

Energetische, exergetische und ökonomische
Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur
Stromerzeugung aus Biomasse

Vom Promotionsausschuss der
Technischen Universität Hamburg-Harburg
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)
genehmigte Dissertation

von
Dipl.-Ing. Lars Wiese

aus Hamburg

2007

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. A. Kather
Prof. Dr.-Ing. M. Kaltschmitt
Prof. Dr.-Ing. R. Eggers
Prof. Dr.-Ing. J. Werther

Tag der mündlichen Prüfung: 21.12.2007

Veröffentlicht als Fortschrittsbericht im VDI-Verlag, Titel: „Energetische, exergetische und ökonomische Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur Stromerzeugung aus Biomasse“, Autor: Lars Wiese, Reihe Energietechnik, Nr. 569, ISBN 978-3-18-35609-9

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Assistent am Institut für Energietechnik der Technischen Universität Hamburg-Harburg im Rahmen eines vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz geförderten Projektes.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. A. Kather für die wissenschaftliche Betreuung und seiner stetigen Hilfsbereitschaft während meiner Tätigkeit am Institut sowie für die Anregungen bei der Ausarbeitung der Dissertation.

Weiterhin danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. M. Kaltschmitt für die Übernahme des Korreferates und für die Kooperation bei den institutsübergreifenden Arbeiten zur Bewertung unterschiedlicher Biomassevergasungsanlagen.

Ferner danke ich sowohl Frau Dr.-Ing. K. Abel-Günther für ihre unermüdliche Hilfe als auch Herrn Prof. Dr.-Ing. H. Rulfs und Herrn Prof. Dr.-Ing. O. Geisler für die Unterstützung bei meiner Arbeit am Institut.

Herrn R. Meyer-Kruskopf danke ich für die tatkräftige Mitarbeit bei der Durchführung der Messkampagnen an den unterschiedlichen Biomassevergasungsanlagen und Frau E. Müller für Ihren anhaltenden Einsatz bei der Erstellung technischer Zeichnungen.

Schließlich danke ich allen weiteren Mitarbeitern des Lehrstuhls für eine Vielzahl hier unerwähnter Hilfestellungen, den wertvollen Diskussionen oder der Mitwirkung an netzwerkübergreifenden, numerischen Simulationen ebenso wie den Studenten, die mit ihren Studien- und Diplomarbeiten zu meiner Dissertation beigetragen haben.

Hannover, Dezember 2007

Lars Wiese



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	V
Symbolverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
2 Stand der Wissenschaft	4
3 Ziel der Arbeit	8
4 Beschreibung eines VHKW	10
4.1 Biomasseaufbereitung	10
4.2 Vergasungsreaktor	11
4.2.1 Chemische Vorgänge	11
4.2.2 Vergasungsreaktorbauarten	12
4.2.3 Teerbildung	15
4.2.4 Kennzahlen der unterschiedlichen Vergasungsreaktoren	16
4.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)	17
4.4 Gasaufbereitung	20
5 Stand der Technik	22
5.1 Übersicht über errichtete Anlagen	22
5.2 Betriebliche Probleme	25
5.2.1 Teerproblematik	25
5.2.2 Weitere Herausforderungen	27
6 Energetische und exergetische Kennzahlen	30
6.1 Energetische Grundlagen von KWK-Anlagen	30
6.2 Energetische Kennzahlen von KWK-Anlagen	33
6.3 Exergetische Kennzahlen von KWK-Anlagen	37
6.4 Vergleich von Vergasungs- und Dampfheizkraftwerken	41
7 Ökonomische Grundlagen	44
7.1 Spezifische Stromgestehungskosten	44
7.2 Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten	46
7.3 Spezifische Stromgestehungskosten eines VHKW	48
7.4 Gesetzlich garantierte Einspeisevergütung	49
8 Exergetisch-ökonomische Optimierung	53
8.1 Spezifische Exergiekosten	54
8.2 Exergetisch-ökonomische Kennzahlen	56
8.3 Beispiel einer exergetisch-ökonomischen Analyse eines VHKW	58

