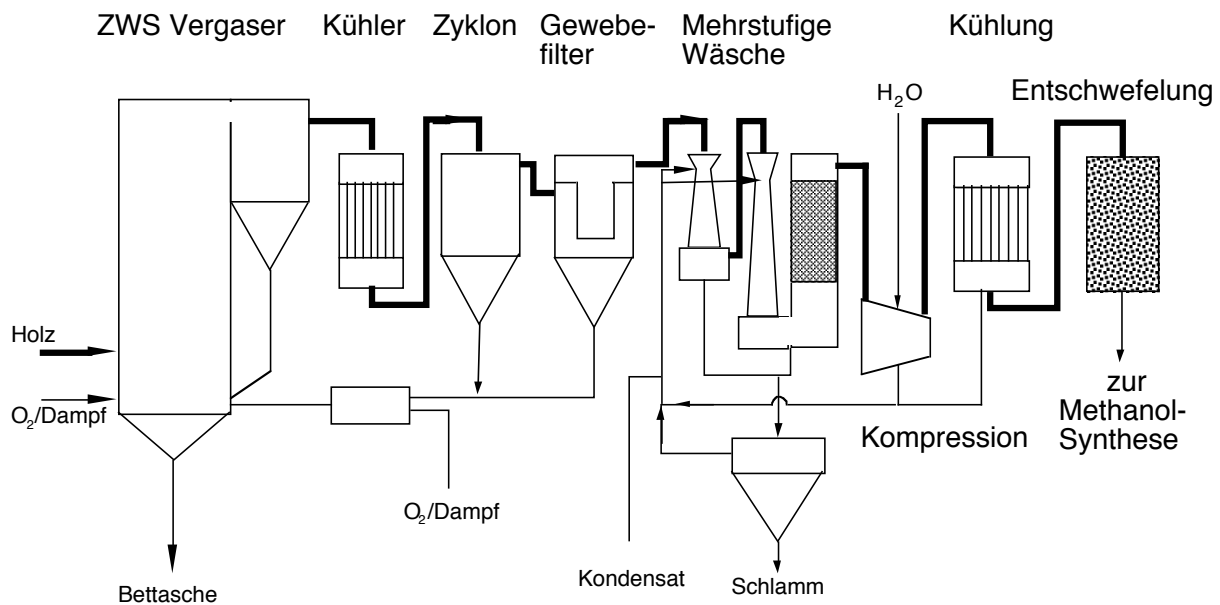


Abbildung 5.2: Vereinfachtes Verfahrensfliessbild zur Synthesegasherstellung für die Methanolsynthese durch Vergasung von unbelastetem Holz nach Vorschlag gemäss Offertstudie von Lurgi GmbH. Bemerkungen: Methanolsynthese sowie Schlamm- und Abwasserbehandlung sind nicht aufgeführt. Hasler et al. [1995] schlagen als zusätzliche Reinigungsstufe eine Teeradsorption an Aktivkohle vor.

Abbildung 5.2 zeigt ein vereinfachtes Verfahrensfliessbild einer möglichen Variante der Vergasung von naturbelassenem Holz mit Gasaufbereitung zur anschliessenden Methanolherstellung. Mit relativ geringem Mehraufwand können in derartigen Anlagen auch belastete Brennstoffe wie Altholz oder Kunststoffe vergast werden.

Die kommerziellen, heute üblichen Verfahren setzen eine der Methanolherstellung analoge Gasumwandlung ein. Neue Katalysatoren zur Methanolherstellung ermöglichen den Verzicht auf die kapital- und energieintensive CO₂-Wäsche, da die Katalysatoren auch bei hohen CO₂-Partialdrücken ausreichend aktiv sind. Im Rahmen des Biometh-Projekts wurden in der Schweiz verschiedene Verfahrenskombinationen geprüft. Die energetisch und wirtschaftlich günstigste Lösung wurde in der

Kombination von Methanolsynthese und Stromerzeugung gefunden (Abbildung 5.3; [Stucki 1995]). Die Netto-Wirkungsgrade für die einzelnen Produkte bezogen auf den Brennstoffinput betragen: 33% Methanol, 8% Strom und 36% Wärme.

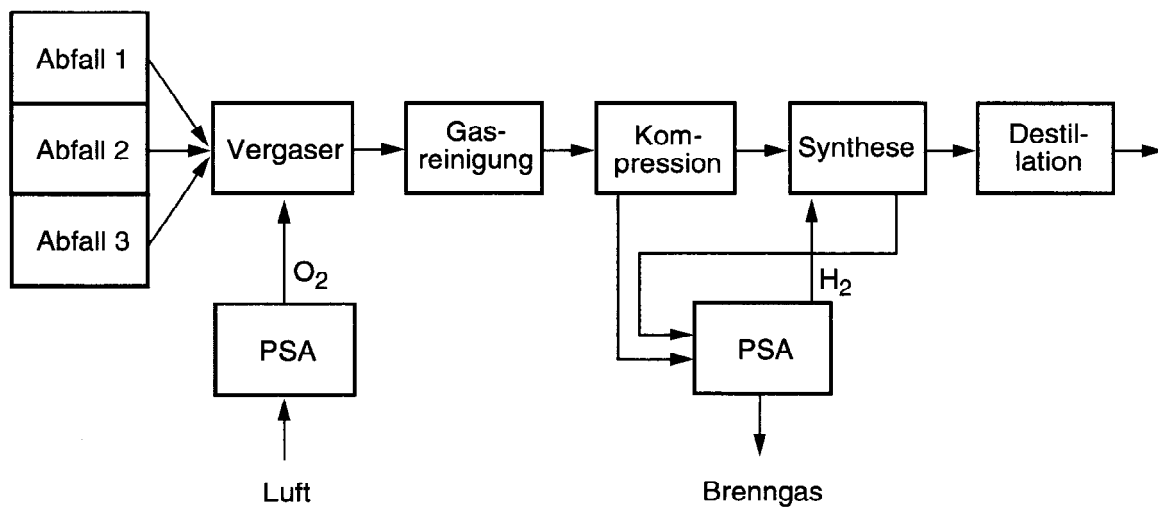


Abbildung 5.3: Anlagenfließbild der Biometh-Demonstrationsanlage
 PSA = Pressure Swing Adsorption (Druckwechselverfahren z.B. auf Molekularsieben oder Aktivkohle zur selektiven Gastrennung). Das Brenngas aus der Methanolsynthese kann in einem Gasmotor oder in einer Gasturbine verstromt werden.

Aus wirtschaftlichen Gründen muss die Biometh-Anlage mit gering belasteten Abfallfraktionen wie Altholz, Verpackungs- und Kunststoffabfällen betrieben werden. Die Vergasung der aufbereiteten Abfallfraktionen erfolgt in einem ZWS-Vergaser bei Atmosphärendruck. Um die Kompressionsenergie und die Investitionskosten für die Methanolsynthesereaktoren zu minimieren, wird als Vergasungsmittel ein Gemisch aus Sauerstoff und Wasserdampf eingesetzt. Im Unterschied zu den herkömmlichen Methanolsyntheseverfahren ergaben die Abklärungen für die Biometh-Anlage energetische und wirtschaftliche Vorteile, wenn die Synthese ohne CO-Shiftreaktion, dafür jedoch mit einer Wasserstofftrennung und einer Verstromung des Brenngases erfolgt. Die Investitionskosten für eine 25 MW-Demonstrationsanlage zur Methanolherstellung durch Holzvergasung betragen rund 60 Mio Fr. Bei einem Dauerbetrieb der Anlage kann unter folgenden Bedingungen eine Rentabilität von 5% erreicht werden:

- Brennstoffelös von rund 44 Fr/t (Mischung aus 75% Altholz, Verpackungs- und 8% Kunststoffabfällen) 17%
- Subvention der Investitionen um 25 – 30 Mio Fr.
- Methanolerlös von 600 Fr/t
- Stromerlös von 10 Rp/kWh
- Wärmeerlös von 7 Rp/kWh

Ein wirtschaftlicher Betrieb der Methanolsynthese setzt somit die Verwendung von organischen Abfallsortimenten sowie die Nutzung der Wärme voraus und sie ist selbst dann nur bei einer Subventionierung der Investitionen um rund 50% kostendeckend. Wenn wie bei der Methanherstellung die Verwendung von Energieholz zu Fr. 100.–/t atro Holz (rund 2 Rp/kWh) angenommen wird, reicht selbst eine 100%-ige Subventionierung der Investitionen nicht aus für einen kostendeckenden Betrieb. Die Wirtschaftlichkeiten der Methanolsynthese und der Methanherstellung sind damit auf ähnlichem Niveau. Da für die beiden Anlagenkonzepte unterschiedliche Betriebsbedingungen angenommen wurden, ist mit den vorliegenden Zahlen allerdings kein exakter Vergleich möglich.

6 Wirtschaftlichkeit

In diesem Kapitel werden für die Umwandlungsverfahren der Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse Abschätzungen für die Investitions- und Betriebskosten durchgeführt. Die Berechnungen basieren auf einer Vielzahl von Daten aus der Literatur sowie teilweise auf Offertanfragen zu Einzelkomponenten und eigenen Kostenschätzungen. Es wird darauf hingewiesen, dass die Daten wegen unterschiedlicher Marktreife der verschiedenen Techniken und von Land zu Land unterschiedlichen Kostenstrukturen nur eine beschränkte Vergleichbarkeit und Zuverlässigkeit aufweisen. Dennoch zeigen die Berechnungen, dass bei Grossanlagen vor allem die Brennstoffkosten und bei Kleinanlagen vor allem die Investitionskosten entscheidend sind. Die Bereiche der spezifischen Investitionskosten verschiedener Prozesse werden in Abhängigkeit der Leistungsklasse aufgezeigt und die resultierenden Stromgestehungskosten einander gegenübergestellt. Im Textteil sind die Resultate in grafischer Form dargestellt, während die detaillierten Berechnungen mit Angaben der einzelnen Literaturquellen im Anhang aufgeführt sind.

Da verschiedene Währungen und lokale Unterschiede zwischen Regionen und Ländern einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit erschweren, wird eine dimensionslose Darstellung hergeleitet, bei welcher das Verhältnis zwischen Brennstoffkosten und Strom- respektive Wärmepreis als Bezugsgrösse dient und der Begriff der dimensionslosen Kapital- und Betriebsnebenkosten eingeführt wird. Die untersuchten Techniken werden anhand der im Anhang ausgewiesenen Daten in den dimensionslosen Grafiken eingetragen, was eine rasche Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage unter verschiedenen Randbedingungen ermöglicht.

6.1 Kosten, Zusammenstellung aus diversen Quellen

Die Angaben zu den Kosten variieren je nach Quelle sehr stark. Die Gründe dafür sind die verschiedenen Anlagengrößen sowie unterschiedliche Bilanzgrenzen. Im weiteren liegen für gewisse Techniken nur Anlagenkonzepte vor, für andere dagegen Erfahrungen mit Prototypen, während einige Techniken, insbesondere die Dampfprozesse, heute bereits in zahlreichen Anlagen im Einsatz stehen. Nur für die Anlagen im Praxiseinsatz sind jedoch zuverlässige Kostenangaben möglich. Für alle Techniken bilden zudem die Lohn-, Boden-, Bau-, Kapital- und Brennstoffkosten eine wesentliche Komponente. Gerade diese Kosten schwanken jedoch von Land zu Land sehr stark.

Die Gesamtkosten für die Strom- oder Wärmeerzeugung setzen sich aus den Kapital- und den Betriebskosten zusammen. Die Betriebskosten umfassen die Brennstoff- und die Betriebsnebenkosten:

$$\begin{array}{l} \text{Gesamtkosten} = \text{Kapitalkosten} + \\ \quad \quad \quad \text{Brennstoffkosten} + \\ \quad \quad \quad \text{Betriebsnebenkosten} \end{array} \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Gesamtkosten} \\ \text{Brennstoffkosten} \\ \text{Betriebsnebenkosten} \end{array}} \right\} \text{Betriebskosten}$$

$$\text{Stromertrag} + \text{Wärmeertrag} = \text{Gesamtkosten} + \text{Gewinn}$$

Die Gesamtkosten müssen aus dem Ertrag von Wärme- und Stromverkauf gedeckt werden, wobei die Leistungs- und Zeitabhängigkeit des Stromrücklieferatarifes zu beachten ist (Tabelle 6.2).

6.1.1 Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten für Energieholz aus dem Wald betragen in der Schweiz typischerweise 3.8 – 5.4 Rp/kWh_{Br} (Tabelle 6.1). Restholz aus der 1. und 2. Verarbeitungsstufe kann je nach Anfall und örtlichen Gegebenheiten teilweise wesentlich günstiger beschafft werden und führt in einer Mischrechnung zusammen mit Waldholz zu Brennstoffkosten zwischen 2 – 4 Rp/kWh_{Br}.

Brennstoff		Laubholzschnitzel		Restholz (inkl. Holzwerkstoffen)
		Buche (w≈40%)		
		Bereich	CH-Mittel 1996	
Kosten	Fr/Sm ³	20 – 50	40	0 – 20
Heizwert	kWh/Sm ³	800 – 1100	940	650 – 1750
Kosten	Rp/kWh	3.8 – 5.4	4.25	0 – 2

Tabelle 6.1: Brennstoffkosten Holzschnitzel und Restholz (Bundesamt für Statistik in Heizung Klima [1996] und Nussbaumer et. al [1995]).

Die Brennstoffkosten können in verschiedenen Ländern grosse Unterschiede aufweisen. In Skandinavien oder in den USA betragen sie nur einen Bruchteil der schweizerischen Kosten. Anhand der Studie von Solantausta et al. [1996] wird im folgenden aufgezeigt, wie diese Unterschiede die Beurteilung der Anlagentechnik beeinflussen. Um bei WKK-Anlagen die Brennstoffkosten auf die produzierte Elektrizität und Heizwärme aufzuteilen, werden bei WKK-Anlagen für die Heizwärme die gleichen Kosten angenommen, welche bei einer Heizanlage ohne WKK anfallen.

6.1.2 Einfluss des Brennstoffpreises auf die Stromerzeugung mittels Vergasung und Pyrolyse in Grossanlagen

Abbildung 6.1 zeigt die Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerksvarianten basierend auf Berechnungen von Solantausta et al. [1996]. Danach weisen Kombikraftwerke mit Druckvergasung (P-IGCC) oder atmosphärischer Vergasung (A-IGCC) und Pyrolyse-Kombiprozess (Py-CC) die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. Diese Resultate basieren auf Brennstoffkosten von 1.3 Rp/kWh (bezogen auf den Heizwert). In der Schweiz betragen die mittleren Brennstoffkosten für Waldhackschnitzel jedoch rund 4.25 Rp/kWh.

Die auf schweizerischen Brennstoff- und Wärmepreisen basierenden Stromgestehungskosten sind in Abbildung 6.2 für Kraftwerke und Abbildung 6.3 für Heizkraftwerke dargestellt. Danach ergeben sich die höchsten Stromgestehungskosten für die Pyrolysevarianten. Da der Wirkungsgrad der Pyrolysekraftwerke deutlich schlechter ist als derjenige der Vergasung, hat der Brennstoffpreis bei der Pyrolyse den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten. Die Stromkosten für die IGCC-Variante mit Druckvergaser sind geringer als diejenigen für die atmosphärische Variante, da bei der atmosphärischen Variante der elektrische Wirkungsgrad geringer ist (Gasreinigung bei tieferer Temperatur; energieintensive Gaskompression).

Die Verfahrensvariante Heizkraftwerk führt für schweizerische Holzpreise dank der besseren Ausnutzung des Brennstoffes zu rund 20% – 50% tieferen Stromgestehungskosten als die Kraftwerksvariante (Abbildung 6.3). Die Heizkraftwerkvariante mit Pyrolyse führt zu den geringsten Kosteneinsparungen.

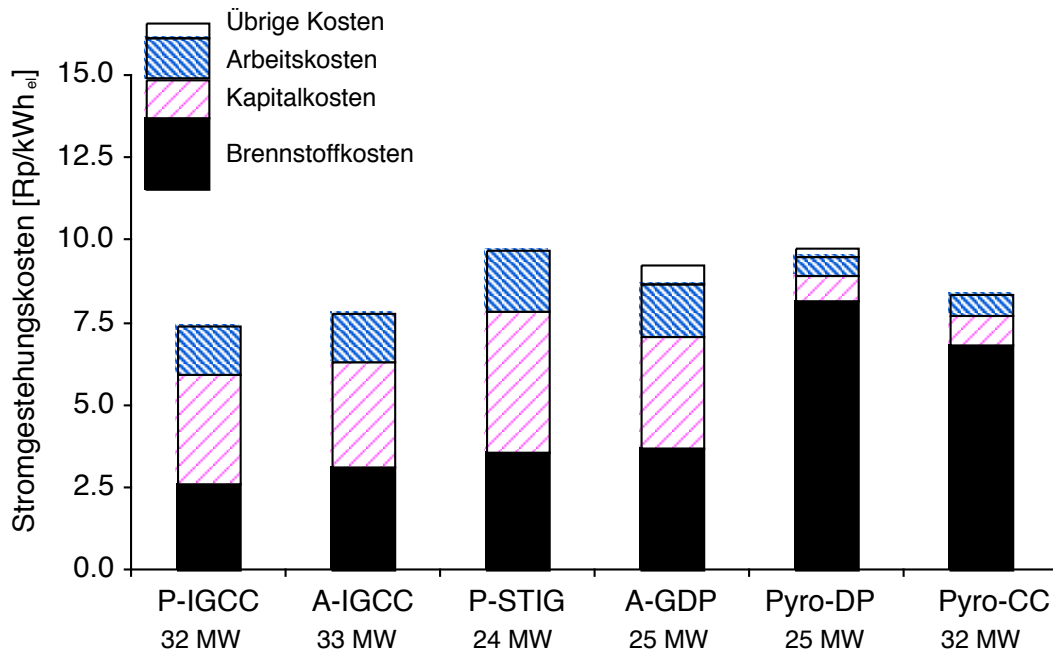


Abbildung 6.1: Stromgestehungskosten Kraftwerke nach Solantausta et al. [1996], umgerechnet auf 8000 h/a statt 5000 h/a. Annahmen: Kapitalzins 5%, Anlagenbetrieb 20 Jahre, Holzpreis 1.3 Rp/kWh ($u=1.0$, 25 \$/t bzw. 10.6 \$/MWh), Pyrolyseölpreis 3.5 Rp/kWh (130 \$/t bzw. 29.2 \$/MWh). Verfahrensbezeichnungen:

- P-IGCC Pressurized Integrated Gasification Combined Cycle (Kombikraftwerk mit Druckvergasung)
- A-IGCC Atmospheric Integrated Gasification Combined Cycle (Kombikraftwerk mit atm. Vergasung)
- P-STIG Pressurized Gasification Steam Injected Gas Turbine (Druckvergasung mit Gasturbine mit Dampfeinspritzung)
- A-GDP Atmospheric Gasification and Diesel Power (Atm. Vergasung mit Dieselmotor)
- Pyro-DP Pyrolysis and Diesel Power (Pyrolyse mit Dieselmotor)
- Pyro-CC Pyrolysis (gas turbine) Combined Cycle (Pyrolyse mit (Gasturbinen-) Kombikraftwerk)

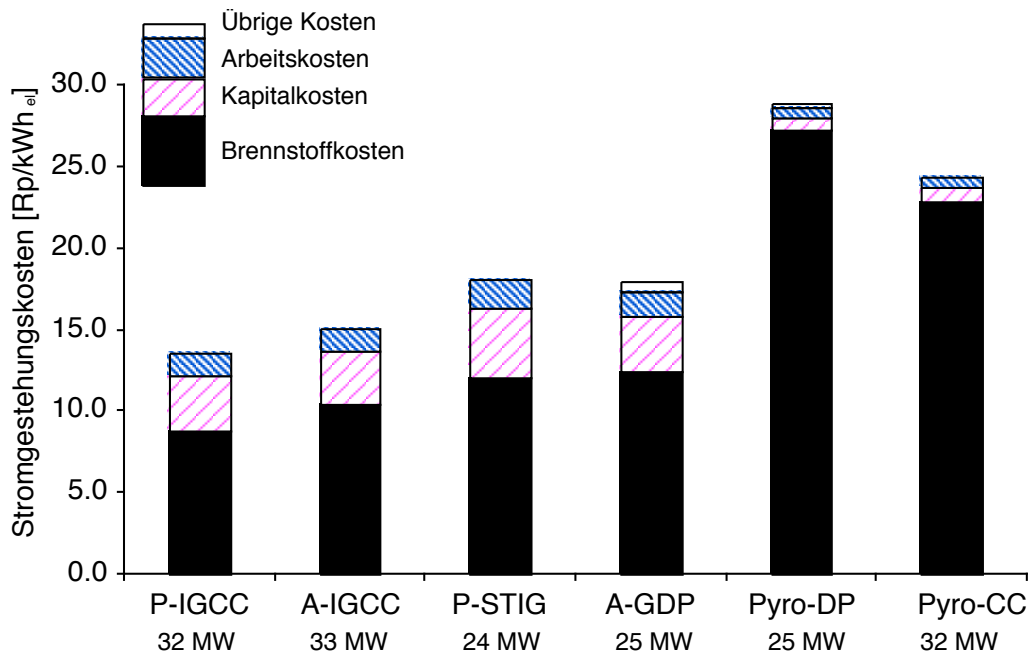


Abbildung 6.2: Stromgestehungskosten Kraftwerke nach Solantausta et al. [1996], umgerechnet auf schweizerische Holzpreise mit einem Holzpreis von 4.25 Rp/kWh und einem äquivalenten Pyrolyseölpreis von 11.7 Rp/kWh. Verfahrensbezeichnungen und weitere Annahmen nach Abbildung 6.1.