9	Messungen an VHKW	61
9.1	Anlagenbeschreibung und Versuchsdurchführung	62
9.1.1	Carbo-V-VHKW in Freiberg, Deutschland	62
9.1.2	Viking-VHKW der DTU, Dänemark	66
9.1.3	FICFB-VHKW in Güssing, Österreich	70
9.1.4	Gegenstrom-VHKW in Harbøre, Dänemark	74
9.2	Versuchsauswertung	79
9.2.1	Vergasermodul in Epsilon Professional	80
9.2.2	Energetische Kennzahlen	82
9.2.3	Exergetische Kennzahlen	88
9.2.4	Reingasqualität	93
9.2.5	Emissionen	96
9.2.6	Zusammenfassung der Messergebnisse	97
10	Optimierte VHKW	100
10.1	Randbedingungen für die energetische Vergleichbarkeit	100
10.2	Optimierte Verfahrenskonzepte	103
10.2.1	Zweistufiges Carbo-V-Vergasungsheizkraftwerk	103
10.2.2	Zweistufiges Viking-Vergasungsheizkraftwerk	108
10.2.3	FICFB-Vergasungsheizkraftwerk	112
10.2.4	Gegenstrom-Vergasungsheizkraftwerk	117
10.3	Risiken bei der Errichtung der optimierten VHKW	121
10.4	Beschreibung eines Biomasse-Dampfheizkraftwerkes	122
10.5	Randbedingungen für die ökonomische Bewertung	125
10.5.1	Anlagenübergreifende Annahmen	125
10.5.2	Investitionsaufwand	126
10.5.3	Betriebskosten und Wärmeerlöse	128
10.5.4	Spezifische Stromgestehungskosten	128
10.5.5	EEG-Vergütungen	129
11	Bewertung der optimierten VHKW	132
11.1	Energetische Bewertung	132
11.1.1	Elektrischer Bruttowirkungsgrad und Brennstoffausnutzungsgrad	133
11.1.2	Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung, Verlust der Gasaufbereitung	135
11.1.3	Vergleich der optimierten VHKW mit einem Dampfheizkraftwerk	140
11.1.4	Zusammenfassung	143
11.2	Exergetische Bewertung	144
11.2.1	Exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad	145
11.2.2	Exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad	147
11.2.3	Exergetischer Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung	149
11.2.4	Zusammenfassung	152
11.3	Ökonomische Bewertung	153
11.3.1	Spezifische Stromgestehungskosten	153
11.3.2	Sensitivitätsanalyse	157
11.3.3	Zusammenfassung	162
11.4	Exergetisch-ökonomisches Optimierungspotenzial	163
11.4.1	Funktionsgruppen und deren Kostenströme \dot{Z}_{FG}	164
11.4.2	Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppen ζ	166
11.4.3	Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π	170
11.4.4	Ursachen der Exergiekostenerhöhung	173

11.4.5 Optimierungspotenzial der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke . . .	175
11.4.6 Zusammenfassung	178
12 Zusammenfassung	179
A Massen- und Energiebilanzen der untersuchten VHKW	183
A.1 Bilanzen des Carbo-V-VHKW	183
A.2 Bilanzen des Viking-VHKW	188
A.3 Bilanzen des FICFB-VHKW	191
A.4 Bilanzen des Volund-VHKW	196
B Biomasse-Dampfheizkraftwerk Demmin	199
C Investitionsaufwand der optimierten VHKW	202
D Spezifische Exergiekosten	205
Literaturverzeichnis	207

Lateinische Buchstaben

A	€_a	Ausgaben
BK	$\text{€}_{a, MW},$ $\text{€}_{a, MWh}$	Betriebskosten
\dot{C}	€_h	Kostenstrom eines Exergiestromes
\dot{E}	kW	Exergiestrom
E	€_a	Einnahmen
H_o	kJ/kg	Brennwert
H_u	kJ/kg	Heizwert
I	€	Investitionsaufwand
J	a	kalkulatorische Betrachtungsdauer
K	€_t	spezifische Kosten
KW	€	Kapitalwert
M	$-$	Hilfsgröße zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten
P	kW	elektrische Leistung
\dot{Q}	kW	Biomasse- oder Nutzwärmeleistung
S	€_{MWh}	spezifische Stromgestehungskosten
$VHKW$	$-$	Vergasungsheizkraftwerk
W	€_a	jährliche Wärmeerlöse
\dot{Z}	€_h	Kostenstrom durch Errichtung und Betrieb
a	$-$	Anteil des Fremdkapitals an Gesamtinvestition
c	€_{kWh}	spezifische Exergiekosten
d	$-$	Verhältnis von maximaler benötigter Fernwärmeleistung und maximaler Nutzwärmeleistung einer KWK-Anlage
e	kJ/kg	spezifische Exergie
h	kJ/kg	Enthalpie
h^0	kJ/kg	Standardentropie
j	a	Zeit
\dot{m}	kg/s	Massenstrom
O_{min}	kg/kg	stöchiometrischer Sauerstoffbedarf
s	kJ/kg	Entropie
s^0	kJ/kg	Standardenthalpie
t	h	Zeit
w	€_{MWh}	spezifische Wärmeerlöse
w	kg/kg	Massenanteil
x	kmol/kmol	molare Konzentration

y	–	Faktor für ökonomische Sensitivitätsanalyse
z	–	Zinssatz

Griechische Buchstaben

Φ	relative Änderung der spezifischen Stromgestehungskosten
ϵ	energetische Effizienz
ζ	exergetischer Wirkungsgrad
η	energetischer Wirkungsgrad
θ	Verlust
μ	Heizexergieanteil
π	Zunahme der spezifischen Exergiekosten in einer Funktionsgruppe
σ	Stromkennzahl
τ	Stromverlustkennziffer eines Dampfheizkraftwerkes
χ	exergetische Effizienz
ψ	Anteil der durch Exergieverluste bedingten Steigerung an π
ω	Brennstoffausnutzungsgrad

Indizes

<i>A</i>	Aggregat bzw. Anlage
<i>Brutto</i>	Brutto Wert
<i>BA</i>	Biomasseaufbereitung
<i>Bh</i>	Jahresbetriebsstunden
<i>BHKW</i>	Blockheizkraftwerk
<i>Bio</i>	Biomasse
<i>BK</i>	Betriebskosten
<i>Br</i>	Brennstoff
<i>Ed</i>	Edukt
<i>FG</i>	Funktionsgruppe
<i>FW</i>	Fernwärme
<i>GA</i>	Gasaufbereitung
<i>Gas</i>	Auf das erzeugte Gas bezogen
<i>GK</i>	Gemeinkosten
<i>HKW</i>	Heizkraftwerk
<i>Kond</i>	Kondensation
<i>KWK</i>	Kraft-Wärme-Kopplung

<i>N</i>	Nutzwärme
<i>Prod</i>	Produkt
<i>Rein</i>	Auf das Reingas bezogen
<i>Roh</i>	Auf das Rohgas bezogen
<i>Rücklauf</i>	Heizwärme im Rücklauf
<i>S</i>	Stromerzeugung
<i>V</i>	Vergasung
<i>Verl</i>	Verlust
<i>VHKW</i>	Biomassevergasungsanlage mit nachgeschaltetem BHKW, Vergasungsheizkraftwerk
<i>Vorlauf</i>	Heizwärme im Vorlauf
<i>a</i>	Jahre
<i>aus</i>	austretender Strom
<i>ein</i>	eintretender Strom
<i>el</i>	elektrisch
<i>ex</i>	exergetisch
<i>fix</i>	Fix
<i>ges</i>	gesamt
<i>i, m, n</i>	Zählvariable
<i>j</i>	Jahr nach Bezugszeitpunkt
<i>max</i>	Maximalwert
<i>min</i>	Minimalwert
<i>th</i>	Wärmestrom
<i>u</i>	Umgebung
<i>var</i>	Variabel
<i>zu</i>	zugeführter Strom

Kapitel 1

Einleitung

Die durch Verbrennung fossiler Energieträger verursachte Erhöhung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre lässt zurzeit gravierende Auswirkungen auf das globale Klima befürchten. Um dieser möglichen Gefahr entgegenzuwirken, wurde 1997 im Kyoto-Protokoll von den ratifizierenden Staaten eine Reduktion der von ihnen verursachten CO₂-Emissionen um mindestens 5 %, bezogen auf den Stand von 1990, beschlossen. In diesem Rahmen hat sich Deutschland verpflichtet, seine so definierten Treibhausgasemissionen um 21 % zu reduzieren.

37 % der gesamten in Deutschland emittierten CO₂-Emissionen entstehen bei der Stromerzeugung durch Verbrennung fossiler Primärenergieträger (Stand 2004, [11]). Eine Möglichkeit, diese CO₂-Emissionen zu senken, besteht in der Nutzung regenerativer Primärenergieträger anstelle der fossilen. Allerdings ist dies kostenintensiver als die Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken. Um den Anteil der aus regenerativen Energien erzeugten elektrischen Energie bis 2010 auf mindestens 12,5 % zu erhöhen, wurde 2004 vom Bundestag das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) erlassen. Die in diesem Gesetz festgelegten Vergütungen bilden einen finanziellen Anreiz für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien.

Bei der Stromerzeugung aus regenerativen Energien stellt insbesondere die energetische Nutzung von Biomasse eine interessante dar, weil

- die Biomasse von den regenerativen Energien das größte technisch nutzbare Energiepotenzial in Deutschland bereitstellt [29],
- hierfür bereits heute (2005) erprobte Technologien zur Verfügung stehen,
- Biomasse-Kraftwerke angepasst an den Stromverbrauch betrieben werden können, da die erzeugte Leistung nicht durch den Einfluss von Wind und Sonne fluktuiert und
- im Vergleich zur Fotovoltaik oder Geothermie die Stromgestehungskosten geringer sind.

Da das jährliche Aufkommen an energetisch nutzbarer Biomasse in Deutschland zurzeit noch begrenzt ist, bedarf es zur Substitution eines hohen Anteils der elektrischen Energie aus fossil befeuerten Kraftwerken effizienter mit Biomasse betriebener Kraftwerke.

Bei den zurzeit in Deutschland errichteten und betriebenen Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse handelt es sich fast ausnahmslos um Dampfkraftwerke, in denen die Biomasse verbrannt wird. Auch wenn die maximale Anlagenleistung von 20 MW_{el} gemessen an Kohlekraftwerken relativ gering ist, werden durch die Realisierung relativ hoher Dampfparameter, einer Zwischenüberhitzung und einer mehrstufigen Speisewasservorwärmung elektrische Wirkungsgrade oberhalb 30% erreicht. Zur Verminderung des finanziellen Investitionsaufwandes

wird bei kleineren, mit Biomasse befeuerten Dampfkraftwerken mit einer installierten Leistung von 10 MW_{el} und weniger die Anlagenkomplexität reduziert. Folglich muss teilweise auf die Realisierung wirkungsgradsteigernder Maßnahmen verzichtet werden, sodass die elektrischen Wirkungsgrade deutlich unter 30 % liegen.

Verglichen mit Dampfkraftwerken können beim Betrieb von kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden. Zur Realisierung eines mit fester Biomasse betriebenen GuD-Kraftwerkes muss die Biomasse zunächst vergast werden. Das erzeugte Gas kann anschließend in der Brennkammer der Gasturbine verbrannt werden. Allerdings ist aufgrund der hohen Anlagenkomplexität der Betrieb einer Biomassevergasungsanlage mit nachgeschalteter GuD-Anlage erst bei einer installierten Leistung von 20 MW_{el} und mehr finanziell lohnenswert.