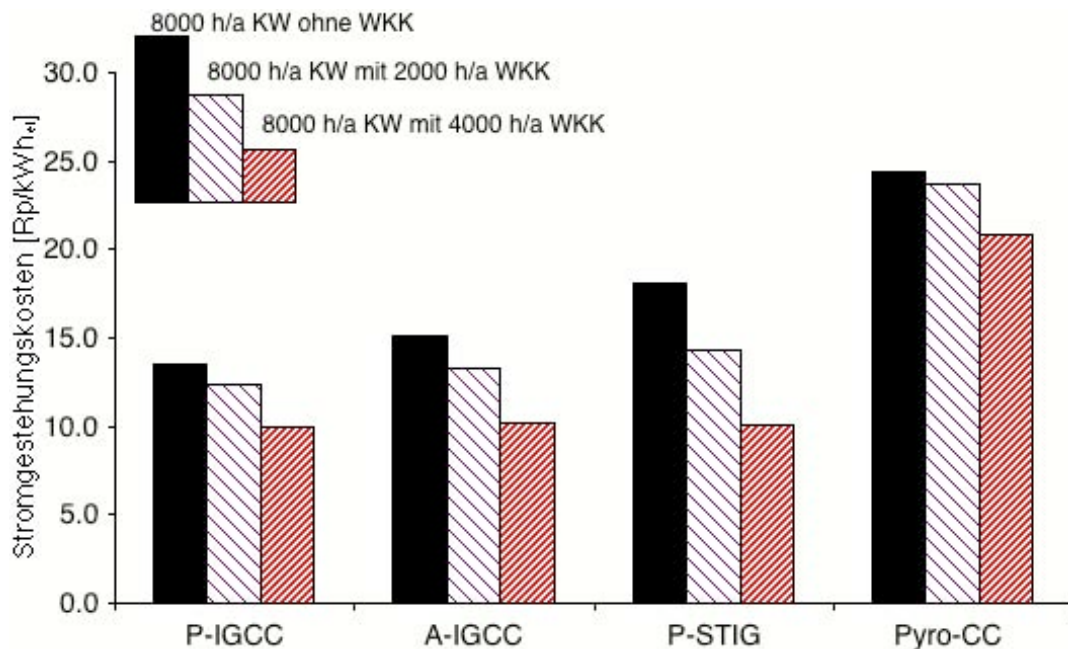


Abbildung 6.3: Stromgestehungskosten von Kraft- und Heizkraftwerken nach Solantausta et al. [1996], umgerechnet auf schweizerische Holz- und Wärmepreise mit einem Holzpreis von 4.25 Rp/kWh und einem Wärmepreis ab Anlage von 8 Rp/kWh. Verfahrensbezeichnungen und weitere Annahmen nach Abbildung 6.1

6.1.3 Wärmepreis

Für die Beurteilung der Wärmegestehungskosten von Holzenergieanlagen kann der Einsatz einer Ölfeuerung als Vergleichsbasis verwendet werden. Bei aktuellen Heizölpreisen von rund Fr. 300.– pro Tonne ergeben sich für kleine dezentrale Heizanlagen Wärmegestehungskosten von rund 7.5 Rp/kWh_{th} [Nussbaumer et al. 1995] und für 1 MW-Heizzentralen von rund 5 Rp/kWh_{th} [Nussbaumer 1995]. Zur Berücksichtigung der externen Folgekosten werden vom Bund zudem kalkulatorische Energiepreiszuschläge von 6 Rp/kWh_{th} für Heizöl EL und von 1 Rp/kWh_{th} für Holz empfohlen [Nussbaumer et al. 1995].

6.1.4 Strompreis

Die Tarifstruktur der Elektrizitätswerke ist wichtig für die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen. Tabelle 6.2 zeigt die Bezugspreise und Einspeisetarife des EWZ. Für wärmegeführte WKK-Anlagen ist entscheidend, dass die Strompreise zu Zeiten von hohem Wärmebedarf ebenfalls hoch sind, also vor allem im Winter.

	Winter		Sommer	
	Hochtarif Rp/kWh	Niedertarif Rp/kWh	Hochtarif Rp/kWh	Niedertarif Rp/kWh
Bezug	22.5	17.5	17.5	5.0
Einspeisung erneuerbar < 1 MW	22.5	17.5	17.5	5.0
Einspeisung erneuerbar > 1 MW	15.0	11.0	7.0	4.0
Einspeisung fossil	15.0	11.0	7.0	4.0

Tabelle 6.2: Strompreise nach EWZ [1990], Grossbezüger, Rücklieferarif für Strom aus erneuerbarer Energie oder von fossilgefeuerten WKK-Anlagen bei gleichzeitiger Wärmenutzung und bis zu einer Anschlussleistung von 1 MW_{el}.

6.1.5 Wärmegestehungskosten

In der Schweiz kommen für die Wärmeerzeugung in automatischen Anlagen mit Holz vor allem Unterschub- und Vorschubrostfeuerungen zum Einsatz. Vorschubrostfeuerungen können höhere Aschegehalte verarbeiten und sie benötigen weniger Wartungsaufwand, da die periodische Ascheentfernung aus dem Feuerraum entfällt. Für den Anwendungsbereich von Holzfeuerungen zwischen 1 MW_{th} und 8 MW_{th} ergeben sich Investitionskosten gemäss Tabelle 6.3. Die Zusammenstellung zeigt, dass die Kosten für die Holzfeuerung weniger als einen Drittel der gesamten Anlagekosten ausmachen. Insbesondere ist für Silo und Gebäude in der Regel mit höheren Kosten zu rechnen als für die Feuerungsanlage.

Komponente	Spezifikation	Kesselleistung [MW _{th}]			
		1	2	4	8
Schnitzelsilo	Silo mit Kran	260	325	450	670
Holzfeuerung	mit Unterschub	266	343	455	590
	mit Rost	294	386	512	666
Abgasreinigung	Elektrofilter	–	–	410	820
Warmwasserkessel	2 bar, 100 °C Warmwasser	46	63	100	170
Ölfeuerung		300	516	990	1900
Bau Ölfeuerung	200 Fr/m ³	72	108	174	295
Bau Holzfeuerung	200 Fr/m ³	140	175	245	368

Tabelle 6.3: Investitionskosten in Tausend Franken. Alle Kosten enthalten auf Basis der Apparatelkosten 10% Planungshonorar und 10% für elektrische Verkabelung; Ausnahme Silo: nur Planungshonorar, keine elektrische Verkabelung [Biollaz und Nussbaumer 1996]. Die Werte für 8 MW_{th} sind extrapoliert.

Abbildung 6.4 zeigt den Wärmeleistungsverlauf zur Raumwärmeerzeugung sowie die für grössere Anlagen typische Aufteilung auf insgesamt zwei respektive drei Kessel. Der Wärmeleistungsbedarf kann entweder mit einem Holzkessel und einem Ölspitzenkessel oder mit zwei Holzkesseln und einem Ölspitzenkessel abgedeckt werden. Monovalente Einkesselanlagen mit Holz werden nur für Anlagen kleiner Leistung verwendet und an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Für die Ermittlung des Wärmepreises wird mit 4000 Vollbetriebsstunden der Grundlasteinheit gerechnet (abgegebene Wärme: 33% \dot{Q}_{\max} x 4000 h). Nur dieser Wärmebedarf kann als Alternative zur alleinigen Wärmeerzeugung mit WKK-Anlagen gedeckt werden, da die Mittel- und Spitzenlast mit WKK-Anlagen nicht wirtschaftlich bewältigt werden kann. Die Mittel- und Spitzenlast wird während 1000 h benötigt (abgegebene Wärme: 66% \dot{Q}_{\max} x 1000 h). Der Jahreswärmebedarf wird somit zu rund 66% mit den Grundlasteinrichtungen (WKK oder Holzkessel) und zu 33% mit den Spitzen- respektive Mittel-lastkesseln gedeckt.

Ab einer Feuerungsleistung der Holzkessel von 5 MW_{Br} ist zur Einhaltung des Staubemissionsgrenzwertes eine Feinstaubabscheidung erforderlich. Mit den Annahmen 33% Grundlast Holz, 33% Mittel-last Holz und 33% Spitzenlast Öl muss somit ab einem Grundlastanteil von 2.5 MW_{Br} ein Elektro- oder Gewebefilter eingebaut werden. Bei einem Wirkungsgrad von 80% entspricht dies einer Kesselleistung der Grundlast von 2 MW_{th}.

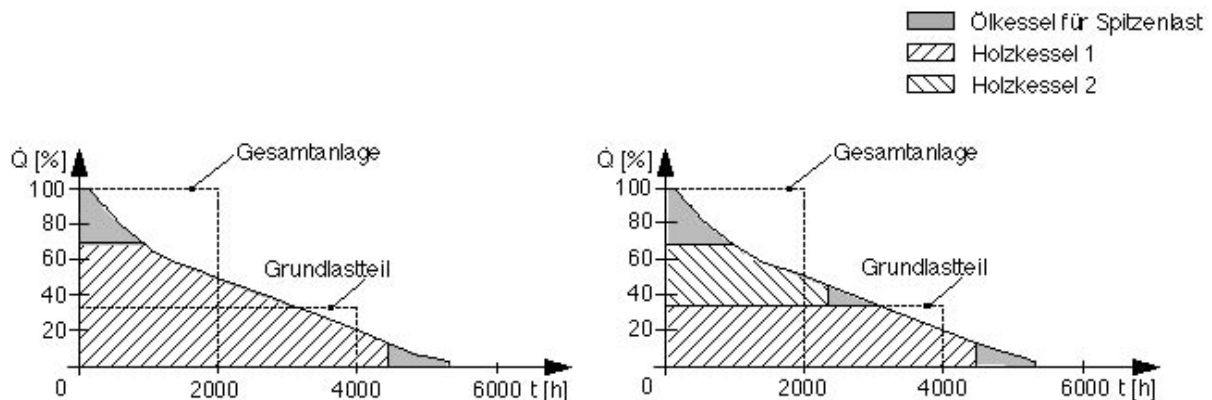


Abbildung 6.4: Wärmeleistungsverlauf einer Heizung zur Raumwärmeerzeugung. Links: 1 Holzessel für Grund- und Mittellast (1x66%) sowie 1 Ölkessel (1x33%) für Spitzenlast. Rechts: 2 Holzessel für Grund- und Mittellast (2x33%) sowie 1 Ölkessel (1x33%) für Spitzenlast
Die Vollbetriebsstunden der Gesamtanlage und des Grundlastteils sind gestrichelt eingetragen. Je nach Anlagenkonzept muss für die 1 Holzesselanlage ein Wärmespeicher vorgesehen werden, da Feuerungen nur bis ca. 30% Teillast betrieben werden können. Für WKK-Anlagen wird die Stromerzeugungseinheit für beide Varianten auf die Grundlast ausgelegt.

Für die Berechnung der Wärmepreise von bivalenten Ein- und Zweikesselanlagen werden im weiteren die Kosten der Komponenten gemäss Tabelle 6.3 angenommen und folgende Annahmen für die Kostenberechnung der Referenzanlage getroffen:

- Gesamtanlage 2000 Vollbetriebsstunden, Grundlastteil 4000 Vollbetriebsstunden
- Bivalente Zweikesselanlage: 2 x 33% Holz und 1 x 33% Öl
- Bivalente Einkesselanlage: 1 x 66% Holz und 1 x 33% Öl
- Die Grundlast umfasst 33 % der Gesamtlast
- Für die bivalente Zweikesselanlage werden die Kosten von einem Holzessel mit 33% der Gesamtlast berücksichtigt (1 x 33% Holz), für die bivalente Einkesselanlage werden 50% der Kosten des Holzessels mit 66% der Gesamtlast berücksichtigt (50% von 1 x 66% Holz)
- Jahresnutzungsgrad 80%
- Rostfeuerung
- Elektrofilter ab Grundlast 2 MW_{th} (Feuerungsleistung Holzzufuhr gesamthaft 5 MW_{Br})
- Annuität der Heizung 9.6% (Abschreibungszeit 15 Jahre, Zinsfuss 5%)
- Annuität des Baues 6.5% (Abschreibungszeit 30 Jahre, Zinsfuss 5%)
- Baukosten 200 Fr./m³
- Instandhaltungskosten inklusive Betriebsmittel: 5%/a der Investitionskosten der Heizung, proportional aufgeteilt zum Wärmeerzeugungsanteil der Grundlast einerseits und der Spitzen- und Mittellast andererseits.
- Versicherungs- und Verwaltungskosten sowie Steuern: 1.5%/a der gesamten Investitionskosten, proportional aufgeteilt zum Wärmeerzeugungsanteil der Grundlast einerseits und der Spitzen- und Mittellast andererseits.

Wärmegestehungskosten Referenzanlage:

Mit den getroffenen Annahmen ergeben sich die im Anhang 9.4 detailliert aufgeführten Wärmegestehungskosten für automatische Holzfeuerungen. Abbildung 6.5 zeigt die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagengrösse und der Brennstoffkosten. Bei Fernwärmenetzen ist für den Wärmeverbund mit zusätzlichen Kosten von 2 – 4 Rp/kWh zu rechnen [Nussbaumer et. al 1995]. Die Zielwerte für die Wärmegestehungskosten heutiger Holzfeuerungen liegen im Bereich von 8 – 12 Rp/kWh.

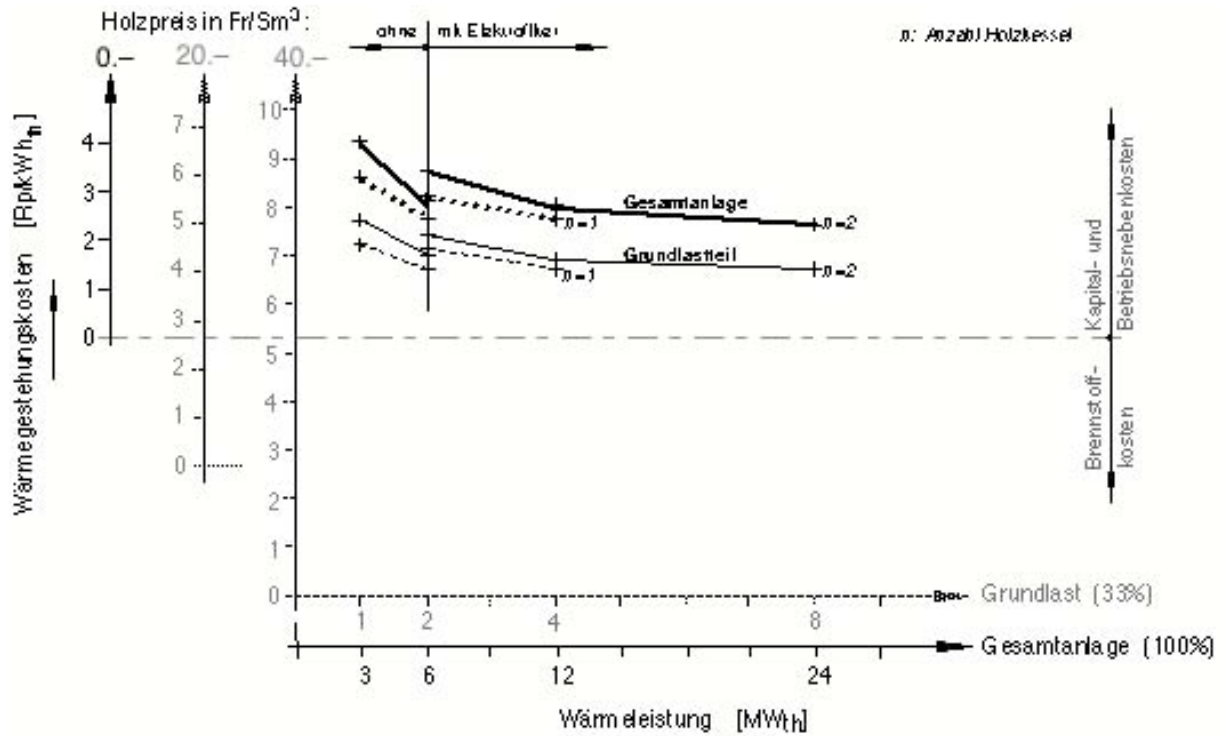


Abbildung 6.5: Wärmegestehungskosten für Holzpreise von 0.-, 20.- und 40.- Fr./Sm³ (unterschiedliche y-Achsen) in Funktion der Wärmeleistung für eine bivalente Anlage mit einem bzw. zwei Holzkesseln, entsprechend 1 x 66% Holz und 1 x 33% Öl bzw. 2 x 33% Holz und 1 x 33% Öl. Dargestellt sind die mittleren Wärmegestehungskosten der Gesamtanlage sowie die Wärmegestehungskosten des Grundlastteils. Die x-Achse zeigt die Wärmeleistung der Gesamtanlage und des Grundlastanteils (= 33% der Gesamtanlage).

6.1.6 Stromgestehungskosten

Kapitalkosten:

Die spezifischen Investitionskosten für die Stromproduktion bei WKK-Anlagen werden unter der Annahme berechnet, dass anstatt einer Grundlast-Holzschnitzelfeuerung eine WKK-Anlage installiert wird (Abbildung 6.4). Von den Investitionskosten der gesamten WKK-Anlage werden daher die Investitionskosten für die gleiche Grundlastdeckung mit einer Holzschnitzelfeuerung abgezogen. Damit können die Investitionskosten von Kraftwerken und WKK-Anlagen mit unterschiedlicher Stromkennzahl verglichen werden.

Die spezifischen Investitionskosten für die Grundlastdeckung mit Holzschnitzelfeuerungen betragen rund $0.3 - 0.5 \text{ kFr/kW}_{\text{Heiz}}$, für die Berechnungen $0.5 \text{ kFr/kW}_{\text{Heiz}}$ eingesetzt (Tabelle 9.1). Für die Kapitalkosten des elektrischen Teils der WKK- und Kraftwerksanlagen wurde mit einem Zinssatz von 6% gerechnet (Risikozuschlag 1 Zins-% für die aufwendigere Technik im Vergleich zur Wärmeerzeugung).

Annahmen für die Kostenberechnung der Stromerzeugung:

- Betriebsstundenzahl 4000 h für WKK-Anlagen
- Betriebsstundenzahl 8000 h für Kraftwerke
- Investitionsgutschrift für Wärmeerzeugung $0.5 \text{ kFr/kW}_{\text{Heiz}}$
- Amortisationszeit 15, 20 oder 25 Jahren je nach Anlagengröße und -technik
- Zinsfuß 6%; Annuität 7.8%, 8.7%, 10.3% (Abschreibungszeit 25, 20, 15 Jahre)
- η_{ges} in Bezug auf Brennstoffinput Vergaser bzw. Pyrolysereaktor
- Pyrolysewirkungsgrad 60%
- Bestimmung der Pyrolysereaktorleistung mit einem Pyrolyseölheizwert von 18 MJ/kg
- $1 \text{ £}=2 \text{ Fr}$, $1 \text{ DM}=4/5 \text{ Fr}$, $1 \text{ öS}=1/8 \text{ Fr}$, $1 \text{ \$}=5/4 \text{ Fr}$

$$\text{Kapitalkosten} \left[\frac{\text{Rp}}{\text{kWh}_{\text{el}}} \right] = \frac{\text{Investitionskosten} \left[\frac{\text{kFr}}{\text{kW}_{\text{el}}} \right] \cdot \text{Annuität} \left[\frac{\%}{\text{a}} \right] \cdot 10^3}{\text{jährliche Betriebsstunden} \left[\frac{\text{h}}{\text{a}} \right]}$$

Für eine Zusammenstellung verschiedener Angaben aus der Literatur ergeben sich damit die im Anhang 9.6 gezeigten Resultate.

Einfluss der Anlagengröße auf die Kapitalkosten der Stromerzeugung:

Die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse wurde im Rahmen von IEA- und EU-Projekten für den Leistungsbereich ab ca. 5 MW_{el} untersucht [Solantausta et al. 1996], [McMullan et al. 1995]. Für Anlagen kleiner 5 MW_{el} liegen Untersuchungen von Podesser et al. [1992] (Luftprozess und Dampfprozess), Biollaz und Nussbaumer [1996] (Dampfprozess) und Renz [1996] (Organic Rankine Cycle) vor. Zudem sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu einzelnen Anlagen durch weitere Autoren publiziert worden. Die meisten Daten dieser Studien basieren auf projektierten Anlagen oder Laborprototypen. Nur einzelne Autoren können sich auf Zahlen ausgeführter und in Betrieb stehender Anlagen stützen [Baumgartner und Finger, 1996], [Seeger, 1993].

Die spezifischen Investitionskosten für Stromerzeugungsanlagen nehmen mit zunehmender Anlagengrösse ab (Abbildung 6.6). Bei Anlagen unter $0.5 \text{ MW}_{\text{el}}$ zeigen sich klare Kostenunterschiede zwischen einzelnen Prozesstechniken. Luftprozesse scheinen die günstigste Variante zu sein, dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Technik noch nicht kommerziell angewendet wird und die Kosten im Vergleich zu Dampfanlagen weniger genau bekannt sind. Bei Dampfprozessen ist der Typ der verwendeten Dampfmaschine (Dampfturbine, Schraubenmotor oder Kolbenmotor) gemäss den Untersuchungen von Biollaz und Nussbaumer [1996] im Vergleich zur Anlagengrösse von untergeordneter Bedeutung, wobei bei kleinen Leistungen Verdrängungsmaschinen und bei grösseren Strömungsmaschinen günstiger sind (Anhang, Tabelle 9.6).