Eine energetisch vorteilhafte Alternative zu Dampfkraftwerken in der Leistungsgröße bis 10 MW_{el} stellen Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Gasmotor dar. Diese Anlagen bieten ein Wirkungsgradpotenzial, das deutlich über dem der Dampfkraftwerke liegt. Da jedoch mit dem Bau solcher Anlagen auch ein höherer Investitionsaufwand verbunden ist, kann nur eine detaillierte, realitätsnahe Untersuchung eventuell auch bestehende ökonomische Vorteile aufzeigen.

Eine weitere Möglichkeit zur Verminderung der CO_2 -Emissionen ist die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK). Zurzeit entstehen 22 % der in Deutschland emittierten CO_2 -Emissionen bei der dezentralen Verbrennung von Öl und Gas zur Erzeugung von Prozess- und Heizwärme [30]. Da bei der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung deutlich mehr CO_2 -Emissionen als bei KWK-Anlagen mit gleicher Leistung ausgestoßen werden, stellt der Ausbau und Betrieb von Heizkraftwerken ein CO_2 -Emissionsminderungspotenzial dar. Dieser Ausbau wird mit dem 2002 vom deutschen Bundestag verabschiedeten „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ gefördert.

Die Umstellung von einer dezentralen Wärmeversorgungsstruktur zu einer zentralen Nutzwärmeversorgung ist bei größeren Wärmenetzen nur über Zeiträume von 10 bis 15 Jahren realisierbar [2]. Folglich ist in Deutschland zunächst der Ausbau kleinerer Netze mit einer Wärmeleistung von weniger als 50 MW_{th} zu erwarten. Für die Wärmeversorgung dieser kleineren Wärmenetze eignen sich unter anderem biomassebetriebene Heizkraftwerke, da ein ökonomisch vorteilhafter Betrieb aufgrund der zurzeit (2005) garantierten hohen Stromvergütungen auch noch in entsprechend geringer Leistungsgröße möglich ist.

Dampfheizkraftwerke besitzen den Nachteil, dass mit zunehmender Wärmeauskopplung der elektrische Wirkungsgrad deutlich abnimmt. Im Gegensatz dazu kann bei Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem motorischen BHKW (Vergasungsheizkraftwerken - VHKW) zusätzlich zur erzeugten elektrischen Energie Nutzwärme ausgekoppelt werden, ohne dass der elektrische Wirkungsgrad sinkt. Dementsprechend weisen Vergasungsheizkraftwerke im KWK-Betrieb einen erheblichen elektrischen Wirkungsgradvorteil gegenüber Dampfheizkraftwerken auf.

Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, ob VHKW einen Beitrag zur Minderung der CO_2 -Emissionen in Deutschland leisten können. Da der dafür notwendige Durchbruch der Technologie nur erfolgen wird, wenn der Anlagenbetrieb auch finanziell lohnenswert ist, wird unter realitätsnahen Randbedingungen die Strom- und Wärmeerzeugung in diesen Heizkraftwerken sowohl

unter energetischen und exergetischen als auch unter ökonomischen Gesichtspunkten anhand von Kennzahlen analysiert und bewertet.

Kapitel 2

Stand der Wissenschaft

Da Vergasungsheizkraftwerke ein theoretisch hohes Wirkungsgradpotenzial aufweisen, wurden in der Vergangenheit bereits in einer Vielzahl von Arbeiten unterschiedliche Aspekte dieser Technologie untersucht. Schwerpunkt der Arbeiten sind sowohl die im Vergasungsreaktor ablaufenden Reaktionen, der Einfluss der Betriebsparameter auf die erzeugte Gasqualität, die Reinigung des Rohgases als auch die Betrachtung von Gesamtanlagen und den beim Betrieb erreichbaren Wirkungsgraden.

Vergasungsreaktoren

Die bestehende Literatur zur Modellierung von thermochemischen Vergasungsreaktoren ist sehr umfassend. Neben unterschiedlichen Vergasungsreaktortypen wird der Einfluss der Biomassezusammensetzung und der Betriebsparameter des Vergasungsreaktors auf die erzeugte Gasqualität untersucht.

So werden von Weil verschiedene kommerziell verfügbare Simulationsprogramme gekoppelt, um die in einem zweistufigen Wirbelschichtvergasungsreaktor ablaufenden Reaktionen abzubilden [73]. Durch den Modellansatz, der auf dem chemischen Gleichgewicht der ablaufenden Reaktionen basiert, kann der Einfluss unterschiedlicher Betriebsparameter auf die Gaszusammensetzung tendenziell beurteilt werden.

Von Jensen wird ein zweidimensionales Zweiphasen-Modell zur Berechnung der in den unterschiedlichen Bereichen eines Gleichstromvergasungsreaktors ablaufenden Reaktionen erstellt und anhand von experimentellen Daten verifiziert [43]. Mit dem erstellten mathematischen Modell können sowohl die Temperaturen, die Zusammensetzung und die Geschwindigkeit der Gas- und Feststoffphase als auch die Partikelschrumpfung berechnet werden.

Zusätzlich wird in den Simulationsmodellen von Hamel der Einfluss des Vergasungsdruckes auf die ablaufenden chemischen Reaktionen in Wirbelschichtreaktoren berücksichtigt [33]. Es wird eine gute Übereinstimmung zwischen den Rechenergebnissen und Messergebnissen an unterschiedlichen Labor- und Pilotanlagen nachgewiesen.

Der Einfluss der Biomasseart und -zusammensetzung auf das in einem Wirbelschichtvergasungsreaktor erzeugte Gas und den darin vorhandenen Teergehalt wird von Sousa untersucht [63]. Er beobachtet, dass bei naturbelassenem Holz mit steigender Temperatur und Partikelgröße der Teergehalt abnimmt. Ein Einfluss des Vergasungsmediums (Luft, Dampf) auf den Teergehalt konnte nicht beobachtet werden.

Zusammenfassend zeigt sich, dass zuverlässige Vorhersagen über die erreichbare Gasqualität nur durch aufwändige Simulationen unter Berücksichtigung der Reaktionskinetik, der Stoff- und Wärmeübergänge, der Reaktorgeometrie und der Prozessführung erzielt werden können. Schwerpunkt der zurzeit laufenden Forschungsarbeiten ist die Abbildung der bei der Pyrolyse stattfindenden komplexen Reaktionen [27], [49].

Gasaufbereitung

Eine zentrale Herausforderung beim Betrieb der Vergasungsheizkraftwerke war in der Vergangenheit die Entfernung der im Rohgas vorhandenen Teere. Daher findet sich in der Literatur eine Vielzahl von Arbeiten, die sich mit der Teerproblematik beschäftigen.

Von Milne wurde die Zusammensetzung der im Rohgas vorhandenen Teere von über 100 Vergasungsreaktoren analysiert und beschrieben [52]. Im Tar-Protocol, einer europäischen Richtlinie zur Bestimmung des Teergehaltes im Rohgas, wird definiert, dass Kohlenwasserstoffverbindungen mit mehr als sechs Kohlenstoffatomen, die bei der thermochemischen Vergasung von Biomasse entstehen, zu den Teeren zählen [54].

Einen umfassenden Überblick über die in realisierten Vergasungsheizkraftwerken eingesetzten und die zurzeit angebotenen Aggregate zur Abscheidung von Teeren geben Bolhar-Nordenkamp und Stevens [14], [67]. Es zeigt sich, dass bis 2005 nur Gaswäschen und Elektrofilter dauerhaft zur Abscheidung von Teeren betrieben worden sind. Aggregate zum katalytischen oder thermischen Cracken von im Rohgas vorhandenen Teeren wurden bis dahin nur kurzzeitig betrieben.

Die im Rohgas vorhandenen Teere können durch Abkühlung in einer wasserbetriebenen Wäsche soweit abgeschieden werden, dass sie anschließend im Sättigungszustand vorliegen, wie von Hofbauer, Sharan und Walker gezeigt wird [38], [61], [72]. Hofbauer beschreibt zusätzlich in [39], dass im Gas vorhandene Teere in einer mit Lösungsmittel betriebenen Wäsche sogar bis unter den Sättigungszustand abgesondert werden. Paasen zeigt, dass mit Elektrofiltern auch bei unterschiedlichen Teerkonzentrationen im Rohgas hohe Teerabscheideraten erreicht werden können [57].

Gasnutzung

Motoren zur Nutzung von heizwertarmen Gasen ($H_u < 10 \text{ MJ/m}^3$ (i.N.)) werden bereits heute zur Stromerzeugung aus Gruben-, Klär- und Deponiegas verwendet. Diese Schwachgasmotoren eignen sich auch zur Stromerzeugung aus dem bei der thermochemischen Vergasung von fester Biomasse erzeugten Gas. So werden von Wagner die in vier VHKW gewonnenen Erfahrungen beim Betrieb der motorischen BHKW zusammengefasst [71]. Das in den Anlagen erzeugte Reingas eignet sich hinsichtlich des Heizwertes, der Klopfestigkeit und der laminaren Flammgeschwindigkeit zur Stromerzeugung in Gasmotoren. Als Schwierigkeiten traten die Abnahme der Schmierölqualität und das Einhalten der zulässigen CO-Abgasemissionen auf.

Herdin zeigt, dass die Anforderungen an die Reingasqualität, die bei einer Stromerzeugung in Gasturbinen, Gasmotoren und Brennstoffzellen eingehalten werden müssen, bei Brennstoffzellen am höchsten und bei Gasmotoren am niedrigsten sind [36]. Der Wirkungsgradverlust, der sich durch die magere Betriebsweise der Schwachgasmotoren zur Einhaltung der zulässigen NO_x-Emissionen ergibt, und das Wirkungsgradpotenzial, das zurzeit im Wesentlichen in der

Entwicklung eines ungekühlten Abgaskrümmers besteht, werden von Herdin in [35] diskutiert.

Von Spitz wird der Einfluss der Zusammensetzung eines in einem Festbett-Doppelfeuervergaser erzeugten Gases auf die motorische Nutzung untersucht. Schwerpunkt der Arbeit sind dabei die Klopffestigkeit des Gases und die entstehenden CO-Abgasemissionen [64].