Für grössere Kraftwerke unterscheiden sich die spezifischen Investitionskosten verschiedener Verfahrensvarianten bei vergleichbarer Anlagengrösse weniger. Die spezifischen Investitionskosten für Kombikraftwerke mit atmosphärischer Vergasung oder Druckvergasung sind vergleichbar (in der Grafik nicht unterschieden). Heizkraftwerke verursachen etwas höhere Investitionskosten als Kraftwerke. Die höchsten Kosten ergeben sich für die Variante Vergasung mit Gasturbine mit Dampf-injektion, die geringsten für die Varianten mit Pyrolyse. Zu den Produktionsanlagen für Pyrolyseöl aus Biomasse geben die Autoren allerdings keine konkreten Kostenangaben. Aus den Pyrolyseölkosten gemäss Solantausta et al. [1996] können die Kapital- und Betriebsnebenkosten der Pyrolyseölproduktionsanlage abgeschätzt werden, der Anteil der beiden Kostenarten lässt sich jedoch nicht aufschlüsseln. Für die Berechnung wurden folgende Annahmen getroffen: Solantausta et al. rechnen mit Pyrolyseölkosten im Bereich von $15 - 60 \text{ \$/MWh}_{\text{OI}}$ bei Brennstoffkosten der Biomasse von $5 - 20 \text{ \$/MWh}_{\text{Br}}$. Wird mit einem Wirkungsgrad von 60% für die Produktion des Pyrolyseöls gerechnet, bewegt sich der Brennstoffkostenanteil zwischen 8 und $33 \text{ \$/MWh}_{\text{OI}}$. Da Solantausta et al. generell mit einer Verdreifachung zwischen Brennstoff- und Pyrolyseölkosten rechnen, ergeben sich für die Pyrolyseölherstellung Kapital- und Betriebsnebenkosten von $7 - 27 \text{ \$/MWh}_{\text{OI}}$, obwohl dieser Wert an sich unabhängig vom Brennstoffpreis ist. Um dennoch einen Vergleich mit Vergasungs- und Verbrennungsanlagen zu ermöglichen, wird im folgenden mit Kapital- und Betriebsnebenkosten für die Pyrolyseölherstellung von $20 \text{ \$/MWh}_{\text{OI}}$ respektive $2.5 \text{ Rp/kWh}_{\text{OI}}$ gerechnet. Damit diese Kosten der thermischen oder elektrischen Energie belastet werden können, wird zudem der Umwandlungswirkungsgrad von Pyrolyseöl zu Strom mit 50% und derjenige von Pyrolyseöl zu Strom und Wärme mit 85% angenommen. Durch die Pyrolyseölproduktion werden somit Kapital- und Betriebsnebenkosten von $5 \text{ Rp/kWh}_{\text{el}}$ bei Kraftwerken und $3 \text{ Rp/kWh}_{\text{el}}$ bei Heizkraftwerken verursacht.

Betriebsnebenkosten:

Für die Betriebsnebenkosten ist die Datenbasis noch unsicherer als für die Kapitalkosten, da neben dem Automatisierungsgrad und der technischen Zuverlässigkeit einer Anlage auch die Personalkosten, welche von Land zu Land sehr unterschiedlich sein können, berücksichtigt werden müssen. Für viele Anlagen mussten die Betriebsnebenkosten als Prozentsatz aus den Investitionskosten berechnet werden, da die Autoren keine Betriebsnebenkosten auswiesen. Bei diesem Ansatz wird von grösseren Betriebsnebenkosten bei komplizierteren Anlagen ausgegangen, er lässt jedoch allfällige Einsparungen durch weitergehende Automatisierung ausser acht. Die aus der Literatur zitierten oder aus den Investitionskosten berechneten und in gleicherweise wie die Kapitalkosten auf einheitliche Betriebsbedingungen umgerechneten Kostensätze geben somit nur Anhaltspunkte für die effektiven Kosten an (Anhang 9.7).

Unter Berücksichtigung der so berechneten Kapital-, Brennstoff-, und Betriebsnebenkosten ergeben sich die in Abbildung 6.7 in Funktion der Anlagengrösse dargestellten Stromgestehungskosten. Bei Anlagen grösser $25 \text{ MW}_{\text{el}}$ hat die Prozesswahl nur einen untergeordneten Einfluss auf die Kapital- und Betriebsnebenkosten (vorbehältlich Pyrolyseölproduktion), entscheidend sind die Brennstoffkosten,

welche vom Brennstoffpreis und vom Gesamtwirkungsgrad abhängen. Demgegenüber sind für kleinere Anlagen die Kapital- und Betriebsnebenkosten entscheidend.

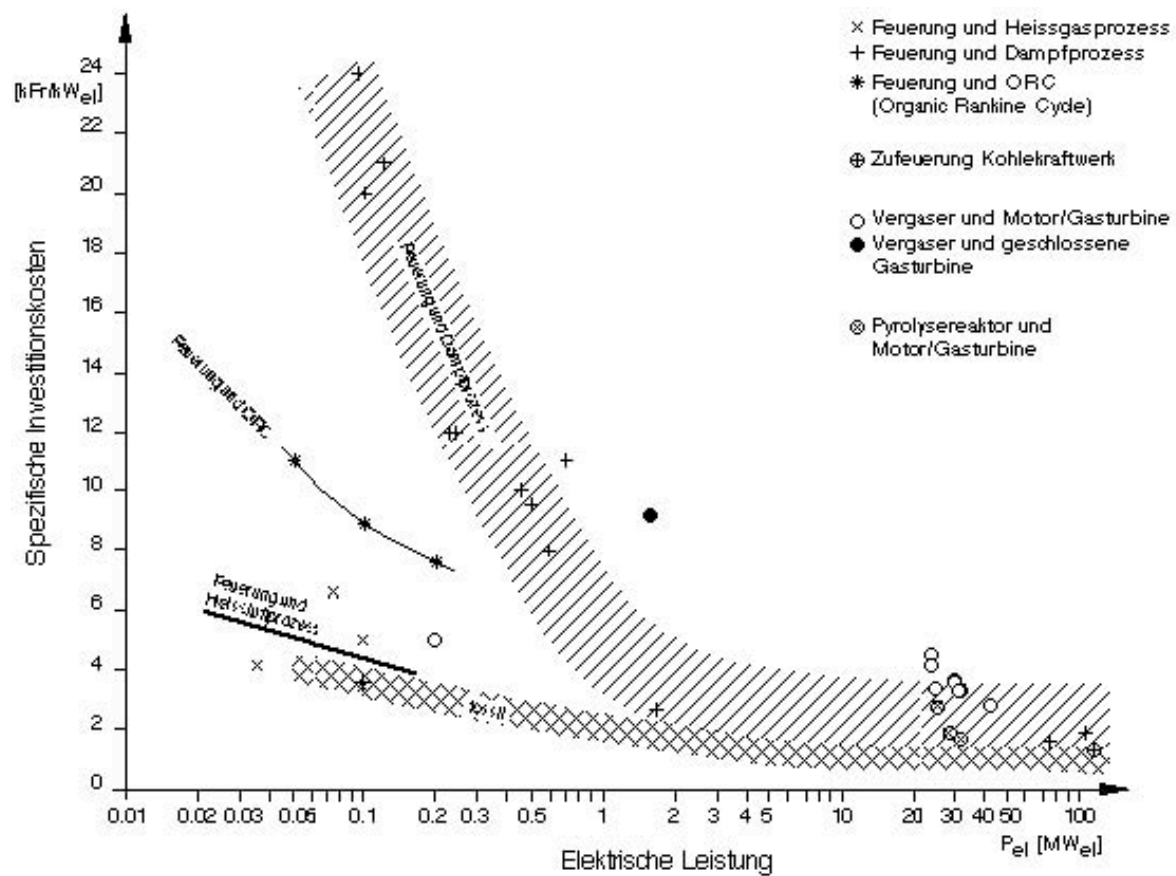


Abbildung 6.6: Spezifische Investitionskosten von Kraftwerken und WKK-Anlagen für Holz. Als Vergleich ist der Bereich für fossile Anlagen eingezeichnet. Bei der Pyrolyse sind nur die Investitionskosten der Produktionsanlage für das Pyrolyseöl, nicht aber der Stromproduktions- bzw. der WKK-Anlage berücksichtigt. Daten gemäss Anhang 9.6.

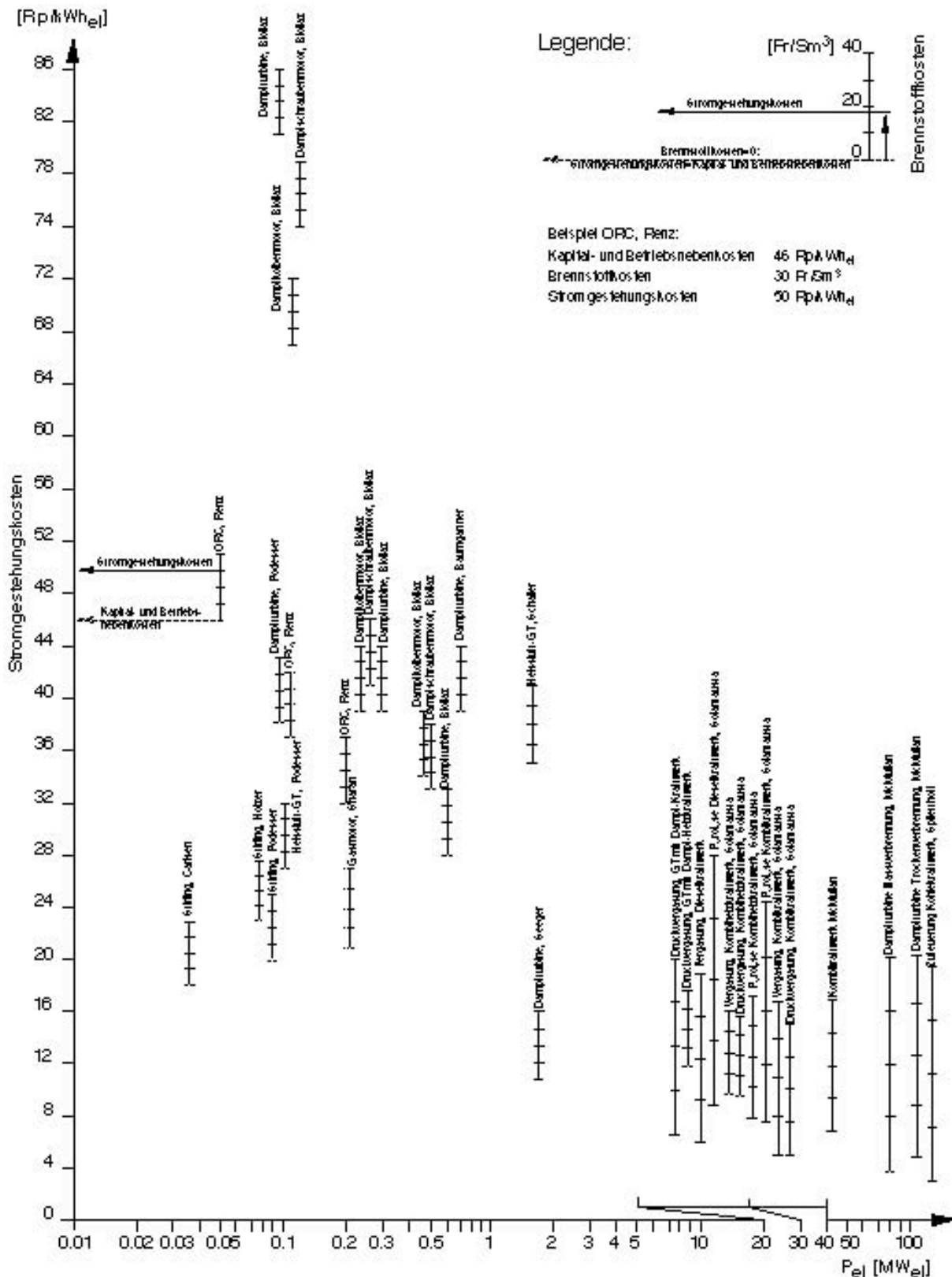


Abbildung 6.7: Stromgestehungskosten in Funktion der Anlagengröße und der Brennstoffkosten. Kapitalkosten gemäss Anhang 9.6, Betriebsnebenkosten gemäss Anhang 9.7.

6.2 Dimensionslose Kosten

Die Wirtschaftlichkeit der Energieumwandlung wird durch das Verhältnis zwischen Kosten und Ertrag bestimmt. Für Renditeüberlegungen spielt die Währung somit keine Rolle. Um eine von der Währung unabhängige Beurteilung zu ermöglichen und die Einflüsse verschiedener Parameter übersichtlich dazustellen, bietet sich daher an, die Kosten der Wärme- und Stromerzeugung auf den Ertrag des Wärme- und Stromverkaufs zu beziehen. In der folgenden Gleichung sind dazu die Kosten und der Ertrag für die Verbrennung einer Energieeinheit Brennstoff (d.h. pro kWh_{Br}) bilanziert:

Stromertrag + Wärmeertrag = Brennstoffkosten + Kapitalkosten + Betriebsnebenkosten + Gewinn

$$\underbrace{\eta_{el} \cdot Pr_{el} + \eta_{th} \cdot Pr_{th}}_{\text{Ertrag pro kWh}_{Br}} = \underbrace{\frac{\eta_{el} + \eta_{th}}{\eta_{ges}}}_{=1} \cdot K_{Br} + \underbrace{\eta_{el} \cdot K_{Kap,el} + \eta_{th} \cdot K_{Kap,th}}_{\text{Kapitalkosten pro kWh}_{Br}} + \underbrace{\eta_{el} \cdot K_{Betrn,el} + \eta_{th} \cdot K_{Betrn,th}}_{\text{Betriebsnebenkosten pro kWh}_{Br}} + \underbrace{\eta_{el} \cdot G_{el} + \eta_{th} \cdot G_{th}}_{\text{Gewinn pro kWh}_{Br}}$$

Einheiten mit Rp als Beispielwährung:

$$Pr_{el} : \frac{Rp}{kWh_{el}} \quad K_{Br} : \frac{Rp}{kWh_{Br}} \quad K_{Kap,el} : \frac{Rp}{kWh_{el}} \quad K_{Betrn,el} : \frac{Rp}{kWh_{el}} \quad G_{el} : \frac{Rp}{kWh_{el}}$$

$$Pr_{th} : \frac{Rp}{kWh_{th}} \quad K_{Kap,th} : \frac{Rp}{kWh_{th}} \quad K_{Betrn,th} : \frac{Rp}{kWh_{th}} \quad G_{th} : \frac{Rp}{kWh_{th}}$$

Diese Beziehungen umfassen die Wärme- und die Stromproduktion. Um die Wirtschaftlichkeit der Wärme- und Stromproduktion einzeln zu beurteilen, müssen die Kosten und der Ertrag der Wärme- und Stromproduktion zugeordnet werden. Für die Brennstoffkosten erfolgt diese Zuordnung im folgenden proportional zu den Energieanteilen von Wärme und Strom.

6.2.1 Zuordnung der Brennstoffkosten proportional zum Energieanteil

$$\eta_{el} \cdot Pr_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{ges}} \cdot K_{Br} + \eta_{el} \cdot K_{Kap,el} + \eta_{el} \cdot K_{Betrn,el} + \eta_{el} \cdot G_{el}$$

$$\eta_{th} \cdot Pr_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{ges}} \cdot K_{Br} + \eta_{th} \cdot K_{Kap,th} + \eta_{th} \cdot K_{Betrn,th} + \eta_{th} \cdot G_{th}$$

Werden die Kosten auf den jeweiligen Ertrag bezogen, ergeben sich für einen wirtschaftlichen Betrieb (d.h. für $G \geq 0$) zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten gemäss den Beziehungen:

$$\frac{K_{Kap,el} + K_{Betrn,el}}{Pr_{el}} \leq 1 - \frac{1}{\eta_{ges}} \cdot \frac{K_{Br}}{Pr_{el}}$$

$$\frac{K_{Kap,th} + K_{Betrn,th}}{Pr_{th}} \leq 1 - \frac{1}{\eta_{ges}} \cdot \frac{K_{Br}}{Pr_{th}}$$

Die obige Kostenzuordnung ist gültig, solange der Gesamtwirkungsgrad durch die Stromproduktion im Vergleich zur reinen Wärmeerzeugung nicht vermindert wird. Wenn diese Bedingung nicht mehr erfüllt ist, muss der Mehrverbrauch an Brennstoff für die Wärmeerzeugung den Brennstoffkosten der Stromproduktion zugeordnet werden (siehe Kapitel 6.2.2). Abbildung 6.8 zeigt die grafische Darstellung

dieser Bedingungen im entsprechenden dimensionslosen Diagramm, die Bedeutung ist anhand von einem Beispiel dargestellt.

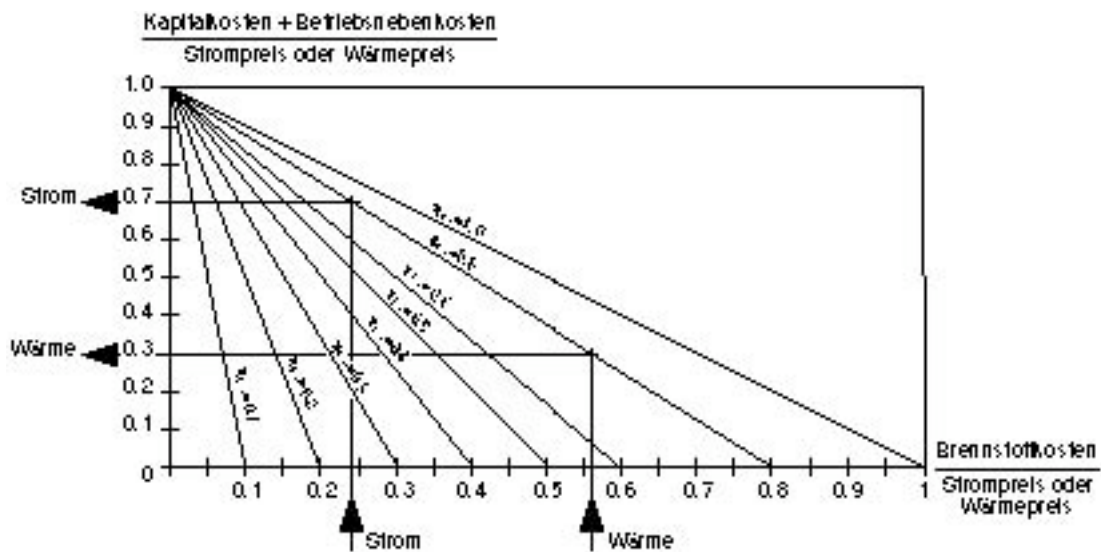


Abbildung 6.8: Zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten in Funktion des Wirkungsgrades, der Brennstoffkosten und der Strom- respektive Wärmepreise. Der wirtschaftliche Bereich ist unterhalb der jeweiligen Wirkungsgradkurve. Zuordnung der Brennstoffkosten proportional zum Energieanteil. Beispiel:
 Gesamtwirkungsgrad $\eta_{ges}=0.8$
 Brennstoffkosten 4.25 Rp/kWh_{Br}
 Wärmepreis 7.5 Rp/kWh_{th}
 Strompreis 17.5 Rp/kWh_{el}
 zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten Wärmeproduktion: 2.2 Rp/kWh_{th}
 zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten Stromproduktion: 12.2 Rp/kWh_{el}

6.2.2 Zuordnung der Brennstoffkosten mit reiner Wärmeerzeugung als Referenz oder bei unterschiedlichem Gesamtwirkungsgrad verschiedener WKK-Anlagen

Bei reiner Wärmeerzeugung ergibt sich der Wärmepreis eines Heizwerkes aus Kosten und Gewinn:

$$Pr_{th0} = \frac{1}{\eta_{ges0}} \cdot K_{Br} + K_{Kap.th0} + K_{Betrn.th0} + G_{th0}$$

Nach Einsetzen der obigen Gleichung für Pr_{th} in die Ertragsgleichung in Kapitel 6.2 wird angenommen, dass der Gewinn sowie die Kapital- und Betriebsnebenkosten des thermischen Teils durch die Wärmekraftkopplung nicht beeinflusst oder dem Gewinn und den Kosten des elektrischen Teils belastet werden ($G_{th}=G_{th0}$, $K_{Kap.th}=K_{Kap.th0}$, $K_{Betrn.th}=K_{Betrn.th0}$). Mit diesen Annahmen ergeben sich für ein Heizkraftwerk zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten für den elektrischen Teil mit Berücksichtigung des veränderten Gesamtwirkungsgrades gemäss der folgenden Gleichung. Analog kann für den Vergleich verschiedener WKK-Anlagen mit unterschiedlichen Gesamtwirkungsgraden vorgegangen werden.

$$\frac{K_{\text{Kap.el}} + K_{\text{Betrn.el}}}{Pr_{\text{el}}} \leq 1 - \frac{1}{\eta_{\text{el}}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{th}}}{\eta_{\text{ges0}}}\right) \cdot \frac{K_{\text{Br}}}{Pr_{\text{el}}}$$

Für eine zu Abbildung 6.8 analoge Darstellung (Beispiel Abbildung 6.9) können die Abszissenschnittpunkte der Geraden für die zulässigen Kapital- und Betriebsnebenkosten des elektrischen Teils mit der folgenden Gleichung berechnet werden (aus Gleichung oben):

Für: $\frac{K_{\text{Kap.el}} + K_{\text{Betrn.el}}}{Pr_{\text{el}}} = 0$ gilt: $\frac{K_{\text{Br}}}{Pr_{\text{el}}} = \frac{\eta_{\text{el}}}{1 - \frac{\eta_{\text{th}}}{\eta_{\text{ges0}}}}$

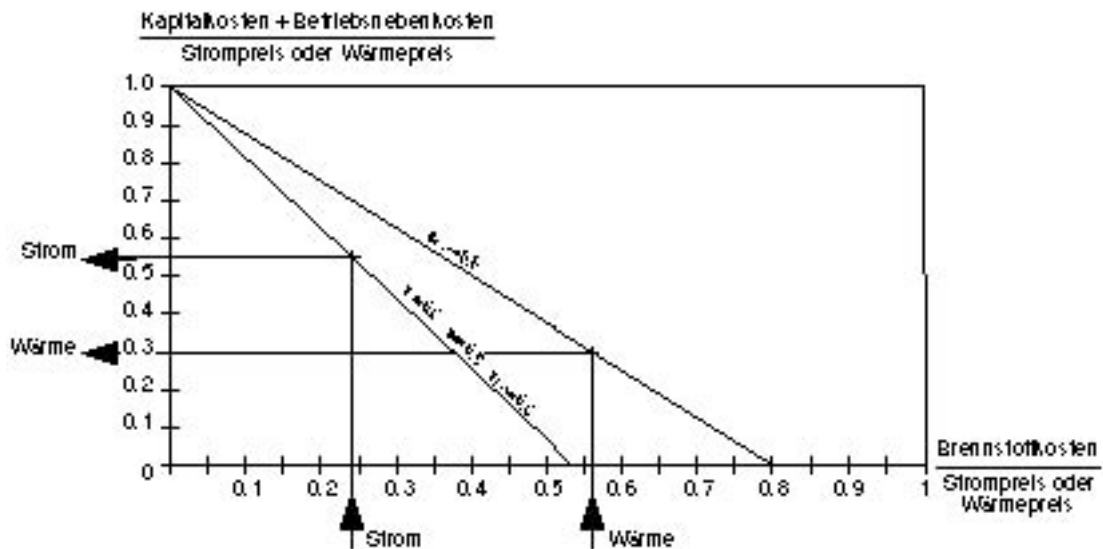


Abbildung 6.9: Zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten in Funktion des Wirkungsgrades, der Brennstoffkosten und der Strom- respektive Wärmepreise. Zuordnung der Brennstoffkosten mit reiner Wärmeherzeugung als Referenz. Beispiel:
 Gesamtwirkungsgrad $\eta_{\text{ges0}}=0.8$ (Referenzanlage reine Wärmeherzeugung)
 Gesamtwirkungsgrad $\eta_{\text{ges}}=0.7$ (WKK)
 Elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{\text{el}}=0.2$
 Thermischer Wirkungsgrad $\eta_{\text{th}}=0.5$
 Brennstoffkosten 4.25 Rp/kWh_{Br}
 Wärmepreis 7.5 Rp/kWh_{th}
 Strompreis 17.5 Rp/kWh_{el}
 zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten Wärmeherzeugung: 2.2 Rp/kWh_{th}
 zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten Stromherzeugung: 9.5 Rp/kWh_{el}

6.2.3 Sensitivität der Wirtschaftlichkeit bezüglich Kosten und Ertrag

Sind der Wirkungsgrad, die Kapital- und Betriebsnebenkosten sowie der Ertrag einer Anlage bekannt, kann im Diagramm der dimensionslosen Kosten untersucht werden, wie sich die Kosten und Preise einer unwirtschaftlichen Anlage verändern müssen, um in den wirtschaftlichen Bereich zu gelangen (Punkt A, Abbildung 6.10), oder wie sie sich bei einer wirtschaftlichen Anlage verändern können, bis der unwirtschaftliche Bereich erreicht wird (Punkt B, Abbildung 6.11). Zur Vereinfachung werden die dimensionslosen Brennstoff- sowie die Kapital- und Betriebsnebenkosten F und C eingeführt:

Dimensionslose Brennstoffkosten (F_{Fuel}):
$$F = \frac{K_{\text{Br}}}{Pr}$$

Dimensionslose Kapital- und Betriebsnebenkosten (C_{Capital}):
$$C = \frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}$$

Für die Brennstoff-, Kapital- und Betriebsnebenkosten sowie für die Preise sind jeweils die Werte für die Wärme- oder Stromproduktion einzusetzen. Zur einfacheren Lesbarkeit werden die entsprechenden Indices (e , th) in den Legenden zum Teil weggelassen.