Vergasungsheizkraftwerke

Auch wird für jeweils spezielle Anlagenkonfigurationen das Zusammenspiel von Vergasungsreaktor, Gasaufbereitung und Gasnutzung detailliert betrachtet. So werden beispielsweise von Bolhar-Nordenkampf sowohl eine Doppelfeuervergasungsanlage mit nachgeschaltetem BHKW als auch eine Wirbelschichtvergasungsanlage mit nachgeschalteter GuD-Anlage untersucht [16],[17]. Eine Gegenstromvergasungsanlage mit nachgeschalteter katalytischer oder thermischer Rohgasaufbereitung wird von Kurkela analysiert [47]. Bentzen und Staiger beschreiben ein 2-stufiges Vergasungsheizkraftwerk und die beim Betrieb der Anlage erreichte Gasqualität [6], [65]. Die Stromerzeugung in einem BHKW mit katalytisch gereinigtem Produktgas aus einem Wirbelschichtvergaser wird von Ising betrachtet [40].

Wie aus diesen und weiteren, hier nicht erwähnten Arbeiten hervorgeht, ist es heute technisch möglich, das bei der thermochemischen Vergasung fester Biomasse erzeugte Gas in motorischen BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung zu nutzen. Die dabei erreichten Wirkungsgrade sind stark von der Konfiguration des jeweiligen Heizkraftwerkes abhängig.

Ein Vergleich der in den unterschiedlichen Arbeiten berechneten Wirkungsgrade der Vergasungsheizkraftwerke ist nicht aussagekräftig, da in den Arbeiten unterschiedliche Randbedingungen für z. B. den Wassergehalt der Biomasse oder die Wirkungsgrade der Aggregate zur Stromerzeugung vorausgesetzt werden.

Vergleich von Vergasungsheizkraftwerken

In einigen Arbeiten werden mehrere Biomassevergasungsanlagen mit oder ohne nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung vergleichend betrachtet. So werden von Evans, Kwant, Steinbrecher und Ulz Herstellerangaben von einer Vielzahl weltweit errichteter Biomassevergasungsreaktoren präsentiert [25], [48], [66], [69]. Diese Arbeiten geben einen guten Überblick über die in der Vergangenheit betriebenen Vergasungsheizkraftwerke. Allerdings ist aufbauend auf den genannten Daten ein energetischer Vergleich der Anlagen nicht möglich, da hierfür wesentliche Angaben wie die Biomasse-, Reingas-, Asche- und Abwasserzusammensetzung oder der Bedarf an Hilfsbrennstoffen fehlen.

Mehrere Varianten der druckaufgeladenen Vergasung von Biomasse und anschließender Gasnutzung in einer Gasturbine werden von Schmitz unter energetischen und exergetischen Gesichtspunkten untersucht [60]. Schmitz stellt fest, dass bei einer Stromerzeugung in einer GuD-Anlage oder einer rekuperativen Gasturbine elektrische Wirkungsgrad von $\eta_{el} = 30\%$ bis 35% erreicht werden können. Für einen dauerhaften Betrieb des Heißgasfilters zur Staubabscheidung muss je nach Teergehalt und -zusammensetzung eine Filtertemperatur von mehr als 570 K bis 670 K eingehalten werden.

Von Bolhar-Nordenkampff und Craig werden unterschiedliche Konzepte von Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschalteten Aggregaten zur Strom- und Wärmeerzeugung mit einer elektrischen Leistung von 20 MW_{el} bis 132 MW_{el} energetisch und ökonomisch bewertet [15], [21]. In den Arbeiten wird die Prozessgüte mit Simulationsmodellen, denen Herstellerangaben und eigene Annahmen zugrunde liegen, berechnet. Die höchsten elektrischen Wirkungsgrade von über 40 % werden bei Vergasungsheizkraftwerken mit druckaufgeladenem Vergasungsreaktor und nachgeschalteter GuD-Anlage erreicht. Die berechneten Stromerzeugungskosten liegen bei diesen Anlagen bei 97 €/MWh_{el} bis 111 €/MWh_{el} .

Grundlage der bisher durchgeführten Arbeiten zur Bewertung unterschiedlicher Anlagenkonzepte sind sowohl Herstellerangaben als auch zusätzlich getroffene Annahmen. Eine Verifizierung der in den Arbeiten berechneten energetischen Güte der entwickelten Anlagenkonzepte anhand von eigenen Messdaten findet jedoch nicht statt. Auch der Nachweis der Betriebsstabilität der in den Arbeiten erstellten Anlagenkonzepte steht in der Regel noch aus, da das Zusammenspiel der unterschiedlichen Aggregate nicht erprobt worden ist.

Kapitel 3

Ziel der Arbeit

Die vorliegende Arbeit zeigt anhand von teilweise neu entwickelten Kennzahlen, ob der Betrieb von Biomasse-Vergasungsheizkraftwerken (VHKW) in Deutschland eine sowohl energetisch und exergetisch als auch ökonomisch vorteilhafte Alternative zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Dampfheizkraftwerken darstellt. Dazu werden, aufbauend auf Ergebnissen eigener Messkampagnen an bestehenden VHKW, neue Verfahrenskonzepte entwickelt und in Simulationsmodellen abgebildet. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass die bei der Modellerstellung getroffenen Annahmen zukünftig realitätsnah umsetzbar sind. Dann werden die vorab aufgestellten Kennzahlen mittels der energetischen Simulation berechnet, um anschließend anhand der nun zur Verfügung stehenden Bewertungskriterien die Verfahrenskonzepte iterativ sowohl energetisch und exergetisch als auch ökonomisch zu optimieren. So wird das Spektrum der bisherigen Veröffentlichungen dadurch erweitert, dass die Bewertung der Biomassevergasungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung durch die Kombination der mit den Kennzahlen geschaffenen Bewertungsmatrix mit den energetischen Simulationen neuer und gleichzeitig realitätsnaher Verfahrenskonzepte erfolgt.

Zur Entwicklung neuer Anlagenkonzepte wird zunächst analysiert, welche technischen und ökonomischen Schwierigkeiten den Durchbruch der Technologie bislang verhindert haben. Denn obwohl Vergasungsheizkraftwerke das Potenzial zum Erreichen hoher elektrischer Wirkungsgrade bieten und in den vergangenen 25 Jahren über 130 Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW errichtet wurden [75], konnte bislang keines der Systeme zur Marktreife gebracht werden.

Aufbauend auf den Analyseergebnissen werden neue, energetisch und exergetisch optimierte Anlagenkonzepte erstellt, in denen die in der Vergangenheit aufgetretenen Schwierigkeiten vermieden werden und die daher voraussichtlich dauerhaft betrieben werden können. Dazu werden zunächst von den zurzeit betriebenen Anlagen aussichtsreichste Vergasungsheizkraftwerke ausgewählt und hinsichtlich der Funktionalität und der Betriebsstabilität untersucht.

Es werden Kennzahlen sowohl zur energetischen, exergetischen und ökonomischen Bewertung der Vergasungsheizkraftwerke als auch zum Vergleich mit den bestehenden Dampfheizkraftwerken gebildet. Mit den Kennzahlen werden, aufbauend auf erstellten Simulationsmodellen, die anhand von Messergebnissen an den aussichtsreichen Vergasungsheizkraftwerken validiert werden, energetisch optimierte Anlagenkonzepte entwickelt. Durch diese Vorgehensweise - nämlich die Kombination von Aggregaten, deren Funktionalität und Betriebsstabilität bereits in bestehenden Gesamtanlagen nachgewiesen worden ist und die gleichzeitige Berücksichtigung energetischer Optimierungspotenziale - gelingt es, Konzepte für Anlagen zu erstellen, die mit großer Wahrscheinlichkeit unter realen Bedingungen stabil und höchst effizient betrieben werden

können.

Um die Qualität der erzeugten Energieströme zu bewerten, werden Module zur Berechnung der Exergieströme programmiert und in die verwendete professionelle Simulationssoftware implementiert. So können die entwickelten Anlagenkonzepte anhand der aufgestellten Kennzahlen auch exergetisch optimiert werden.

Da sich für den Erfolg dieser Technologie der Betrieb von Vergasungsheizkraftwerken gegenüber dem von Dampfheizkraftwerken energetisch vorteilhaft darstellen muss, erfolgt ein Vergleich beider Technologien anhand gebildeter Kennzahlen.

Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW werden zukünftig in Deutschland nur errichtet und betrieben, wenn der Anlagenbetrieb auch finanziell lohnenswert ist. Daher wird auch eine ökonomische Bewertung der entwickelten Anlagenkonzepte unter fundierten, realitätsnahen Randbedingungen einschließlich einer Sensitivitätsanalyse der berechneten Ergebnisse durchgeführt.

In dieser Arbeit steht das Erreichen hoher elektrischer Wirkungsgrade bei gleichzeitig niedrigen Stromgestehungskosten im Rahmen der Entwicklung von Anlagenkonzepten für Vergasungsheizkraftwerke, deren Aggregate bereits heute stabil betrieben werden können, im Vordergrund. Ob durch eine zukünftige Verbesserung einzelner Aggregate noch weiteres Optimierungspotenzial der entwickelten Anlagenkonzepte besteht, wird durch Kopplung der Ergebnisse der exergetischen und ökonomischen Betrachtungen analysiert und anhand von Kennzahlen aufgezeigt.

Ziel der Arbeit ist es, anhand von neuen optimierten Anlagenkonzepten, die aufbauend auf nachgewiesenen Randbedingungen erstellt werden und die voraussichtlich stabil betrieben werden können, mit Hilfe von teilweise neu entwickelten Kennzahlen zu analysieren, ob Vergasungsheizkraftwerke eine energetisch und ökonomisch vorteilhafte Alternative zu bestehenden Dampfheizkraftwerken darstellen.

Kapitel 4

Beschreibung eines Vergasungsheizkraftwerkes

Die vier wesentlichen Funktionsgruppen eines Vergasungsheizkraftwerkes (VHKW), das heißt einer Biomassevergasungsanlage mit nachgeschaltetem BHKW, sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Unter einer Funktionsgruppe werden dabei mehrere Aggregate zusammengefasst, die für die jeweilige Funktion der Gruppe notwendig sind. Beispielsweise kann die Funktionsgruppe der Gasaufbereitung aus Wärmetauschern, Gasfilter und Gaswäschen bestehen. Durch die Hintereinanderschaltung dieser Aggregate wird das Rohgas zu einem den Anforderungen des BHKW entsprechenden Reingas aufbereitet.