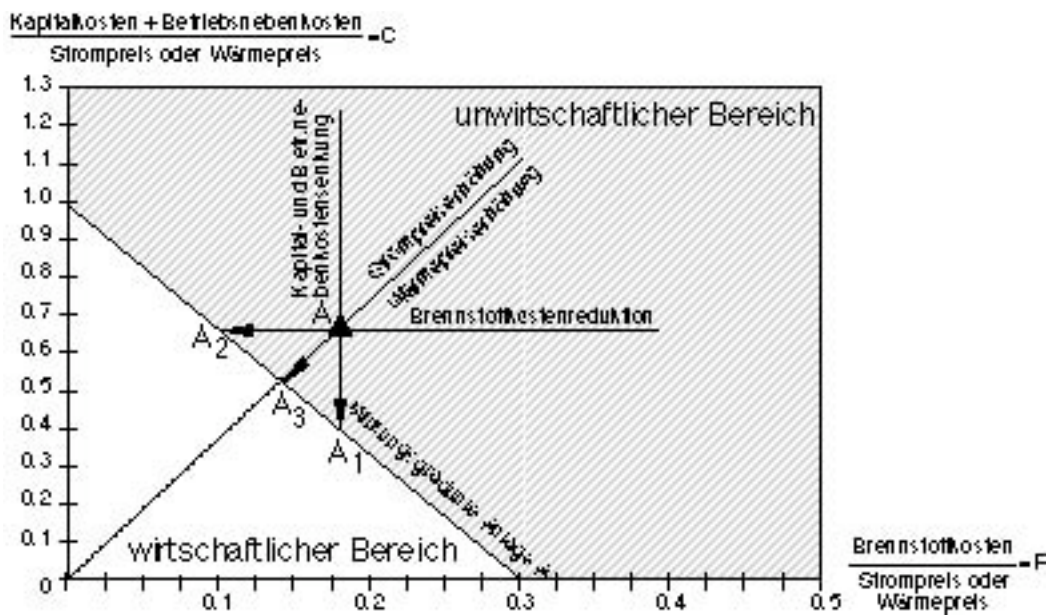


Abbildung 6.10: Notwendige Preiserhöhungen respektive Kostensenkungen, um bei einer unwirtschaftlichen Anlage einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Für die Anlage A müssen entweder die Kapital- und Betriebsnebenkosten um 39% sinken (Punkt A1) oder die Brennstoffkosten um 43% sinken (Punkt A2) oder die Strom- respektive Wärmepreise müssen um 26% erhöht werden (Punkt A3).

	Einfluss	$\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}$	$\left(\frac{K_{\text{Br}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}$	$\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}$	$\left(\frac{K_{\text{Br}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}$	$\frac{\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}}{\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}}$	$\frac{K_{\text{Br,zul}}}{K_{\text{Br,eff}}}$	$\frac{Pr_{\text{zul}}}{Pr_{\text{eff}}}$
		C_{eff}	F_{eff}	C_{zul}	F_{zul}	$C_{\text{zul}}/C_{\text{eff}}$	$F_{\text{zul}}/F_{\text{eff}}$	
A ₁	$K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}$			0.40	0.18	0.61	1	1
A ₂	K_{Br}	0.66	0.18	0.66	0.10	1	0.57	1
A ₃	Pr			0.5238	0.15	0.80	0.80	1.26
				(0.5238)	(0.1429)	(0.7937)	(0.7937)	$(C_{\text{eff}}/C_{\text{zul}})$

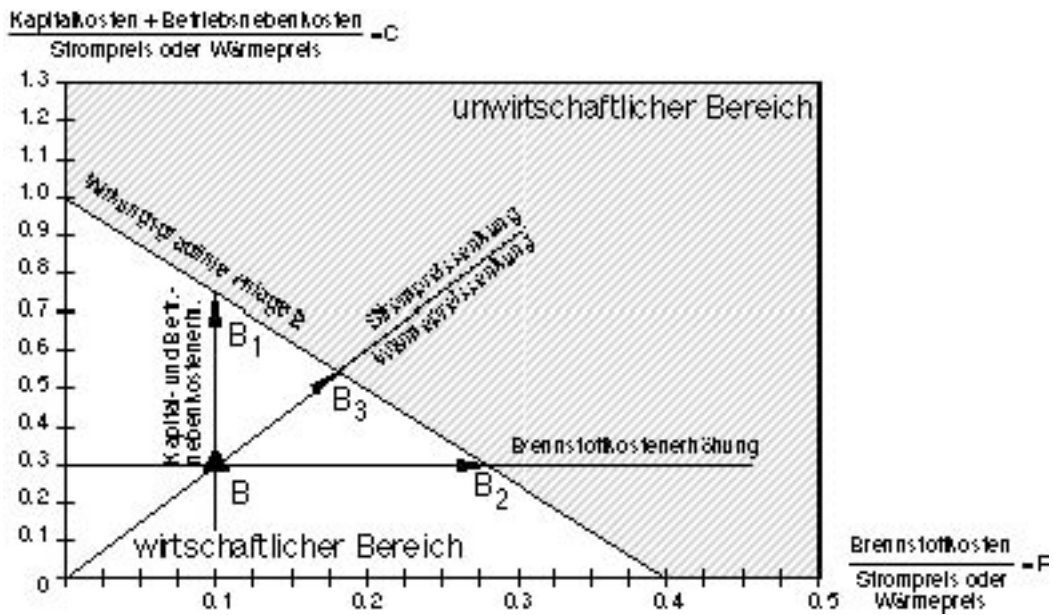


Abbildung 6.11: Zulässige Preisreduktionen respektive Kostenerhöhungen, um bei einer wirtschaftlichen Anlage einen wirtschaftlichen Betrieb zu erhalten. Für die Anlage B dürfen entweder die Kapital- und Betriebsnebenkosten um 150% steigen (Punkt B1) oder die Brennstoffkosten um 180% steigen (Punkt B2) oder die Strom- respektive Wärmepreise um 45% sinken (Punkt B3).

Einfluss		$\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}$	$\left(\frac{K_{\text{Br}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}$	$\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}$	$\left(\frac{K_{\text{Br}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}$	$\frac{\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{zul}}}{\left(\frac{K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}}{Pr}\right)_{\text{eff}}}$	$\frac{K_{\text{Br,zul}}}{K_{\text{Br,eff}}}$	$\frac{Pr_{\text{zul}}}{Pr_{\text{eff}}}$
		C_{eff}	F_{eff}	C_{zul}	F_{zul}	$C_{\text{zul}}/C_{\text{eff}}$	$F_{\text{zul}}/F_{\text{eff}}$	
B ₁	$K_{\text{Kap}} + K_{\text{Betn}}$			0.75	0.10	2.5	1	1
B ₂	K_{Br}	0.30	0.10	0.30	0.28	1	2.8	1
B ₃	Pr			0.55	0.18	1.8	1.8	0.55
				(0.5455)	(0.1818)	(1.818)	(1.818)	$(C_{\text{eff}}/C_{\text{zul}})$

6.2.4 Vergleich verschiedener Anlagen und Prozesse

Wärmeerzeugung (Abbildung 6.12):

Bei einem Wärmepreis von 7.5 Rp/kWh_{th} ist eine bivalente 2 Holzkesseanlage mit 3 MW Gesamtleistung wirtschaftlich für die Nutzung von Restholz zu 2.1 Rp/kWh_{Br}. Bei einem Brennstoffpreis ab 3.1 Rp/kWh_{Br} wird die Anlage unwirtschaftlich. Für einen wirtschaftlichen Betrieb mit Waldholz zu 4.25 Rp/kWh_{Br} müssten die Kapital- und Betriebsnebenkosten um rund 30% gesenkt werden.

Bei einer Gesamtleistung über 12 MW sind alle Anlagen auch mit Waldholz wirtschaftlich. Die Anlagen mit 6 MW Gesamtleistung liegen zwischen den 3 MW- und 12 MW-Anlagen. Zugunsten einer übersichtlicheren Lesbarkeit des Diagramms sind diese Werte nicht eingetragen.

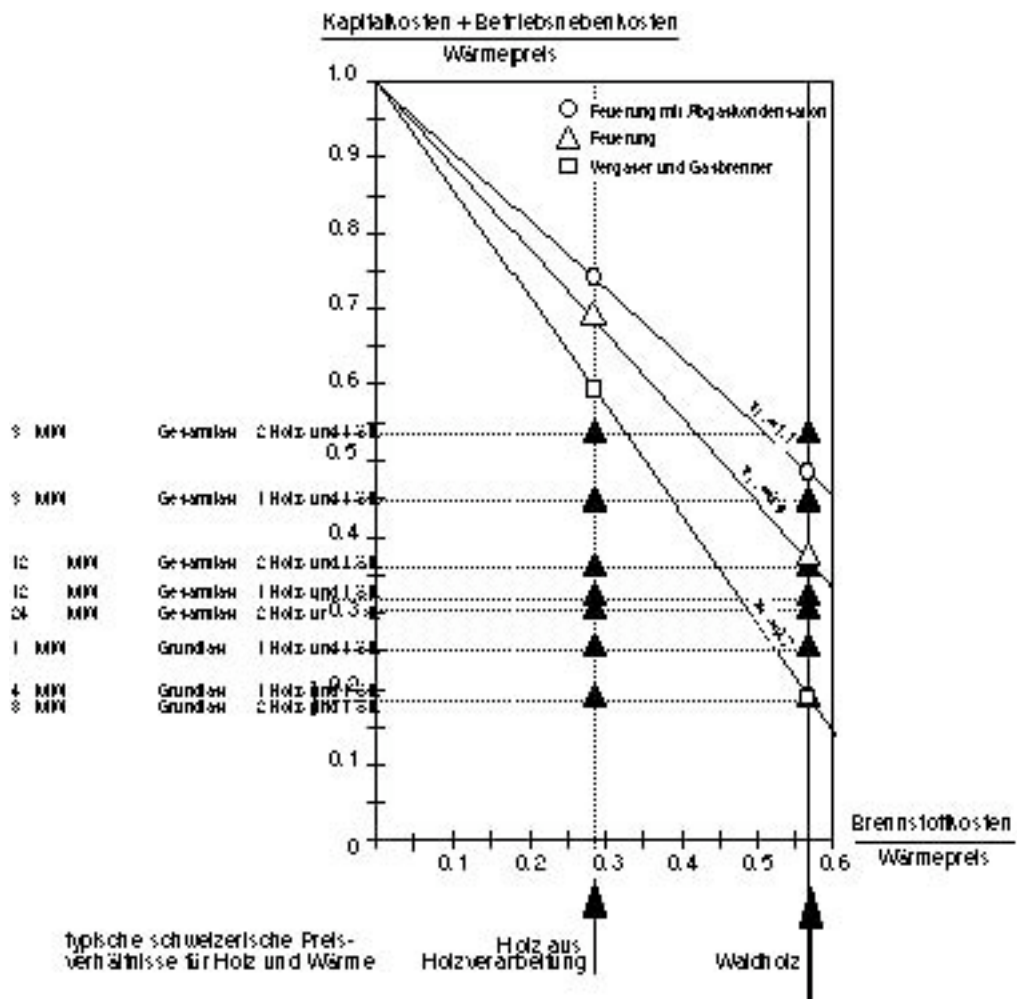


Abbildung 6.12: Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Heizungen (gemäss Tabelle 9.4)

Symbole weiss: zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten bei gegebenen Brennstoffkosten und Wärmepreisen

Symbole schwarz: effektive Kapital- und Betriebsnebenkosten.

Annahmen: Wärmepreis 7.5 Rp/kWh_{th}

Brennstoffkosten Waldholz 4.25 Rp/kWh_{Br}

Brennstoffkosten Holz aus Holzverarbeitung 2.1 Rp/kWh_{Br}

Wärmeerkraftkopplung (Abbildung 6.13):

Für einen kostendeckenden Betrieb von Heizkraftwerken (WKK-Anlagen) mit Holz müssen die Kapital- und Betriebsnebenkosten um einen Faktor zwei bis drei gesenkt oder die Stromtarife entsprechend erhöht werden. Bei den heutigen Betriebskosten und Strompreisen ist selbst mit Gratisbrennstoff kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Grössere Heizkraftwerke wären dann nahe an der Wirtschaftlichkeitsgrenze, wenn der Einspeisetarif für Strom aus erneuerbarer Energie auch für Leistungen über 1 MW_{el} zur Anwendung kommen würde. Im Vergleich dazu ist unter heutigen Bedingungen für ein Erdgas-BHKW ein wirtschaftlicher Betrieb möglich, allerdings mit geringem Spielraum zu Kostenerhöhungen.

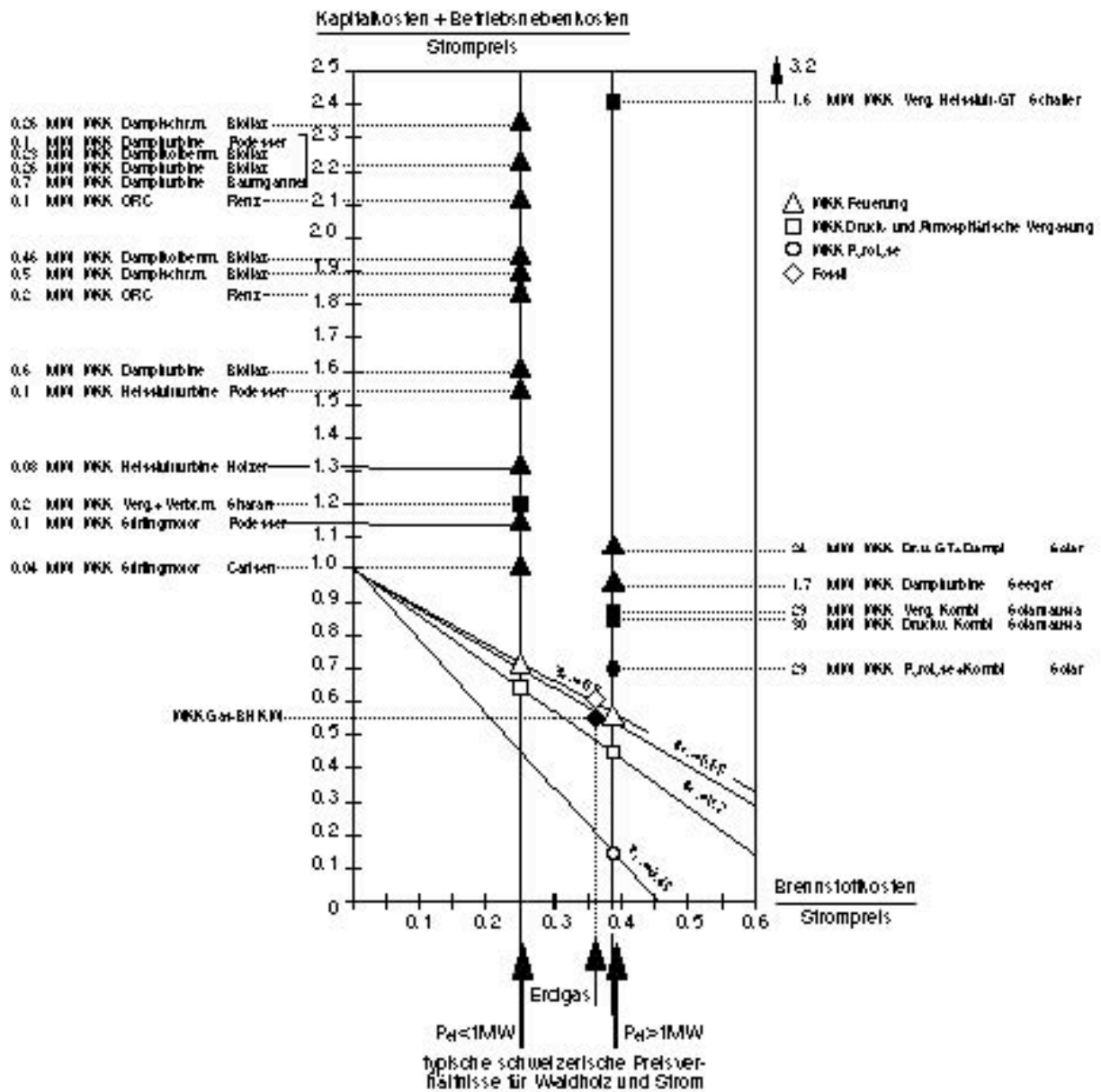


Abbildung 6.13: Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Heizkraftwerke mit Holz sowie als Vergleich mit Erdgas. Brennstoffkosten: Holz 4.25 Rp/kWh_{Br}; Erdgas 4 Rp/kWh_{Br}
 weisse Symbole: zulässige Kapital- und Betriebsnebenkosten bei gegebenen Brennstoffkosten und Strompreisen;
 schwarze Symbole: effektive Kapital- und Betriebsnebenkosten.
 Einspeisetarif Strom: 17.5 Rp/kWh_{el} (<1 MW);
 11 Rp/kWh_{el} (>1 MW, BHKW 4000 h/a);

7 Umweltauswirkungen

Eine umfassende Beurteilung der Umweltauswirkungen der verschiedenen Umwandlungsprozesse setzt eine Bilanzierung der Energie- und Stoffströme inklusive der Vorleistungen mit grauer Energie- und Umweltbelastung über die gesamten Prozesskette in einer Ökobilanz voraus. Dies übersteigt den Rahmen der vorliegenden Studie. Eine exakte Vorhersage der Umweltbelastungen ist zudem bei Prozessen im Forschungs- oder Entwicklungsstadium kaum möglich. Im folgenden werden für die wichtigsten Umwandlungsschritte jedoch qualitative Angaben über die zu erwartenden gasförmigen, flüssigen und festen Emissionen und Rückstände gemacht. Im weiteren ist die Einhaltung von Emissionsvorschriften vor allem eine Frage des technischen Aufwandes. Dies kann allerdings die Wirtschaftlichkeit und unter Umständen die Energieausnutzung eines Prozesses massgeblich beeinflussen. Die nachfolgenden Aussagen beziehen sich deshalb auf Prozessvarianten, welche bezüglich Energie und Ökonomie einen verhältnismässigen Aufwand erwarten lassen.

Bei allen Prozessen hat der Gesamtwirkungsgrad einen zentralen Einfluss auf die Umweltauswirkungen, da er die umgesetzte Brennstoffmenge für eine jeweils geforderte Energiedienstleistung direkt proportional beeinflusst. Da der Gesamtwirkungsgrad in der energetischen Beurteilung der Prozesse behandelt und für die entsprechende Beurteilung in den vorhergehenden Kapiteln berücksichtigt ist, wird an dieser Stelle auf eine detaillierte Darstellung der Wirkungsgrade verzichtet.

7.1 Verbrennung

Bei der Wärmeerzeugung durch Verbrennung können Wirkungsgrade von rund 80% – 90% erreicht werden, bei der Stromerzeugung zwischen 8% und 42%. Die Emissionen und Rückstände von Feuerungsanlagen sind unabhängig davon, ob nur Wärme oder mittels Dampf- oder Heissluftprozessen auch Strom erzeugt wird. Die Komponenten zur Stromerzeugung führen in der Regel nicht zu nennenswerten Emissionen, allerdings ist zum Beispiel für die Beurteilung von ORC-Prozessen die mögliche Kältemittelfreisetzung zu berücksichtigen.

Die Abgasemissionen umfassen im wesentlichen Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe, Stickoxide und Staubemissionen. Bei Rest- und Altholzsortimenten können zudem Schwermetalle und Halogenide im Abgas enthalten sein, was entsprechende Abscheidevorrichtungen notwendig macht. Die Grenzwerte der Luftreinhalte-Verordnung für Holzbrennstoffe können mit heutigen Feuerungsanlagen eingehalten werden, wobei im Vergleich zu Erdgas und Heizöl extra leicht höhere Konzentrationen an den erwähnten Schadstoffen zugelassen sind. Je nach Anlagengrösse und technischem Aufwand ist allerdings eine annähernd beliebige Reduktion der einzelnen Schadstoffkomponenten möglich, wodurch sich allerdings die Wirtschaftlichkeit der Anlagen entsprechend verschlechtern kann.

Die festen Rückstände von Feuerungsanlagen umfassen die Rostasche sowie Asche aus der Staubabscheidung. Je nach Brennstoff beträgt der Anfall an festen Rückständen zwischen rund 0,5 und 5 Gew.-% des Brennstoffs. Bei der Nutzung von naturbelassenem Brennholz kann die Rostasche in der Regel als Abfalldünger genutzt werden, während die Asche aus der Abgasreinigung als Filterasche aus Abgasreinigungsanlagen zu behandeln und nach einer allfälligen Aufbereitung zu deponieren ist.

Flüssige Rückstände fallen nur bei Anlagen mit Abgaskondensation an. Bei naturbelassenem Brennholz ist unter Umständen eine Einleitung des Kondensates in die lokale Abwasserreinigungsanlage zur weiteren Wasseraufbereitung möglich. Bei belasteten Brennstoffen, voraussichtlich auch bei Rinde, ist

zumindest eine Abscheidung des Kondensatschlammes vor der Einleitung in die Kanalisation erforderlich. Der Schlamm ist wie Filterasche zu behandeln.

7.2 Vergasung

Bei der Vergasung kann ein Umwandlungswirkungsgrad von rund 70% – 85% erreicht werden. Für die Stromerzeugung werden Wirkungsgrade zwischen 12% und 45% erreicht, beim Einsatz von Brennstoffzellen sind Wirkungsgrade von 50% – 60% möglich. Im Gegensatz zu Feuerungsanlagen werden die Emissionen von Vergasungsanlagen durch die Wahl des nachgeschalteten Prozesses beeinflusst. Die Abgasemissionen umfassen Kohlenmonoxid, Kohlenwasserstoffe, Stickoxide und Staubemissionen. Bei der Nutzung in Verbrennungsmotoren und Gasturbinen sind höhere Konzentrationen an gasförmigen Emissionen zu erwarten als in Feuerungsanlagen. Durch Einsatz von Sekundärmaßnahmen wie Abgaskatalysatoren ist jedoch eine Emissionsminderung auf das gleiche Niveau wie in Feuerungsanlagen möglich. Das Abgas von Brennstoffzellen wäre – mit Ausnahme von Kohlendioxid – weitgehend emissionsfrei.

Die festen Rückstände des Vergasers können je nach Prozessführung einen niedrigen oder hohen Kohlenstoffgehalt aufweisen, welcher die Rückstandsmenge im Vergleich zu Feuerungsanlagen erhöhen kann. Für die verschiedenen Verfahren ist noch offen, ob die Rückstände als Abfalldünger verwertet, in einer Verbrennungsanlage umgesetzt oder als feste Rückstände behandelt werden müssen. Je nach Verfahren fallen zusätzlich feste und allfällige flüssige Rückstände aus der Gasreinigung an. Die festen Rückstände der Gasreinigung sind wie Filterasche zu behandeln. Das Kondensat muss von Schadstoffen gereinigt werden. Unter Umständen ist nach einer Vorbehandlung eine Einleitung in die Kanalisation möglich.

7.3 Pyrolyse

Bei der Pyrolyse kann ein Umwandlungswirkungsgrad von rund 40% – 60% erreicht werden. Für die Stromerzeugung in Verbrennungsmotoren sind damit Wirkungsgrade zwischen 20% und 30% möglich. Bei der Nutzung von Pyrolyseöl in Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen sind höhere Konzentrationen an gasförmigen Emissionen zu erwarten als in Feuerungsanlagen und teilweise auch höhere Emissionen als beim Einsatz von Dieselöl in den gleichen Verbrennungsmaschinen. Entsprechende Emissionsdaten von Pyrolyseölanlagen sind bis anhin allerdings nicht bekannt. Sofern die Emissionsgrenzwerte überschritten werden, sind Sekundärmaßnahmen erforderlich.

Beim Pyrolyseprozess fallen nebst Öl auch Gas und feste Rückstände an. Das Gas kann zur Prozessbeheizung verwendet werden, während über die festen Rückstände noch kaum Daten verfügbar sind. Es ist davon auszugehen, dass die festen Rückstände einen hohen Kohlenstoffgehalt aufweisen, und als Holzkohle in Verbrennungsanlagen genutzt werden können. Die unbrennbaren festen Rückstände fallen dann bei der Verbrennungsanlage an und können wie bei der Verbrennung von Holz verwertet werden.

8 Beurteilung

8.1 Vergleich Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse

Die **Verbrennung** von Holz entspricht einem bewährten **Stand der Technik**. Für automatische Wärmeerzeuger bis 10 MW_{th} kommen vor allem Rostfeuerungen zum Einsatz, bis 2 MW_{th} auch Unterschubfeuerungen, ab 5 MW_{th} zusätzlich Staubfeuerungen für Sägemehl und ab 15 MW_{th} zudem Wirbelschichtfeuerungen für kleines, stückiges Material.

Die **Vergasungstechnik** von Holz ist im Stadium der **Entwicklung**, ebenso die erforderlichen peripheren Verfahrensschritte wie die Gasreinigung und die allenfalls erforderliche Kondensataufbereitung. Der Kaltgas-Vergasungswirkungsgrad erreicht 70% – 85%. Für eine motorische Nutzung ist somit noch 70% – 85% der Brennstoffenergie als chemische Energie im Produktgas enthalten.

Zur Stromerzeugung aus dem Produktgas kommen in erster Linie Verbrennungskraftmaschinen in Frage, für kleine Leistungen Verbrennungsmotoren, für grössere Leistungen Gasturbinen, die in Kombikraftwerken mit einer nachgeschalteten Dampfturbine ergänzt werden. Die entsprechenden Maschinen sind zwar auf einem hohen Stand der Technik verfügbar, darunter befinden sich jedoch keine speziell für Produktgas ausgelegten oder optimierten Aggregate. Wegen der geringen Stückzahlen sind in absehbarer Zeit keine speziellen Maschinenentwicklungen für Produktgas möglich, so dass das Produktgas durch eine entsprechend geführte Vergasung oder eine nachgeschaltete Gasaufbereitung die notwendige Gasqualität in Bezug auf Heizwert, Teergehalt und Partikelgehalt für die Verwendung in Standardmaschinen erreichen muss. Dies setzt voraus, dass in Zukunft verstärkt eine integrale Weiterentwicklung von Vergaser und Gasreinigung als Gesamtsystem erfolgt.

Die Weiterentwicklung der Vergasungstechnik mit dem Ziel verbesserter Gasreinheit bietet nebst der herkömmlichen Verbrennung in Motoren oder Gasturbinen langfristig die Möglichkeit, das Gas in Brennstoffzellen mit höheren Wirkungsgraden als in Motoren zu nutzen. Allerdings ist die Technik der für Produktgas am ehesten in Frage kommenden Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells, SOFC) noch im Forschungsstadium, und zudem müssen diese Zellen zuerst ihre praktische Einsatzreife mit reinen Gasbrennstoffen erreichen.

Die **Pyrolyse** von Holz ist noch weitgehend im **Stadium der Forschung**, Erfahrungen von versuchsweisen Anwendungen des Pyrolyseöls liegen erst vereinzelt vor. Ziel der Pyrolyse ist die Herstellung eines Flüssigtreibstoffs zur Nutzung in Motoren oder Gasturbinen. Wie bei der Vergasung ist auch bei der Pyrolyse davon auszugehen, dass in absehbarer Zeit keine speziellen Maschinen für den Betrieb mit Pyrolyseöl entwickelt werden.

Bei der Pyrolyse entsteht nicht nur Pyrolyseöl, sondern als Nebenprodukt Gas und als Rückstand Pyrolysekoks. Das Gas kann zur Beheizung des Pyrolysereaktors verwendet werden, der feste Rückstand ist dagegen unerwünscht. Insgesamt enthält der Flüssigtreibstoff lediglich 40% – 60% des Energieinhalts des Holzes, so dass die Gesamtenergiebilanz vom Brennstoff bis zur Elektrizität auch bei hohem Wirkungsgrad der Verbrennungskraftmaschinen niedrig ist (maximal 20% – 30%) und deshalb geringere Gesamtwirkungsgrade erzielt werden als durch Vergasung und Kombikraftwerke. Aus Sicht der energetischen Wertschöpfung ist die Pyrolyse somit wenig vorteilhaft. Die Internationale Energieagentur IEA erachtet die Möglichkeit der zentralen Herstellung von Pyrolyseöl in Grossanlagen (einige 100 MW) und die Verteilung des Pyrolyseöls zur Nutzung in kleinen und mittleren WKK-Anlagen mit

Dieselmotoren zwar als wesentlichen Vorteil, eine entsprechende Versorgungskette setzt allerdings sehr niedrige Brennstoffkosten voraus. Im weiteren ist bei der Nutzung von Pyrolyseöl mit erheblichem technischem Zusatzaufwand zu rechnen, da Pyrolyseöl im Vergleich zu heutigen Flüssigtreibstoffen ungünstigere Eigenschaften aufweist. Insbesondere ist die Lagerfähigkeit wegen der Gefahr von Zersetzung und Polymerisation beschränkt und die starke Reaktivität und Korrosivität verlangt hohe Anforderungen beim Treibstoffhandling. Die heutige Forschung im Bereich der Pyrolyse befasst sich deshalb vor allem auch mit der Verbesserung der Pyrolyseölqualität durch Anwendung hoher Umwandlungsraten (Fast oder Flash pyrolysis) und durch chemisch-physikalische Weiterverarbeitung (Upgrading). Letzteres ist allerdings mit einem weiteren Energieaufwand verbunden. Der Mehraufwand für den Umgang mit Pyrolyseölen oder das Upgrading ist in den Wirtschaftlichkeitsabschätzungen der IEA nicht enthalten.

8.2 Beurteilung von Gesamtprozessen

8.2.1 Feuerungen und Wärmekraftmaschinen

WKK-Anlagen mit Feuerung und Dampfmaschine:

Für wärmegeführte WKK-Anlagen mit Holz und Dampfturbinen oder Dampfmaschinen beträgt die ins Stromnetz eingespeisene elektrische Energie ca. 7% – 11% der als Heizwert zugeführten Brennstoffenergie. Die Gesamtwirkungsgrade solcher Anlagen erreichen rund 75% – 80%. Die Wärmeleistung kann nach technischen Kriterien im Bereich von 1 – 12 MW_{th} liegen. Aus ökonomischen Gründen sind Standorte mit einer Anschlussleistung von mindestens 6 MW_{th} empfehlenswert. Die Mehrkosten der Stromerzeugung können nur unter sehr günstigen Randbedingungen durch den Stromverkauf gedeckt werden. In der Regel muss eine Erhöhung des Wärmepreises um 0.5 – 1.5 Rp/kWh in Kauf genommen werden. Bei Anlagen ab 5 MW_{th} Wärmeleistung ist eine Feinstaub-scheidung erforderlich. Dies ergibt einen Sprung bei den Investitionskosten und damit eine Erhöhung der Wärme- und Stromgestehungskosten. In dieser Studie ist für die Kostenrechnung mit einem Elektrofilter für die Entstaubung gerechnet worden. Bei Brennstoffen mit hohem Wassergehalt kommt auch der Einsatz einer Abgaskondensationseinheit in Frage.

Mit den untersuchten Dampfprozessen wird rund 6 mal mehr Wärme als Strom erzeugt. Entsprechende WKK-Anlagen sind somit in erster Linie Wärme- und nur in zweiter Linie Stromerzeuger und für die Kostenrechnung ist vor allem der Wärmepreis entscheidend. Industriestandorte zur Erzeugung von Prozesswärme sind für WKK-Anlagen zwar betrieblich vorteilhaft, da hohe Vollbetriebstundenzahlen erreicht werden können. Wegen der tiefen erzielbaren Wärmepreise von lediglich rund 3 Rp/kWh sind sie jedoch wirtschaftlich uninteressant. Tiefere Vorlauftemperaturen des Wärmenetzes ermöglichen höhere elektrische Wirkungsgrade und sind zusammen mit tiefen Rücklauftemperaturen notwendig, um niedrige Wärme- sowie Stromgestehungskosten zu erhalten. Das grösste Kostenreduktionspotential bei gegebener Technik liegt jedoch bei den Brennstoffkosten und bei Vereinfachungen des Anlagenkonzepts.

WKK-Anlagen mit Feuerung und Stirlingmotor:

Stirlingmotoren für die Biomassenutzung werden zur Zeit im Leistungsbereich von 40 – 600 kW_{el} entwickelt. Für diese Maschinen kann ein elektrischer Wirkungsgrad von 20% – 25% erwartet werden. Als Heizwärmeleistung werden somit je nach Baugrösse 160 – 2000 kW_{th} abgegeben, wobei ein Gesamtwirkungsgrad von rund 80% erreichbar ist. Sofern die in Entwicklung stehenden Maschinen die Serienreife erreichen und zuverlässig arbeiten, ist der Einsatz von Stirlingmotoren eine interessante Alternative zu Dampfmaschinen. Im Vergleich zur Kombination Vergaser und Verbrennungsmotor sind

sie vorteilhaft für Brennstoffe, welche schwierig zu vergasen sind, wie zum Beispiel Stroh. Solche Brennstoffe stellen allerdings auch hohe Ansprüche an den Heissgaswärmetauscher.

WKK-Anlagen mit Feuerung und geschlossener Gasturbine:

Kleinere geschlossene Gasturbinen erreichen elektrische Wirkungsgrade von 15% – 20%. Durch Einsatz eines Rekuperators kann der Wirkungsgrad auf 25% – 30% erhöht werden. Als Gesamtwirkungsgrad sind bei Wärmekraftkopplung rund 80% erreichbar. Für den Einsatz geschlossener Gasturbinen sind Gas-Gas-Wärmetauscher bei sehr hohen Temperaturen erforderlich. Diese Apparate werden wegen des schlechten Wärmeüberganges sehr gross und entsprechend teuer. Zudem sind nicht alle werkstofftechnischen Probleme gelöst. Geschlossene Gasturbinen haben deshalb keine Anwendung bei der Wärmekraftkopplung mit Holz.

8.2.2 Vergaser und Verbrennungskraftmaschinen

Festbettvergaser und Verbrennungsmotoren:

Die Kombination Vergaser und Verbrennungsmotor ermöglicht im Leistungsbereich von kleinen und mittleren Anlagen (einige 100 kW_{el} bis 5 MW_{el}) elektrische Wirkungsgrade gegen 30% und Gesamtwirkungsgrade zwischen 60% und 80%, je nachdem, wieweit eine Abwärmenutzung vom Reaktor möglich ist. Für kleine und mittlere WKK-Anlagen mit Holz ist die Kombination Vergaser und Verbrennungsmotor damit mittelfristig die aussichtsreichste Technik. Die grössten Unsicherheiten bestehen beim zuverlässigen Betrieb der in diesem Leistungsbereich eingesetzten Festbettvergaser, der Einhaltung der für die motorische Nutzung erforderlichen Gasqualität sowie allenfalls bei den Emissionen der Verbrennungsmotoren. Obwohl zahlreiche Vergaser erhältlich und Verbrennungsmotoren als Serienprodukte verfügbar sind, ist eine Systementwicklung von Vergaser, Gasreinigung und Motor als Einheit erforderlich, bevor für Festbettvergaser ein Praxiseinsatz möglich ist.

Für die motorische Nutzung des Gases kommen umgebaute Benzin-, Erdgas- oder Dieselmotoren in Frage. Bei Produktgasbetrieb ist bei allen Motoren von einer Leistungsreduktion im Vergleich zu fossilen Treibstoffen auszugehen, da der Heizwert des Brennstoff/Luftgemisches bei Produktgas niedriger ist und da grössere Massenströme gefördert werden müssen. Bei Dieselmotoren ist wegen der ungenügenden Zündfähigkeit von Produktgas eine Fremdzündung erforderlich. Diese kann mittels Zündkerze erfolgen, so dass der Motor als Ottomotor betrieben wird, oder mittels Dieseltreibstoff, der Motor wird dann als Zündstrahl-Zweistoffmotor im Hybridbetrieb gefahren. Die Umrüstung von Dieselmotoren weist den Vorteil auf, dass die Konstruktion auf die für Produktgas zulässigen hohen Verdichtungsverhältnisse ausgelegt ist. Bei der Umrüstung von Benzin- und Erdgasmotoren ist dank der höheren Oktanzahl von Produktgas unter Umständen eine Anhebung der Verdichtung auf Werte über 11 möglich, was die Leistungsminderung durch den niedrigeren Heizwert teilweise kompensiert. Um die Leistungsminderung weiter zu verringern, ist eine Aufladung des Motors oder des Motors und des Vergasers möglich. Bei reiner Motorenaufladung ist allerdings von hohen Kosten und hohem Verschleiss für den Turbolader auszugehen. Aus energetischer Sicht ist somit die Aufladung von Vergaser und Motor vorteilhaft, da der Verdichter dann Umgebungsluft anstelle von Produktgas fördern muss und zudem die Baugrösse von Holzvergaser und Gasreinigung entsprechend dem höheren Druck vermindert wird. Allerdings erfordert diese Lösung eine Druckbeschickung, was technisch aufwendiger und bis anhin für Festbettvergaser nicht realisiert worden ist. Um die Verdichtungsarbeit zu minimieren und die Zylinderladung zu maximieren, muss das Produktgas dem Motor mit möglichst tiefer Temperatur zugeführt werden. Die motorische Nutzung erfordert somit eine Gaskühlung. Im weiteren ist eine Abscheidung von Teer und Partikeln erforderlich, die entweder vor oder nach der Gaskühlung vorgenommen werden kann. Da bei Heissgasfiltern noch Werkstoffprobleme zu lösen sind, kommt derzeit in erster Linie eine Kaltgasreinigung in Frage. Um einen hohen Gesamtwirkungs-

grad zu erzielen, muss die Anlage als Wärmekraftkopplungsanlage betrieben und die Abwärme von Gaskühlung und Motor genutzt werden.

Wirbelschichtvergaser und Gasturbine/Dampfturbine (Kombikraftwerk IGCC):

Für Kraftwerke mit Holzvergasung und Kombiprozessen mit Gas- und Dampfturbinen sind elektrische Wirkungsgrade bis zu 45% erreichbar. Da Gasturbinen nur in Kombination mit Dampfturbinen gleich hohe Wirkungsgrade wie Dieselmotoren erreichen, sind sie dagegen nicht als Einzelmaschinen für Kraftwerke geeignet.

Kombikraftwerke mit Druckvergasung und Heissgasreinigung weisen den Vorteil auf, dass das Produktgas nicht verdichtet werden muss und Vergaser und Gasreinigung kompakter ausfallen. Technische Unsicherheiten bestehen dabei vor allem bei der Heissgasreinigung sowie den Standzeiten der Gasturbine als Folge von Verunreinigungen wie Halogenen und Alkaliverbindungen, welche bei der Heissgasreinigung nur teilweise abgeschieden werden. Bei Kombikraftwerken mit atmosphärischer Vergasung ist eine Kaltgasreinigung vorzusehen, da das Gas vor der Turbine verdichtet werden muss und zudem die Kosten für eine Heissgasreinigung bei den grossen Volumenströmen prohibitiv sind. Offene Fragen bestehen beim Einsatz der Kompressoren für das Produktgas, der Problematik von Ablagerungen in der Kaltgasreinigung durch Teere sowie der Standzeit der Gasturbine.

Aus ökonomischen Gründen können Kombiprozesse nur für sehr grosse Anlagen verwirklicht werden, so dass sich für die Brennstoffversorgung entsprechend grosse Einzugsgebiete ergeben.

8.2.3 Pyrolysereaktoren und Verbrennungskraftmaschinen

Die Herstellung von transport- und lagerfähigem Pyrolyseöl als Treibstoff setzt eine Brennstoffverarbeitung in zentralen Grossanlagen voraus und ist somit in bezug auf die Brennstoffversorgung als Konkurrenzverfahren zu einem Kombikraftwerk zu beurteilen. Da der Umwandlungswirkungsgrad der Pyrolyse niedriger ist als derjenige der Vergasung ($\eta_{\text{Pyro}} < 0.6$ gegenüber $\eta_{\text{Verg}} < 0.85$), ist der Gesamtwirkungsgrad von auf Pyrolyseöl basierenden Kraftwerken oder WKK-Anlagen deutlich geringer als derjenige eines Vergaser-Kombikraftwerks. Die Herstellung von Pyrolyseöl ist somit aus energetischer Sicht unvorteilhaft und deshalb nur bei sehr niedrigen Brennstoffpreisen konkurrenzfähig. Sowohl bezüglich technischer Reife als auch bezüglich Kosten bestehen bei der Pyrolyse die grössten Unsicherheiten. Da die Pyrolyse auch aus energetischer Sicht keine Vorteile aufweist, ist davon auszugehen, dass der Pyrolyse keine Bedeutung als Energieumwandlungsverfahren zukommen wird.

8.2.4 Zufeuerung

Die Zufeuerung von Holz in Kohlekraftwerken kann mit tiefen Investitions- und Betriebsnebenkosten realisiert werden. In Frage kommt sowohl der Einsatz in Kesseln mit Kohlestaubbrennern als auch in solchen mit Wirbelschichtverbrennung. Für Kohlestaubbrenner ist eine Aufmahlung des Brennstoffs erforderlich, während für Wirbelschichtfeuerungen heute übliche Brennstoffkorngrössen aus Hackern verarbeitet werden können. Für das Holz wird annähernd der gleiche Wirkungsgrad wie für die Kohle erzielt, so dass in modernen Kraftwerken ein Wirkungsgrad von über 40% erreicht wird. Die Zufeuerung ist auch für die Nutzung von Altholz und behandeltem Restholz geeignet, da Kohlekraftwerke über die erforderliche Gasreinigung verfügen. In Ländern mit Kohlekraftwerken ist die Zufeuerung somit eine interessante Möglichkeit der Substitution fossiler Brennstoffe durch Holz.

8.2.5 Zusammenfassende Beurteilung von Prozessen zur Stromerzeugung und Wärmekraftkopplung

Tabelle 8.1 zeigt eine zusammenfassende Beurteilung der wichtigsten Verfahren zur Stromerzeugung und zur Wärmekraftkopplung. Die Bewertung stützt sich auf die Angaben und Zahlenwerte zu den einzelnen Verfahren im technischen Bericht. Sie zeigt eine Einteilung eines jeweiligen Verfahrens im Vergleich zu den anderen Verfahren. Die Unterschiede zwischen einer Einteilung „wenig vorteilhaft“ und „vorteilhaft“ oder „vorteilhaft“ und „sehr vorteilhaft“ können in einzelnen Fällen gering sein.

η_{ex}	+++	Vergaser und Brennstoffzelle	Vergaser und Kombikraftwerk	
	++	Feuerung und Stirlingmotor Staubbefeuerte Gasturbine	Vergaser und Verbrennungsmotor Feuerung und geschl. Gasturbine (WKK)	
	+	Pyrolysereaktor und Dieselmotor	Feuerung und geschl. Gasturbine (KW) Feuerung und Dampfschraubenmotor	Feuerung und Dampfturbine Feuerung und Dampfkolbenmotor
		Risiko gross, F&E > 10 a	Risiko mittel, P&D < 10 a	Risiko gering, Praxis Heute
Risiko, Stand und frühester kommerzieller Einsatz				
Wirt- schaft- lich- keit	+++		Vergaser und Kombikraftwerk	
	++	Feuerung und Stirlingmotor Staubbefeuerte Gasturbine Pyrolysereaktor und Dieselmotor	Vergaser und Verbrennungsmotor Feuerung und Dampfschraubenmotor WKK	
	+	Vergaser und Brennstoffzelle	Feuerung und Dampfschraubenmotor KW Feuerung und geschlossene Gasturbine	Feuerung und Dampfturbine Feuerung und Dampfkolbenmotor
		Risiko gross, F&E > 10 a	Risiko mittel, P&D < 10 a	Risiko gering, Praxis Heute
Risiko, Stand und frühester kommerzieller Einsatz				

Tabelle 8.1: Beurteilung der wichtigsten Verfahren zur Stromerzeugung ohne Wärmenutzung sowie zur Wärmekraftkopplung in Bezug auf Wirkungsgrad (oben) und Wirtschaftlichkeit (unten). Auf der x-Achse ist das Risiko respektive der heutige Stand der Anlagentechnik dargestellt, was auch mit dem frühesten erwarteten kommerziellen Einsatz ausgedrückt ist.

Legende:

+++ sehr vorteilhaft, ++ vorteilhaft, + wenig vorteilhaft

KW Stromerzeugung ohne Wärmenutzung (Kraftwerk)

WKK Wärmekraftkopplung

Ohne Vermerk KW oder WKK gilt die Einteilung für Stromerzeugung ohne Wärmenutzung und für Wärmekraftkopplung

Für die meisten Prozesse ist die Bewertung zur Stromerzeugung ohne Wärmenutzung (KW) und zur Wärmekraftkopplung (WKK) identisch. Für zwei Verfahren unterscheidet sich die Bewertung bezüglich KW und WKK, nämlich für die Feuerung mit geschlossener Gasturbine sowie für die Feuerung mit Dampfschraubenmotor. Die Feuerung mit geschlossener Gasturbine wird als WKK-Anlage exergetisch vorteilhaft bewertet (++). Als reine Stromerzeugungsanlage wird sie dagegen als wenig vorteilhaft bewertet, da ihr Stromwirkungsgrad – ausser bei sehr grossen Anlagen, welche kaum für Holz in Frage kommen – nur vergleichsweise niedrig ist. Die Feuerung mit Dampfschraubenmotor kann als WKK-Anlage wirtschaftlich geringfügig interessanter sein als eine Feuerung mit Dampfturbine, weshalb sie wirtschaftlich als vorteilhaft eingestuft ist. Als reine Stromerzeugungsanlage ist sie dagegen wegen des bescheidenen Stromwirkungsgrades als wenig vorteilhaft eingestuft.

8.2.6 Herstellung von Methan und Methanol

Die Herstellung von Methan oder Methanol aus Holz bietet wie die Stromerzeugung den Vorteil, dass ein hochwertiger Sekundärenergieträger für teilweise bestehende Verteilnetze hergestellt wird. Für Methan ist dies das Erdgasnetz. Eine hohe energetische Wertschöpfung kann dann zum Beispiel bei der Nutzung des Gases in dezentralen Wärmekraftkopplungsanlagen erreicht werden. Die Nutzung von Methan aus Holz zu Heizzwecken ist dagegen energetisch schlechter als die dezentrale Wärmeerzeugung aus Holz. Für die Verwendung von Methan als Treibstoff ist eine Kompression und die Lagerung in Druckbehältern erforderlich, was heute zum Beispiel in den Niederlanden als Stand der Technik mit Erdgas erfolgt. Methanol weist eine sehr hohe Energiedichte auf und kann als Treibstoff in modifizierten Fahrzeugmotoren eingesetzt werden.

Die Verfahren zur Herstellung von Methan und Methanol basieren auf einer Vergasung mit abschliessender Gasreinigung und einer aufwendigen Weiterverarbeitung des Gases. Die entsprechenden Techniken sind weitgehend bekannt und verfügbar. Sie setzen jedoch eine zentrale Verarbeitung des Brennstoffs in Grossanlagen mit einem Durchsatz von mehreren hundert Tagedonnen voraus. Die Methan- und Methanolherstellung muss daher verglichen werden mit Grossanlagen zur Stromerzeugung zum Beispiel in einem Kombikraftwerk mit Vergasung. Die Methanolherstellung ist zudem der Pyrolyseölherstellung gegenüberzustellen.

Für die Methanherstellung wird ein Umwandlungswirkungsgrad von rund 54% abgeschätzt, wobei bei der Verwendung als Treibstoff noch der Kompressionsaufwand abzuziehen ist. Für die Methanolsynthese wird eine Ausbeute an 33% Methanol, 8% Strom und 36% Wärme abgeschätzt. Im Vergleich dazu ist in einem Kombikraftwerk mit Holz ein Stromwirkungsgrad bis 45% erreichbar, wobei bei einem entsprechenden Wärmebedarf noch eine zusätzliche Wärmenutzung möglich ist. Bei der Pyrolyse wird eine Pyrolyseölausbeute von 50 – 60% erwartet, wobei der Aufwand für das Upgrading die Ausbeute noch verringern kann. Für die Stromerzeugung durch Pyrolyse wird damit ein Wirkungsgrad bis 23% abgeschätzt.

Sofern als Endprodukt der Prozesskette Strom erzeugt wird, sei es durch Methan-, Methanol- oder Pyrolyseölherstellung und Antrieb eines Verbrennungsmotors oder sei es durch direkte Stromerzeugung in einem Kraftwerk, so erreicht das Kraftwerk die höchste energetische Wertschöpfung und es hat die besten Voraussetzungen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit. Wenn dagegen Treibstoffe erzeugt werden sollen, kommen alle Verfahren in Frage, wobei die Stromerzeugung in Kraftwerken für einen Vergleich mit der Treibstoffherstellung den Einsatz von Elektrofahrzeugen voraussetzt. Letzteres ermöglicht voraussichtlich eine gegenüber Verbrennungsmotoren verbesserte Gesamtenergiebilanz, es setzt jedoch eine Weiterentwicklung der Batterien und einen flächendeckenden Einsatz von Elektrofahrzeugen voraus.

Für zentrale Grossanlagen zur energetischen Nutzung von Holz weist die Verwertung in Kraftwerken somit das grösste Potential auf. Ohne Gewichtung der verschiedenen Sekundärenergieträger ist ein direkter Vergleich zwischen Kraftwerken und der Herstellung von Methan, Methanol oder Pyrolyseöl allerdings nicht möglich.

9 Anhang

9.1 Symbolverzeichnis

Abkürzungen

ADT	Axial-Dampfturbine	P-STIG	Pressurized Gasification Steam Injected Gas Turbine
A-GDP	Atmospheric Gasification and Diesel Power	Pyro-CC	Pyrolysis (gas turbine) Combined Cycle
A-IGCC	Atmospheric IGCC	Pyro-DP	Pyrolysis and Diesel Power
BCL	Battelle Columbus Laboratories	RTP	Rapid Thermal Processing
BE	Bern	T	Turbine
BHKW	Blockheizkraftwerk	TPS	Termiska Processer AB, Studsvik
BL	Baselland	WKK	Wärmekraftkopplung
DKM	Dampfkolbenmotor	WKM	Wärmekraftmaschine
DSM	Dampfschraubenmotor	WP	Wärmepumpe
DT	Dampfturbine	WS	Wirbelschicht
EWZ	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	V	Verdichter
G	Generator	VKM	Verbrennungskraftmaschine
IEA	Internationale Energieagentur	ZWS	Zirkulierende Wirbelschicht
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle	atro	absolut trocken
KW	Kraftwerk	spez	spezifisch
NT	Nutzturbine		
P-IGCC	Pressurized Integrated Gasification Combined Cycle		

Exponenten

κ	Isentropenexponent
----------	--------------------

Größen

C	Dimensionslose Kapital- und Betriebsnebenkosten (<u>C</u> apital)	n	Anzahl Prozessschritte
F	Dimensionslose Brennstoffkosten (<u>F</u> uel)	p	Druck
H _u	Heizwert (unterer)	s	Spezifische Entropie
P	Leistung	u	Wassergehalt bezogen auf Trockensubstanz
\dot{Q}	Wärmestrom (= Wärmeleistung)	w	Wassergehalt bezogen auf nassen Brennstoff
R	Gaskonstante	Φ	Austauschgrad
T	Temperatur	Π	Druckverhältnis
a	Aschegehalt	ε	Leistungszahl
c _p	Spezifische isobare Wärmekapazität	η	Wirkungsgrad
c _v	Spezifische isochore Wärmekapazität	$\bar{\eta}$	Nutzungsgrad
d	Durchmesser, Korngrösse	λ	Luftüberschusszahl oder Verbrennungsluftverhältnis
h	Spezifische Enthalpie	σ	Stromkennzahl
\dot{m}	Massenstrom		

Indices

C	Carnot	WPP	Wärmepumpenprozess
Br	Brennstoff	a	Austritt
Gegen	Gegen-(druck)	e	Eintritt
GL	Grundlast	el	elektrisch
Heiz	Heizung	ex	exergetisch bewertet
K	Kessel	ges	gesamt
NT	Nutzturbine	is	isentrop
Rek	Rekuperator	max	maximal
RG	Rauchgas	mech	mechanisch
T	Turbine	min	minimal
U	Umgebung	stöch	stöchiometrisch
V	Verdichter	th	thermisch
Verl	Verlust		
VL	Verbrennungsluft	0	Null- oder Referenzwert
WKP	Wärmekraftprozess		

9.2 Begriffe Wärmekraftkopplung

Die Wärmekraftkopplung dient der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom. Zur Charakterisierung von WKK-Anlagen werden die Begriffe Gesamtwirkungsgrad und Stromkennzahl, für Wärmepumpen wird die Leistungszahl verwendet.

Um die Energieumsetzung beschreiben zu können, müssen die Energieströme benannt werden (Abbildung 9.1 und Abbildung 9.2), einerseits die Wärmeströme:

- \dot{Q}_{Br} auf den Heizwert bezogene Brennstoffleistung, welche einem Heizkessel, einem Verbrennungsmotor oder einer Brennkammer zugeführt wird (für den Energieinhalt des Brennstoffs wird im deutschen Sprachraum üblicherweise mit dem Heizwert gerechnet),
- \dot{Q}_U von der Umgebung aufgenommener Wärmestrom,
- \dot{Q}_K Wärmeleistung, welche von einem Wärmeerzeuger (Kessel, Verbrennungsmotor, Brennkammer) an den Wärmekraftprozess abgegeben wird,
- $\dot{Q}_{WKM/VKM}$ vom Wärme- oder Verbrennungskraftprozess abgegebener Wärmestrom,
- \dot{Q}_{WPP} vom Wärmepumpenprozess abgegebener Wärmestrom,
- \dot{Q}_{Heiz} von der WKK- oder WP-Anlage abgegebener Heizwärmestrom,
- \dot{Q}_{Verl} Verlustwärmestrom,

und andererseits die Exergieströme:

- P_{el} – von der WKK-Anlage abgegebene elektrische Leistung,
– von der WP-Anlage aufgenommene elektrische Leistung,
- $P_{WKM/VKM}$ vom Wärme- oder Verbrennungskraftprozess abgegebene Leistung,
- P_{WPP} vom Wärmepumpenprozess aufgenommene Leistung,
- P_{Verl} Verlustleistung.

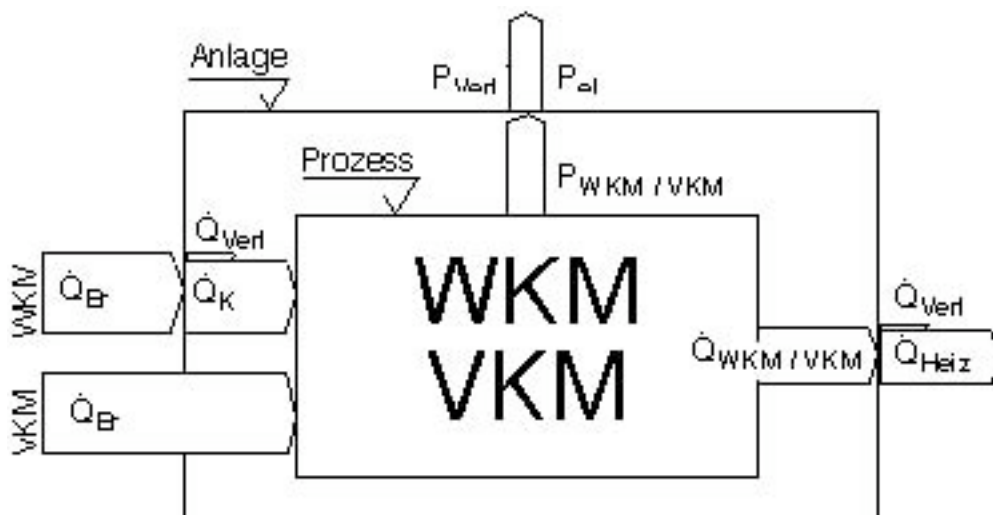


Abbildung 9.1 Energieströme Wärmekraftkopplung

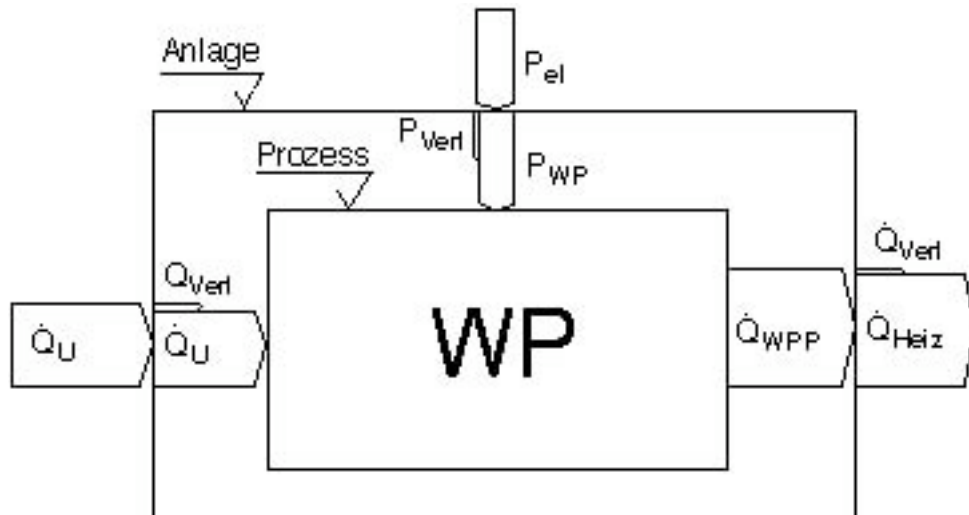


Abbildung 9.2 Energieströme Wärmepumpe

Die Verlustleistungen zwischen \dot{Q}_{Br} und \dot{Q}_K , $P_{WKP/VKM}$ und P_{el} respektive zwischen P_{el} und P_{WPP} werden im Folgenden als an die Umgebung verloren betrachtet, obwohl bei kleinen Anlagen ein Teil dieser Verluste dem Heizwärmestrom zugeschlagen werden könnte.

9.2.1 Wirkungsgrade und Leistungszahlen

Mit den zuvor definierten Energieströmen können Wirkungsgrade definiert werden, welche die Anlagenqualität im Auslegungspunkt beschreiben.

Elektrischer Wirkungsgrad

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{Br}} = \frac{\text{elektrische Nutzleistung}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

Thermischer Wirkungsgrad

Allgemein:
$$\eta_{th} = \frac{\text{Nutzleistung}}{\text{zugeführter Warmestrom}}$$

Verwendung in dieser Arbeit:

a) Heizen:
$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{thHeiz}}{\dot{Q}_{Br}} = \frac{\text{Heizwärmeleistung}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

b) Verbrennungs- und Wärmekraftmaschine:
$$\eta_{th} = \frac{P}{\dot{Q}_{Br}} = \frac{\text{mechanische Leistung}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

Gesamtwirkungsgrad

Für den Wirkungsgrad einer WKK-Anlage zur Stromerzeugung:

$$\eta_{\text{ges}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} = \frac{\text{elektrische Nutzleistung} + \text{Heizwärmestrom}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

Wird die mechanische Arbeit nicht zur Stromerzeugung verwendet:

$$\eta_{\text{ges}} = \frac{P_{\text{mech}} + \dot{Q}_{\text{Heiz}}}{\dot{Q}_{\text{Br}}} = \frac{\text{mechanische Leistung} + \text{Heizwärmestrom}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

Exergetisch gewichteter Gesamtwirkungsgrad

Um Wärme und Arbeit miteinander vergleichen zu können, wird die elektrische Leistung höher gewichtet als der Wärmestrom, da mit der Elektrizität eine Wärmepumpe angetrieben und so ein grösserer Wärmestrom genutzt werden könnte, als wenn sie direkt in Wärme umgewandelt würde.

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\varepsilon \cdot P_{\text{el}} + \dot{Q}_{\text{Heiz}}}{\dot{Q}_{\text{Br}}}$$

Wirkungsgrad Wärmeerzeuger

Bei der Wärmeerzeugung geht ein Teil der Energie mit dem Abgasstrom und ein anderer durch die nicht ideale Isolation des Erzeugers verloren. Für die WKK steht nur die Leistung, welche an den WKK-Prozess abgegeben wird zur Verfügung. Die Isolationsverluste sind im Allgemeinen nur zur Heizung von Gebäuden und Räumen nutzbar, welche für die WKK-Anlage benötigt werden. Sie sind deshalb auch für Heizzwecke verloren.

$$\eta_{\text{k}} = \frac{\dot{Q}_{\text{k}}}{\dot{Q}_{\text{Br}}} = \frac{\text{Leistung Wärmeerzeuger an WKK - Prozess (Kessel)}}{\text{Brennstoffleistung}}$$

Wirkungsgrad Carnot-Prozess

Wärme kann nur begrenzt in Arbeit umgewandelt werden (2. Hauptsatz der Thermodynamik). Der maximale Umwandlungsgrad wird theoretisch mit dem Carnot-Prozess oder z.B. auch dem Stirling-Prozess erreicht. Der Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses dient daher als Vergleichsgrösse, um andere Prozesse zu bewerten.

$$\eta_{\text{c}} = \frac{P_{\text{c}}}{\dot{Q}_{\text{k}}} = \frac{\text{abgegebene Leistung des Carnot-Prozesses}}{\text{Leistung Wärmeerzeuger an Carnot-Prozess}} = \frac{T - T_0}{T}$$

wobei T = Prozesstemperatur (obere Temperatur), T_0 = Referenztemperatur (untere Temperatur).

Leistungszahl

Zur Beurteilung eines gesamten Energieversorgungskonzepts wird für die dezentrale Umwandlung von Strom der Einsatz von Wärmepumpen oder anderen Geräten, welche der Verminderung von Abwärmeströmen oder der Nutzung von Umgebungs- oder Abwärme dienen, vorausgesetzt. Für diese Gerätegruppe wird z.B. von Gabathuler (1993) auch der Begriff „Elektro-Thermo-Verstärker“ benutzt. Die

Umwandlung von Strom und Umgebungswärme in Nutzwärme wird durch die Leistungszahl beschrieben:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{\text{Heiz}}}{P_{\text{el}}} = \frac{\text{Heizwärmestrom}}{\text{elektrische Leistung}}$$

Carnot-Leistungszahl

Die Carnot-Leistungszahl ist die maximal erreichbare Leistungsziffer:

$$\varepsilon_C = \frac{\dot{Q}_{\text{Heiz}}}{P_C} = \frac{\text{Heizwärmestrom}_{\text{Carnot}}}{\text{Verdichterleistung}_{\text{Carnot}}} = \frac{T}{T - T_0} = \frac{1}{\eta_C}$$

wobei T = Prozesstemperatur (obere Temperatur), T₀ = Referenztemperatur (untere Temperatur).

9.2.2 Stromkennzahl

Die Stromkennzahl kann auf zwei Arten definiert werden: Entweder als Verhältnis zwischen dem elektrischen und thermischen Nutzungsgrad oder als Verhältnis zwischen dem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad. Im folgenden wird die zweite Möglichkeit verwendet, da Aussagen zu Anlagentypen und nicht zu Dimensionierungs- und Betriebsproblemen gemacht werden sollen.

$$\sigma = \frac{P_{\text{el}}}{\dot{Q}_{\text{Heiz}}} = \frac{\eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{th}}} = \frac{\text{elektrische Leistung}}{\text{Heizwärmestrom}}$$

Die Stromkennzahl ist abhängig vom Anlagenkonzept und der Qualität der Einzelkomponenten. Den wichtigsten Einfluss hat das Temperaturniveau der Heizwärme (Vorlauftemperatur Heizsystem bzw. Temperatur Prozessdampf). Bei praktischen Ausführungen besteht ein Zielkonflikt zwischen maximalem Nutzungsgrad und effektivem Bedarf an Strom und Heizwärme, da ein hoher Anteil an Stromerzeugung zu einem niedrigen Nutzungsgrad führt.

9.2.3 Nutzungsgrad

Ein Nutzungsgrad ist das Verhältnis zwischen einer jährlich gelieferten Nutzenergie und der während dieser Zeit eingesetzten Brennstoff- und Hilfsenergie. Nutzungsgrade hängen somit nicht nur vom Anlagentyp sondern auch von den Betriebsbedingungen, insbesondere von der Nutzungsdauer ab, da während dem Stillstand der Anlage Hilfsenergie benötigt wird, die in der Energiebilanz als Bereitschaftsverluste verbucht wird.

$$\bar{\eta}_{\text{ges}} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{el Generator}} \cdot dt + \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{\text{Heiz}} \cdot dt}{\int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{\text{Br}} \cdot dt + \int_{t_1}^{t_2} P_{\text{Hilf}} \cdot dt} = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \eta_{\text{el}} \cdot dt + \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \eta_{\text{th}} \cdot dt$$

9.3 Vereinfachte Wirkungsgradberechnung Gasturbine

Berechnung der Temperatur- und Entropieänderung der einzelnen Komponenten: Für die Berechnung der Komponentenwirkungsgrade werden Druck und Temperatur am Eingang (e) und am Ausgang (a) benötigt. Bei bekannten Komponentenwirkungsgraden und Eingangswerten von Druck und Temperatur, werden die selben, entsprechend umgeformten Beziehungen, für die Berechnung der Größen am Ausgang verwendet. Für die Bestimmung des Gasturbinenwirkungsgrades wird mit polytroper Verdichtung und polytroper Expansion gerechnet.

Verdichterwirkungsgrad

$$\eta_V = \frac{\Delta h_{\text{Vis}}}{\Delta h_V} \cong \frac{R}{c_p} \cdot \frac{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)}{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)} = \frac{\kappa - 1}{\kappa} \cdot \frac{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)}{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)}$$

Turbinenwirkungsgrad

$$\eta_T = \frac{\Delta h_T}{\Delta h_{\text{Tis}}} \cong \frac{c_p}{R} \cdot \frac{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)}{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \frac{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)}{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)}$$

Nutzturbinenwirkungsgrad

$$\eta_{\text{NT}} = \frac{\Delta h_{\text{NT}}}{\Delta h_{\text{NTis}}} \cong \frac{c_p}{R} \cdot \frac{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)}{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \frac{\ln\left(\frac{T_a}{T_e}\right)}{\ln\left(\frac{p_a}{p_e}\right)}$$

Mechanischer Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{mech}} = \frac{P_V}{P_T}$$

Die Druckverluste in den Wärmetauschern oder Brennkammern werden berücksichtigt. Die Punkte im T-s-Diagramm werden für alle Schaltungen abschnittsweise wie folgt berechnet:

Verdichter

$$T_a' = T_e \cdot \left(\frac{p_a}{p_e} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

$$T_a' = T_e + \frac{T_a' - T_e}{\eta_V} = T_e \cdot \left(1 + \frac{\left(\frac{p_a}{p_e} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1}{\eta_V} \right)$$

$$s_a - s_e = R \cdot \frac{1 - \eta_V}{\eta_V} \cdot \ln \frac{p_a}{p_e}$$

Wärmetauscher / Brennkammer / Zwischenüberhitzung

$$\begin{aligned} s_a(T_a, p_a) &= s_e(T_e, p_e) + \int_{T_e}^{T_a} c_p(T) \cdot \frac{dT}{T} - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right) = \\ &= s_e(T_e, p_e) + c_p \cdot \ln \left(\frac{T_a}{T_e} \right) - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right) \end{aligned}$$

$$s_a - s_e = c_p \cdot \ln \left(\frac{T_a}{T_e} \right) - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right)$$

Turbine

$$T_a = T_e - \frac{W_T}{c_p}$$

$$T_a' = T_e - \frac{T_e - T_a}{\eta_T}$$

$$p_a = p_e \cdot \left(\frac{T_a'}{T_e} \right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}}$$

$$s_a - s_e = R \cdot (1 - \eta_T) \cdot \ln \frac{p_e}{p_a}$$

Wärmetauscher / Brennkammer

$$\begin{aligned} s_a(T_a, p_a) &= s_e(T_e, p_e) + \int_{T_e}^{T_a} c_p(T) \cdot \frac{dT}{T} - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right) = \\ &= s_e(T_e, p_e) + c_p \cdot \ln \left(\frac{T_a}{T_e} \right) - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right) \end{aligned}$$

$$s_a - s_e = c_p \cdot \ln \left(\frac{T_a}{T_e} \right) - R \cdot \ln \left(\frac{p_a}{p_e} \right)$$

9.4 Wärmegestehungskosten automatischer Holzfeuerungen

Mit den Annahmen gemäss Kapitel 6.1.5 ergeben sich die in den folgenden Tabellen dargestellten Kapital- und Betriebsnebenkosten.

Kapitalkosten Referenzanlage Grundlasteinheit:

Grundlast [MW_{th}]		1 Holzkessel			2 Holzkessel			
		1	2	4	1	2	4	8
von Gesamtlast [MW_{th}]		3	6	12	3	6	12	24
Schnitzelsilo	kFr	160	225	335	160	225	335	575
Holzfeuerung	kFr	193	256	333	294	386	512	666
Elektrofilter	kFr	–	–	410	–	–	410	820
			(205)*			(205)		
Warmwasserkessel	kFr	46	63	100	46	63	100	170
Total Heizung	kFr	399	544	1178	500	674	1357	2231
			(749)			(879)		
spez. Invest.k.	kFr/kW	0.399	0.272	0.295	0.500	0.337	0.339	0.279
			(0.375)			(0.440)		
spez. Kapitalk.	Rp/kWh	0.96	0.65	0.71	1.20	0.81	0.81	0.67
			(0.90)			(1.06)		
Bau	kFr	87	122	184	140	175	245	368
spez. Invest.k.	kFr/kW	0.087	0.061	0.046	0.140	0.088	0.061	0.046
spez. Kapitalk.	Rp/kWh	0.14	0.10	0.07	0.23	0.14	0.10	0.08
gesamte spezifische Kapitalkosten der Grundlast	Rp/kWh	1.10	0.75	0.78	1.43	0.95	0.91	0.75
			(1.00)			(1.20)		

Tabelle 9.1: Kapitalkosten für den Grundlastteil der Referenzanlage (bei Einkesselanlage: 50% der Kosten des Holzkessels mit 66% der Gesamtleistung; bei Zweikesselanlage: Kosten für einen Holzkessel mit 33% der Gesamtleistung, siehe Annahmen).
Wärmegestehungskosten bei 4000 Vollbetriebsstunden der Grundlasteinheit und einer Annuität der Heizung von 9.6% und des Baues von 6.5% (Abschreibungszeit Heizung: 15 Jahre, Zinsfuss 5%; Abschreibungszeit Bau: 30 Jahre, Zinsfuss 5%).

*Werte in Klammern: 2 MW_{th} mit Elektrofilter

Kapitalkosten gesamte Referenzanlage:

Gesamtlast [MW_{th}]		1 Holzkessel			2 Holzkessel			
		3	6	12	3	6	12	24
Schnitzelsilo	kFr	325	450	675	325	450	675	1150
Holzfeuerung	kFr	386	512	666	588	772	1024	1332
Elektrofilter	kFr	–	–	820	–	–	820	1640
			(410)*			(410)		
Warmwasserkessel	kFr	92	126	200	92	126	200	340
Ölfeuerung	kFr	300	516	990	300	516	900	1900
Total Heizung	kFr	1103	1604	3351	1305	1864	3619	6362
			(2014)			(2274)		
spez. Invest.k.	kFr/kW	0.368	0.267	0.279	0.435	0.311	0.302	0.265
			(0.336)			(0.379)		
spez. Kapitalk.Rp	/kWh	1.77	1.28	1.34	2.09	1.49	1.45	1.27
			(1.61)			(1.82)		
Bau Holz	kFr	175	245	368	280	350	490	736
Bau Öl	kFr	72	108	174	72	108	174	295
Bau gesamt	kFr	247	353	542	352	458	664	1031
spez. Invest.k.	kFr/kW	0.082	0.059	0.045	0.117	0.076	0.055	0.043
spez. Kapitalk.Rp	/kWh	0.27	0.19	0.15	0.38	0.25	0.18	0.14
gesamte spezifische Kapitalkosten der Gesamtlast	Rp/kWh	2.04	1.47	1.49	2.47	1.74	1.63	1.41
			(1.80)			(2.07)		

Tabelle 9.2: Kapitalkosten für die gesamte Referenzanlage. Mittlere Wärmegestehungskosten bei 2000 Vollbetriebsstunden und einer Annuität der Heizung von 9.6% und des Baues von 6.5% (Abschreibungszeit Heizung: 15 Jahre, Zinsfuß 5%; Abschreibungszeit Bau: 30 Jahre, Zinsfuß 5%). *Werte in Klammern: 2 MW_{th} mit Elektrofilter

Betriebsnebenkosten gesamte Referenzanlage:

Gesamtlast [MW_{th}]		1 Holzkessel			2 Holzkessel			
		3	6	12	3	6	12	24
Instandhaltung	Fr/a	55	80 (101)*	168	65	93 (114)	181	318
Versicherung	Fr/a	20	29 (36)	58	25	35 (41)	62	111
Gesamt	Rp/kWh	1.26	0.91 (1.14)	0.94	1.50	1.07 (1.29)	1.02	0.89
Grundlast- anteil	Rp/kWh	0.84	0.61 (0.76)	0.63	1.00	0.71 (0.86)	0.68	0.60

Tabelle 9.3: Betriebsnebenkosten der gesamten Referenzanlage. Instandhaltungskosten inklusive Betriebsmittel: 5%/a der Investitionskosten der Heizung. Versicherungs- und Verwaltungskosten sowie Steuern: 1.5%/a der gesamten Investitionskosten. Grundlastanteil dieser Kosten proportional zum Wärmeerzeugungsanteil ausgewiesen ($4000 \times 0.33/2000$).
*Werte in Klammern: $2 MW_{th}$ mit Elektrofilter

Kapital- und Betriebsnebenkosten Referenzanlage:

Grundlast [MW_{th}] Gesamtlast [MW_{th}]	1 Holzkessel			2 Holzkessel			
	1 3	2 6	4 12	1 3	2 6	4 12	8 24
Mittlere Kapital- und Betriebsnebenkosten in Rp/kWh	3.3	2.4 (2.9)*	2.4	4.0	2.8 (3.4)	2.7	2.3
Kapital- und Betriebsnebenkosten der Grundlast in Rp/kWh	1.9	1.4 (1.8)	1.4	2.4	1.7 (2.1)	1.6	1.4

Tabelle 9.4: *Mittlere* spezifische Kapital- und Betriebsnebenkosten und spezifische Kapital- und Betriebsnebenkosten *der Grundlast*.
*Werte in Klammern: $2 MW_{th}$ mit Elektrofilter

9.5 Investitionskosten Dampfprozess

Für den Anwendungsbereich von Holzfeuerungen für WKK-Anlagen mittels Dampfprozess ergeben sich für Holzfeuerungen zwischen 1 MW_{th} und 4 MW_{th} die Investitionskosten in Tabelle 9.5. Bei der Anwendung zur Dampferzeugung ist der Kostenanteil für den Dampfteil wesentlich höher als für die Feuerungsanlage. Die Wirtschaftlichkeit von WKK-Anlagen auf Basis der Verbrennung wird deshalb durch die Kosten der Feuerungsanlage nur unwesentlich beeinflusst.

Einheit: kFr	Komponente	Spezifikation	Wärmeleistung		
			1 [MW _{th}]	2 [MW _{th}]	4 [MW _{th}]
	Schnitzelsilo	Silo mit Kran	260	325	450
	Holzfeuerung	mit Unterschub	266	343	455
		mit Rost	294	386	512
	Abgasreinigung	Elektrofilter	–	–	410
	Dampfkessel*	40 bar, 400 °C überhitzt	1015	1400	1925
		30 bar, 234 °C Sattdampf	579	810	1157
		22 bar, 350 °C überhitzt	616	805	1120
		16 bar, 200 °C Sattdampf	316	443	632
		16 bar, 350 °C überhitzt	415	581	830
		6 bar, 160 °C Sattdampf	217	301	431
	Warmwasserkessel	2 bar, 100 °C Warmwasser	46	63	100
	Thermische Anlage		290	470	790
	Stromerzeugung	Dampf-Schraubenmotor (DSM)	770	940	1100
		Dampf- Kolbenmotor (DKM)	450	560	950
		Axial-Dampfturbine (ADT)	260	450	780
	Ölfeuerung		300	516	990

Tabelle 9.5: Investitionskosten in Tausend Franken. Alle Kosten enthalten auf Basis der Apparatelkosten 10% Planungshonorar und 10% für elektrische Verkabelung; Ausnahme Silo: nur Planungshonorar, keine elektrische Verkabelung [Biollaz und Nussbaumer 1996].

9.6 Kapitalkosten von Stromerzeugungsanlagen

Typ	Spezifikation	Leistung		Invest.-kosten kFr/kW _{el}	Nutzung a	jährl. Betriebszeit h/a	Kapitalkosten Rp/kWh _{el}	Quelle
		elektrisch h MW _{el}	Heizung MW _{Heiz}					
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.02$ $\eta_{ges}=0.95$ $\sigma=0.02$ Verdichtung. einst., Exp. mit einf. Zwi.ü.	0.076	4.7	6.6	15	4000	17	Holzer und Harasek 1996
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.25$ $\eta_{ges}=0.70$ $\sigma=0.55$ Vergasung	1.6	2.9	9.3	20	4000	20	Schaller 1995
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.1$ Verdicht. einst., Exp. o. Zwi.ü.	0.1	1	4.5	15	4000	12	Podesser et al. 1992
Stirlingmotor, Luft, WKK	$\eta_{el}=0.21$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.04$	0.036	0.1	4.2	15	4000	11	Carlsen et al. 1996/1997
Stirlingmotor, Luft, WKK	$\eta_{el}=0.21$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.33$	0.1	0.3	3.5	15	4000	9.0	Podesser et al. 1992
Dampfkolben- motor, WKK	$\eta_{el}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.11$	0.11	1	20	25	4000	39	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfkolben- motor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.23	2	12	25	4000	23	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfkolben- motor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.46	4	10	25	4000	20	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfschrau- benmotor, WKK	$\eta_{el}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.12	1	21	25	4000	41	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfschrau- benmotor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.26	2	12	25	4000	23	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfschrau- benmotor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.50	4	9.5	25	4000	19	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.07$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.095	1	24	25	4000	47	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.26	2	12	25	4000	23	Biollaz u. Nussbaumer 1996

Dampfturbine, WKK	$\eta_{ei}=0.11$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.15$	0.60	4	8	25	4000	16	Biollaz u. Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{ei}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.1	0.75	3.8	25	4000	7.4	Podesser et al. 1992
Dampfturbine, WKK	$\eta_{ei}=0.13$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.19$	0.7	3.6	11	25	4000	21	Baumgartner et al. 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{ei}=0.18$ $\eta_{ges}=0.82$ $\sigma=0.28$	1.7	6.1	2.4	25	4000	4.7	Seeger 1993
Organic-Rankine- Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.05	0.5	11	15	4000	28	Renz 1996
Organic-Rankine- Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.1	1	8.9	15	4000	23	Renz 1996
Organic-Rankine- Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.2	2	7.6	15	4000	20	Renz 1996
Vergasung u. Ver- brennungsm., WKK	$\eta_{ei}=0.2$ $\eta_{ges}=0.7$ $\sigma=0.4$	0.2	ca. 0.5	5	15	4000	13	Sharan et al. 1996
P-IGCC, WKK, Druckverg. Kombi	$\eta_{ei}=0.39$ $\eta_{ges}=0.69$ $\sigma=1.3$	30	23	3.6	20	4000	7.8	Solantausta et al. 1996
A-IGCC, WKK Vergasung Kombi	$\eta_{ei}=0.33$ $\eta_{ges}=0.68$ $\sigma=0.94$	29	31	3.7	20	4000	8.0	Solantausta et al. 1996
P-STIG, WKK Druck-verg. Dampf in GT	$\eta_{ei}=0.31$ $\eta_{ges}=0.73$ $\sigma=0.77$	24	32	4.5	20	4000	9.8	Solantausta et al. 1996
Pyro-CC, WKK Pyrolyse Kombi	$\eta_{ei}=0.23$ $\eta_{ges}=0.45$ $\sigma=1.0$	29	28	1.9	20	4000	4.1	Solantausta et al. 1996

Tabelle 9.6: Kapitalkosten WKK mit Biomasse, Heizleistung zum Teil geschätzt, *Pyrolyse nur Heizkraftwerk ohne Pyrolyseölproduktionsanlage.*

Typ	Spezifikation	Leistung		Invest.-kosten kFr/kW _{el}	Nutzung a	jährl. Betriebszeit h/a	Kapitalkosten Rp/kWh _{el}	Quelle
		elektrisch h MW _{el}	Heizung MW _{Heiz}					
Dampfturbine mit Brennstofftrocknung	$\eta_{el}=0.27$	107	0	1.9	25	8000	1.9	McMullan et al. 1995
Dampfturbine ohne Brennstofftrocknung	$\eta_{el}=0.26$	77	0	1.6	25	8000	1.6	McMullan et al. 1995
Kombikraftwerk	$\eta_{el}=0.42$	43	0	2.8	25	8000	2.7	McMullan et al. 1995
P-IGCC Druckvergasung Kombikraftw.	$\eta_{el}=0.42$	32	0	3.3	20	8000	3.6	Solantausta et al. 1996
A-IGCC Vergasung Kombikraftwerk	$\eta_{el}=0.36$	33	0	3.3	20	8000	3.6	Solantausta et al. 1996
P-STIG Druckvergasung Dampf in GT	$\eta_{el}=0.31$	24	0	4.2	20	8000	4.6	Solantausta et al. 1996
A-GDP Vergasung und Dieselmotor	$\eta_{el}=0.33$	25	0	3.4	20	8000	3.7	Solantausta et al. 1996
Pyro-DP Pyrolyse und Dieselmotor	$\eta_{el}=0.22$	25	0	2.8	20	8000	3.0	Solantausta et al. 1996
Pyro-CC Pyro Kombikraftwerk	$\eta_{el}=0.25$	32	0	1.7	20	8000	1.97	Solantausta et al. 1996
Zufeuerung Kohlekraftwerk ohne Grundkosten	Zusatzkosten 0.12–0.24kFr/kW inst. therm.		0	Zusatzkosten 0.3 – 0.6	20	8000	Zusatzkosten 0.3 – 0.6	Spliethoff et al. 1996

Tabelle 9.7: Kapitalkosten Kraftwerk mit Biomasse, *Pyrolyse nur Kraftwerk, ohne Pyrolyseölproduktionsanlage.*

Typ	Spezifikation	Leistung		Invest.-kosten kFr/kW _{el}	Nutzung a	jährl. Betriebszeit h/a	Kapitalkosten Rp/kWh _{el}	Quelle
		elektrisch h MW _{el}	Heizung MW _{Heiz}					
Dampfturbine Gas/Heizöl, WKK	$\sigma=0.2 - 0.4$	20 – 100		1.6 – 2.4	25	4000	3.1 – 4.7	Schönberg und Althaus 1995
Dampfturbine Kohle, WKK	$\sigma=0.2 - 0.4$	30 – 250		2.4 – 4.8	25	4000	4.7 – 9.4	Schönberg und Althaus 1995
Gasturbine Gas/Heizöl, WKK	$\sigma=0.4 - 0.7$	1 – 100		1.3 – 2.2	20	4000	2.8 – 4.8	Schönberg und Althaus 1995
Kombikraftwerk Gas/ Heizöl, WKK	$\sigma=0.7 - 1.3$	20 – 400		1.2 – 1.8	20	4000	2.6 – 3.9	Schönberg und Althaus 1995

BHKW, WKK	$\sigma=0.5 - 1$	0.05 – 10		1.8 – 4	15	4000	4.6 – 10	Schönberg und Althaus 1995
Dieselmotorkraft- werk Macau	$\eta_{el}=0.49$	2x53	0	1.48	20	8000	1.6	Coloane 1996

Tabelle 9.8: Kapitalkosten fossile Kraftwerke und Heizkraftwerke, (Die Marktpreise für konventionelle Kohlekraftwerke sind heute (1996) tiefer, ca. 0.6 kFr/kW_{el}; gleiches gilt für BHKW, <1.5 kFr/kW_{el} bei 400 kW_{el})

9.7 Betriebsnebenkosten von Stromerzeugungsanlagen

Typ	Spezifikation	Leistung		Betriebsnebenkosten Rp/kWh _{el}	Quelle
		elektrisch MW _{el}	Heizung MW _{Heiz}		
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.02$ $\eta_{ges}=0.95$ $\sigma=0.02$ einst. Verd., Exp. mit einf. Zwi.ü.	0.076	4.7	6	Holzer und Harasek 1996
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.25$ $\eta_{ges}=0.70$ $\sigma=0.55$ Vergasung	1.6	2.9	15	Schaller 1995
Heissluftprozess Gasturbine, WKK	$\eta_{el}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.1$ einst. Verdichtung, Exp. o. Zwi.ü.	0.1	1	15	Podesser et al. 1992
Stirlingmotor, Luft, WKK	$\eta_{el}=0.21$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.04$	0.036	0.1	7	Carlsen et al. 1996/1997
Stirlingmotor, Luft, WKK	$\eta_{el}=0.21$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.33$	0.1	0.3	11	Podesser et al. 1992
Dampfkolben-motor, WKK	$\eta_{el}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.11$	0.11	1	28	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfkolben-motor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.23	2	16	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfkolben-motor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.46	4	14	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfschraubenmotor, WKK	$\eta_{el}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.12$	0.12	1	33	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfschraubenmotor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.26	2	18	Biollaz und Nussb. 1996
Dampfschraubenmotor, WKK	$\eta_{el}=0.09$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.50	4	14	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.07$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.095	1	34	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.26	2	16	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.11$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.15$	0.60	4	12	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.10$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.13$	0.1	0.75	20 – 43	Biollaz und Nussbaumer 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.13$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.19$	0.7	3.6	18	Baumgartner et al. 1996
Dampfturbine, WKK	$\eta_{el}=0.18$ $\eta_{ges}=0.82$ $\sigma=0.28$	1.7	6.1	6	Seeger 1993

Organic-Rankine-Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.05	0.5	18	Renz 1996
Organic-Rankine-Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.1	1	14	Renz 1996
Organic-Rankine-Cycle, WKK	$\eta_{ei}=0.08$ $\eta_{ges}=0.85$ $\sigma=0.10$	0.2	2	12	Renz 1996
Vergasung u. Verbrennungsm., WKK	$\eta_{ei}=0.2$ $\eta_{ges}=0.7$ $\sigma=0.4$	0.2	ca. 0.5	8	Sharan et al. 1996
P-IGCC, WKK, Druckverg. Kombi	$\eta_{ei}=0.39$ $\eta_{ges}=0.69$ $\sigma=1.3$	30	23	1.6	Solantausta et al. 1996
A-IGCC, WKK Vergasung Kombi	$\eta_{ei}=0.33$ $\eta_{ges}=0.68$ $\sigma=0.94$	29	31	1.6	Solantausta et al. 1996
P-STIG, WKK Druckverg. Dampf in GT	$\eta_{ei}=0.31$ $\eta_{ges}=0.73$ $\sigma=0.77$	24	32	1.9	Solantausta et al. 1996
Pyro-CC, WKK Pyrolyse Kombi	$\eta_{ei}=0.23$ $\eta_{ges}=0.45$ $\sigma=1.0$	29	28	0.6	Solantausta et al. 1996

Tabelle 9.9: Betriebsnebenkosten Gesamtanlage WKK mit Biomasse, Heizleistung zum Teil geschätzt *Pyrolyse nur Heizkraftwerk ohne Pyrolyseölproduktionsanlage*

Typ	Spezifikation	Leistung		Betriebsnebenkosten Rp/kWh _{ei}	Quelle
		elektrisch MW _{ei}	Heizung MW _{Heiz}		
Dampfturbine mit Brennstofftrocknung	$\eta_{ei}=0.27$	107	0	3	McMullan et al. 1995
Dampfturbine ohne Brennstofftrocknung	$\eta_{ei}=0.26$	77	0	2.5	McMullan et al. 1995
Kombikraftwerk	$\eta_{ei}=0.42$	43	0	4	McMullan et al. 1995
P-IGCC Druckvergasung Kombikraftw.	$\eta_{ei}=0.42$	32	0	1.4	Solantausta et al. 1996
A-IGCC Vergasung Kombikraftwerk	$\eta_{ei}=0.36$	33	0	1.4	Solantausta et al. 1996
P-STIG Druckvergasung Dampf in GT	$\eta_{ei}=0.31$	24	0	1.8	Solantausta et al. 1996
A-GDP Vergasung und Dieselmotor	$\eta_{ei}=0.33$	25	0	2.2	Solantausta et al. 1996
Pyro-DP Pyrolyse und Dieselmotor	$\eta_{ei}=0.22$	25	0	0.8	Solantausta et al. 1996
Pyro-CC Pyro Kombikraftwerk	$\eta_{ei}=0.25$	32	0	0.6	Solantausta et al. 1996

Tabelle 9.10: Betriebsnebenkosten Kraftwerke mit Biomasse, Heizleistung zum Teil geschätzt *Pyrolyse nur Kraftwerk ohne Pyrolyseölproduktionsanlage*

Typ	Spezifikation	Leistung		Betriebsnebenkosten Rp/kWh _{el}	Quelle
		elektrisch MW _{el}	Heizung MW _{Heiz}		
Dampfturbine Gas/Heizöl, WKK	$\sigma=0.2 - 0.4$	20 – 100		1.5	Schönberg und Althaus 1995
Dampfturbine Kohle, WKK	$\sigma=0.2 - 0.4$	30 – 250		4.9	Schönberg und Althaus 1995
Gasturbine Gas/ Heizöl, WKK	$\sigma=0.4 - 0.7$	1 – 100		2.2	Schönberg und Althaus 1995
Kombikraftwerk Gas/ Heizöl, WKK	$\sigma=0.7 - 1.3$	20 – 400		1.4	Schönberg und Althaus 1995
BHKW, WKK	$\sigma=0.5 - 1$	0.05 – 10		3.4	Schönberg und Althaus 1995
Dieselmotorkraftwerk Macau	$\eta_{el}=0.49$	2*53		1.2	Coloane 1996

Tabelle 9.11: Betriebsnebenkosten fossile Kraftwerke und Heizkraftwerke, Heizleistung zum Teil geschätzt.

10 Literatur

- Baehr, H. D.:* Thermodynamik, 8. Auflage, Springer Berlin, 1992
- Bammert, K.:* A General Review of Closed-Cycle Gas Turbines using Fossil, Nuclear and Solar Energy. Thiemig, München 1975
- Baumgartner, B.; Finger, M.:* Fernwärme-Heizwerk mit Wärme-Kraft-Kopplung in Meiringen, 4. Holzenergie-Symposium: Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärme-Kraft-Kopplung, ETH Zürich, 1996
- Beenackers, A.; Maniatis, K.:* Gasification Technologies for Heat and Power from Biomass, Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, Biomass for Energy and the Environment, Copenhagen, 24. – 27. 6.1996, 228 – 259
- Bierter, W.; Gaegauf, Ch.:* Holzvergasung, Umweltfreundliche und effiziente Energieholznutzung, Alternative Konzepte 39, C. F. Müller, Karlsruhe 1982
- Biollaz, S.; Nussbaumer, Th.:* Einsatz von Rostfeuerungen für Holz und Halmgüter. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärmekraftkopplung, 4. Holzenergie-Symposium am 18.10.1996, ETH Zürich, ENET, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 9 – 41
- Biollaz, S.; Renz, P.; Nussbaumer, Th.:* Schraubenmotor zur Wärmekraftkopplung mit Holz: Anlagenkonzept und Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Dampfturbine und Dampf-Kolbenmotor. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärmekraftkopplung, 4. Holzenergie-Symposium am 18.10.1996, ETH Zürich, ENET, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 239 – 266
- Bridgwater, A. (Ed.):* Advances in Thermochemical Biomass Conversion, IEA Bioenergy, Chapman and Hall, London 1993
- Bridgwater, A.:* Biomass Pyrolysis and Gasification – A Review. Biomass Summer School, Schloss Stein (Austria), July 29 - Aug 2 1996, coord. by I. Obernberger, M. Narodoslawsky (Institute of Chemical Engineering, Technical University of Graz)
- Bridgwater, A.; Boocock, D. (Eds.):* Developments in Thermochemical Biomass Conversion, Blackie Academic and Professional, Chapman and Hall, London 1997, ISBN 0 7514 0350 4
- Brouwers, J.:* Rotational particulate separator: A new method for separating fine particulates and mists from gases, Chem. Eng. & Technol. 19, 1-10, 1996
- BTG: Development of Standard Procedures for Gas Quality in Biomass Gasifier/Power Generation Systems, final report of the EWAB and EC Joule proj. JOU2-CT93-0408, carried out by BTG (Biomass Technology Group BV), Enschede (Netherlands), June 1995
- Bühler, R.:* Stand der Technik von Holzvergasungsanlagen. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Neue Erkenntnisse zur thermischen Nutzung von Holz, Tagungsband zum 3. Holzenergie-Symposium vom 21. Oktober 1994 an der ETH Zürich, 195-224
- Carlsen, H.; Ammundsen, N.; Trærup, J.:* 40 kW Stirling Engine for Solid Fuel, 31th Intersociety Energy Conversion Conference (IECEC), Nr 96461, Washington DC, August 1996
- Carlsen, H.; Bovin, J.:* Persönliche Mitteilung, Februar 1997

- Coloane: Coloane Powerstation - 3rd Extension, Faltblatt, Macau 1996
- Covelli, B.* : Simulation Biometh, Bericht im Sektor Technik Projekt "Biometh". Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen, Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), Bern, April 1995
- Czernik, S.; Köberle, P.; Jollez, P.; Bilodeau, J.; Chornet, E.*: Gasification of Residual Biomass via the Biosyn Fluidized Bed Technology. Paper distributed at the IEA Biomass gasification meeting in Magog, Quebec (Canada), 1992
- De Ruyck, J.; Allard, G.; Maniatis, K.*: An externally fired evaporative Gas Turbine Cycle for small scale Biomass Gasification, Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, Biomass for Energy and the Environment, Copenhagen, 24. – 27. 6.1996, 260 – 265
- Diebold, J.; Bridgwater, A.*: Overview of Fast Pyrolysis of Biomass for the Production of Liquid Fuels. In: A. Bridgwater and D. Boocock (Eds.): Developments in Thermochemical Biomass Conversion, Blackie Academic and Professional, Chapman and Hall, London 1997, ISBN 0 7514 0350 4, 5 – 23
- Eder, F.*: Einsatz und Marktchancen von Stirling- und Heissgasmotoren, BWK 49 (1997) Nr. 1/2, 42 – 45
- EWZ: Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, Tarife, gültig ab 1. 4. 1993
- Feldmann, H.; Paisley, M.; Appelbaum, H.; Taylor, D.*: Conversion of Forest Residues to a Methane-Rich Gas in a High-Throughput Gasifier, Pacific Northwest Laboratory, Richland (USA), 1988
- Fruttschi, H.*: Kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken, Escher Wyss Mitteilungen **38**, 1966 34–42
- Gabathuler, H.*: Elektrizität und Wärme, Grundlagen und Zusammenhänge, Ravel, BfK, Bern 1993, ISBN 3-905233-15-0
- Gaegauf, C.; Steiger, A.; Zumsteg, H.*: Bau und Test eines 1.5 kW Freikolben-Stirling-Generators, Ökozentrum Langenbruck, 1995
- Good, J.; Nussbaumer, Th.; Bühler, R.; Jenni, A.*: Erfolgskontrolle SNCR-Verfahren zur Entstickung von Holzfeuerungen, Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), 3003 Bern, 1996
- Graham, R.; Bain, R.*: Biomass Gasification: Hot-Gas Clean-Up. Report submitted to the International Energy Agency (IEA) Biomass Gasification Working Group, Dec. 21, 1993
- Grohe, H.*: Otto- und Dieselmotoren, 6. Auflage, Vogel, Würzburg 1982, ISBN 3-8023-0052-1
- Gronli, M.*: A Theoretical and Experimental Study of the Thermal Degradation of Biomass, the Norwegian University of Science and Technology, Trondheim 1996
- Gros, S.*: Pyrolysis Oil as Diesel Fuel, Vortrag am Seminar on Power Production from Biomass II, (org. VTT Energy a.o.), Espoo, Finland, 27-28 March 1995, Infobroschüre der Firma Wartsila Diesel Int. Ltd. (Finnland)
- Gust, S.; Nylund, N.; Sipilä, K.*: Pyrolysis Activities in Finland – Utilization Tests of Pyrolyzed Fuel Oils, Poster Präsentation am Seminar on Power Production from Biomass II, (org. VTT Energy a.o.), Espoo, Finland, 27-28 March 1995
- Haselbacher, H.*: Entwicklung einer holzstaubgefeuerten Gasturbinenbrennkammer, Österreichische Ingenieur- und Architekten-Zeitschrift (ÖIAZ) 140.Jg, 1995 **10-11**, 400-405
- Hasler, Ph.; Nussbaumer, Th.; Bühler, R.*: Vergasung von Biomasse für die Methanol-Synthese. Schlussbericht im Sektor Technik Projekt "Biometh". Forschungsprogramm Biomasse, Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), 3003 Bern, April 1994

- Hasler, Ph.; Nussbaumer, Th.; Bühler, R.:* Vergasung von belasteten Brennstoffen zu Synthesegas. Schlussbericht im Sektor Technik Projekt "Biometh". Forschungsprogramm Biomasse, Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW), 3003 Bern, Juni 1995
- Heizung Klima: Produzentenpreise für Holzschnitzel, Quelle Bundesamt für Statistik, Heizung Klima Nr. 5 1996, S. 12
- Holzer, P.; Harasek, M.:* Kraft-Wärme-Kopplung mittels Heissluft-Prozess auf Basis Biomasse, Institut für Verfahrens-, Brennstoff- und Umwelttechnik der TU-Wien, Wien, 1996
- Katofsky, R.:* The Production of Fluid Fuels from Biomass, Princeton University, center for energy and environmental studies, PU/CEES Report No. 279, June 1993
- Kaufmann, H.:* Vergasung von Holz und Gras in Festbettvergasern, in: Neue Erkenntnisse zur thermischen Nutzung von Holz, 3. Holzenergiesymposium, 21. Oktober 1994, ETH Zürich, 225-250
- Kaupp, A.; Goss, J.:* Small Scale Gas Producer Engine Systems, Freidrich Vieweg Verlag Braunschweig, Wiesbaden, 1984
- Keller, R.:* Primärmassnahmen zur NO_x-Minderung bei der Holzverbrennung mit dem Schwerpunkt der Luftstufung, Diss ETH Nr. 10514, Zürich 1994
- Kistler, R.:* Das Verhalten der Schwermetalle bei der Pyrolyse von Klärschlamm, Diss ETH Nr. 7954, Zürich 1986
- Knoef, H.:* State of Small-Scale Biomass Gasification Technology, final report for NOVEM, prepared by BTG (Biomass Technology Group BV), Enschede (Netherlands), September 1996
- Krumdieck, S.:* An Investigation of the Potential Utilization of Biomass Pyrolysis Oils: Combustor Design and Combustion Characterization, University of Colorado at Boulder, Center for Combustion Research, Dept. of Mech. Eng., Oct. 1996
- Kugeler, K.; Phlippen, P.:* Energietechnik, Springer 1990 und Springer 1992 (2. Auflage)
- Kurkela, E.; Stahlberg, P.; Simell, P.; Leppälähti, J.:* Updraft Gasification of Peat and Biomass, Biomass 19 (1989), 37-46
- Kurkela, E.; Stahlberg, P.; Laatikainen, J.; Nieminen, M.:* Removal of Particulates and Alkali Metals from Pressurized Fluid- Bed Gasification of Peat and Biomass. Gas Cleanup for Gas Turbine Applications, Energy from Biomass and Wastes XV (1991)
- Löffler, J.:* CFB-Gasification Pöls. Lime Kiln Operation, paper presented at the IEA Biomass Gasification Meeting in Espoo, Finland, Sept. 17-20, 1991
- McMullan, J.; Williams, P.; Campbell, P.; McLlveen-Wright, D.; Bemtgen, J.:* Techno-Economic Assessment Studies of Fossil Fuel and Fuel Wood Power Generation Technologies, Joule II-Programme R&D in Clean Technology, CIEMAT, Spain, 1995
- Mehrling P.; Reimert, R.:* Entwicklung eines Verfahrens zur Vergasung von Biomassen nach dem Prinzip der Zirkulierenden Wirbelschicht, Lurgi GMBH Frankfurt am Main, Bundesministerium für Forschung und Technologie BMFT-FB 86-009, 1986
- Nieminen, M.; Simell, P.; Leppälähti, J.; Stahlberg, P.; Kurkela, E.:* High-temperature cleaning of biomass derived fuel gas, 9th European Conf. on Bioenergy, Copenhagen, 24-27 June 1996
- Nussbaumer, Th.:* Stickoxide bei der Holzverbrennung, Heizung Klima Nr. 12 1988, 51-62
- Nussbaumer, Th.:* Schadstoffbildung bei der Verbrennung von Holz, Diss ETH Nr. 8838, Zürich 1989
- Nussbaumer, Th.:* Grundlagen der Holzvergasung, Heizung Klima Nr. 7, 1990 (a)

- Nussbaumer, Th.:* Anlagentechnik der Holzvergasung und offene Fragen beim Einsatz von belastetem Altholz, Heizung Klima Nr. 9, 1990 (b)
- Nussbaumer, Th.:* Grundlagen der Holzverbrennung, Schweizerische Schreinerzeitung Nr. 16 1991
- Nussbaumer, Th.:* Energetische Nutzung von Altholz zur Wärmeerzeugung, Heizung Klima Nr. 3, 1995, 115 – 123
- Nussbaumer, Th.:* Biomass Combustion: Basic Principles and Application of Grate-Furnaces, Understoker Furnaces and Dust Combustors, Biomass Summer School, Schloss Stein, Styria (Austria), 29.7. – 2.8. 1996
- Nussbaumer, Th.:* Primär- und Sekundärmaßnahmen zur NO_x-Minderung in Biomassefeuerungen, VDI-Berichte 1319, VDI-Verlag Düsseldorf 1997, 141 – 166
- Nussbaumer, Th.; Good, J.; Jenni, A.; Koch, P.; Rutschmann, Ch.:* Projektieren automatischer Holzfeuerungen, Pacer, BfK, Bern 1995, 191 S., ISBN 3-905232-63-4
- Piatkowski, R.; Kauder, K.:* Schraubenmotor zur Wärmekraftkopplung: Stand der Technik. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärmekraftkopplung, 4. Holzenergie-Symposium am 18.10.1996, ETH Zürich, ENET, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 223 – 238
- Podesser, E.; Novy, M.; Padinger, R.:* Entwicklung eines mit Holz betriebenen Sirling-Kleinkraftwerkes zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung – Phase I, Joanneum Research, Graz, 1992
- Podesser, E.:* Stand der Technik von zwei Konzepten zur Wärmekraftkopplung mit Holz: Heissluftturbine und Stirlingmotor. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärmekraftkopplung, 4. Holzenergie-Symposium am 18.10.1996, ETH Zürich, ENET, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 177 – 204
- Reed, T.:* Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems, NREL (ehemals SERI), 1988
- Reed, T.:* On a Gasification Tour over the World, Biomass Users Network India, 1.3 1997, 4 – 5
- Renz, P.:* Stromerzeugung aus Holz mit einer ORC-Anlage, Laboratorium für Energiesysteme ETH-Zürich, 1996
- Salo, K.; Keränen, H.:* Biomass IGCC, Seminar on Power Production from Biomass II, 27-28 March 1995, Espoo Finland
- Salzmann R.; Nussbaumer, Th.:* Zweistufige Verbrennung mit Reduktionskammer und Brennstoffstufung als Primärmaßnahmen zur Stickoxidminderung bei Holzfeuerungen, Institut für Energietechnik ETH-Zürich, 1995
- Scahill, J.; Diebold, J.; Feik, C.:* Removal of Residual Char Fines from Pyrolysis Vapors by Hot Gas Filtration. In: A. Bridgwater and D. Boocock (Eds.): Developments in Thermochemical Biomass Conversion, Blackie Academic and Professional, Chapman and Hall, London 1997, ISBN 0 7514 0350 4, 253 – 266
- Schaller, W.:* Biomasseprojekte der EFG in Österreich, Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft Nr. 4, 1995
- Schmidt, J.:* Technologie der Gaserzeugung, Band II Vergasung, VEB-Verlag Leipzig 1966, 222-244
- Schmidt, L.:* Untersuchung zu Kombiprozessen mit geschlossenem Gasturbinenkreislauf zur Bewertung des Wirkungsgradpotentials, Dissertation TH-Darmstadt, 1993
- Schönberg, I.; Althaus, W.:* Kostenschätzung und Kostenrechnung in der Fernwärmewirtschaft, FWI 24 1995, 101-118

- Seeger, K.:* Technische Rahmenbedingungen der Energiegewinnung aus Holz, Energiegewinnung aus Holz LIGNA Hannover '93, Hrsg. Becker G., Göttingen 1993
- Sharan, H.; Richers, C.; Giordano, P.:* Offener absteigender Gleichstrom-Vergaser zur Wärmekraftkopplung mit Holz. In: Nussbaumer, Th. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärmekraftkopplung, 4. Holzenergie-Symposium am 18.10.1996, ETH Zürich, ENET, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1996, 205 – 222
- Sharan, H.; Bühler, R.; Giordano, P.; Salzmann, R.; Hasler, Ph.:* Adaptation du gazéification IISc/DASAG pour une application en Suisse, rapport final de phase 1, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1997
- 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
- Sonnemann, G.:* Vergleich motorischer Kennwerte bei Einsatz alternativer Kraftstoffe und Verbrennungsverfahren, VDI Fortschrittsberichte Nr. 154, Reihe 12 Verkehrstechnik/Fahrzeugtechnik, VDI Düsseldorf, 1991
- Spliethoff, H.; Siegle, V.; Hein, K.:* Zufeuerung von Biomasse in Kohlekraftwerken: Auswirkungen auf Betrieb, Emissionen und Rückstände, Technik und Kosten, 4. Holzenergie-Symposium: Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärme-Kraft-Kopplung, ETH Zürich, 1996
- Stassen, H.; Koele, H.:* The use of LCV-gas from biomass gasifiers in internal combustion engines, Proc. Int. Conference gasification and pyrolysis of biomass – state of the art and future prospects, Stuttgart April 1997
- Strauss, K.:* Kraftwerkstechnik, Springer 1992, ISBN 3-540-54950-1
- Stucki, S.:* Biometh – Beurteilung der Machbarkeit der Demonstrationsanlage, Stand Ende März 1994, Paul Scherrer Institut, Villigen, 1994
- Stucki, S.:* Biometh – Umweltfreundlicher Treibstoff aus Abfällen. Sales Kit für das Biometh Projekt, Paul Scherrer Institut, CH-5232 Villigen PSI, November 1995
- Taygun, F.; Schmitt, D.:* Erfahrungen mit konventionellen geschlossenen Gasturbinen und ihre Zukunft in der Nukleartechnik, Escher Wyss Mitteilungen, 48–56 1972
- Trebbi, G.; Rossi, C.; Pedrelli, G.:* Plans for the Production and Utilization of Bio-oil from Biomass Fast Pyrolysis. In: A. Bridgwater and D. Boocock (Eds.): Developments in Thermochemical Biomass Conversion, Blackie Academic and Professional, Chapman and Hall, London 1997, ISBN 0 7514 0350 4, 378 – 387
- Walker, G.; Fauvel, O.; Reader, G.; Bingham, E.:* The Stirling Alternative, Power Systems, Refrigerants and Heat Pumps, Gordon and Breach, Yverdon 1994
- Wellinger, A.; Baserga, U.; Edelmann, W.; Egger, K.; Seiler, B.:* Biogas-Handbuch, Grundlagen – Planung – Betrieb landwirtschaftlicher Biogasanlagen, Wirz, Aarau 1991