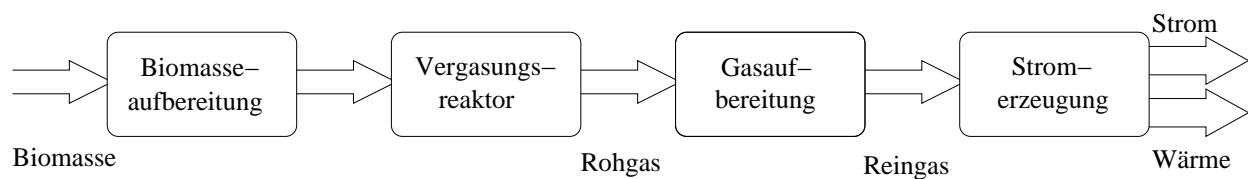


Abbildung 4.1: Funktionsgruppen eines Vergasungsheizkraftwerkes

In den Aggregaten der Biomasseaufbereitung wird die Biomasse hinsichtlich Wassergehalt und Korngröße entsprechend den Anforderungen des Vergasungsreaktors behandelt. Anschließend erfolgt im Vergasungsreaktor die Umwandlung zu einem brennbaren Rohgas. Das Rohgas wird in der Gasaufbereitung gemäß den Qualitätsanforderungen des BHKW konditioniert und in diesem zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.

4.1 Biomasseaufbereitung

In der Biomasseaufbereitung wird die Biomasse gemäß den Anforderungen des Vergasungsreaktors hinsichtlich Korngröße und Wassergehalt konditioniert. Da bei Festbettvergasungsreaktoren ein hoher Anteil an feinen Biomassepartikeln (<20 mm) zu hohen Druckverlusten führt, müssen diese Partikel gegebenenfalls in der Biomasseaufbereitung abgeschieden werden. Auch zu große Biomassepartikel müssen in der Aufbereitung ausgesondert oder zerkleinert werden, da es sonst zu Blockaden in den Schleusen oder Fördereinrichtungen kommen kann. Zur Partikelabscheidung stehen Plan-, Trommel- und Scheibensiebe zur Verfügung. Die Partikelzerkleinerung erfolgt in

Hackern oder Schreddern.

Findet die vollständige Trocknung der Biomasse im Vergasungsreaktor statt, muss die dafür notwendige Wärme durch partielle Oxidation der Biomasse bereitgestellt werden. Gelingt es, eine Vortrocknung der Biomasse in der Biomasseaufbereitung mit Abwärme aus dem VHKW zu realisieren, kann teilweise auf die Oxidation von Biomasse zur Bereitstellung von Trocknungswärme verzichtet werden.

Bei der Trocknung wird das in der porösen Struktur der Biomasse vorhandene freie und das in der organischen Masse gebundene Wasser verdampft. Chemische Veränderungen des Biomassepartikels finden während der Trocknung bei Temperaturen unter 470 K nicht statt. Es wird lediglich die Struktur durch makro- und mikroskopische Risse verändert. Zur Trocknung wird die Biomasse in Aggregaten mit und ohne Gutförderung belüftet oder von vorgewärmter Luft oder Rauchgas durchströmt.

4.2 Vergasungsreaktor

Im Folgenden werden die bei der Vergasung fester Biomasse ablaufenden chemischen Reaktionen und die unterschiedlichen Bauarten der Vergasungsreaktoren beschrieben. Da die im Rohgas vorhandenen Teere in der Vergangenheit in einer Vielzahl von Anlagen den stabilen, dauerhaften Betrieb verhinderten, wird auf die Teerbildungsmechanismen gesondert eingegangen. Anschließend werden zur besseren Übersicht die wesentlichen Kennzahlen der unterschiedlichen Vergasungsreaktorbauarten zusammenfassend dargestellt.

4.2.1 Chemische Vorgänge

Im Vergasungsreaktor findet die thermochemische Umwandlung der festen Biomasse in ein gasförmiges Medium statt. Die Vergasung erfolgt bei unterstöchiometrischer Sauerstoffzufuhr ($0 \leq \lambda \leq 1$). Die dabei ablaufenden chemischen Vorgänge lassen sich in die drei Bereiche

- Pyrolyse,
- partielle Oxidation und
- Reduktion

unterteilen.

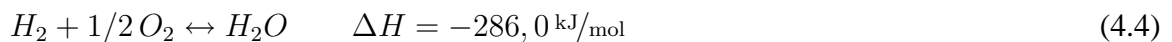
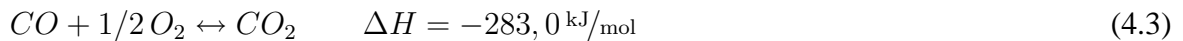
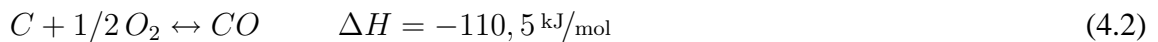
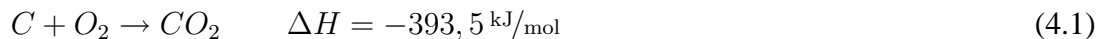
Pyrolyse

Bei der Pyrolyse werden die makromolekularen Bestandteile der Biomassepartikel unter Luftabschluss bei Temperaturen von 470 K bis 850 K thermisch zerlegt. Dabei entstehen Gase (z. B. H_2O , CO_2 , CH_4 , H_2), Dämpfe an organischen Kohlenwasserstoffverbindungen (z. B. Teere und Aromaten) und Pyrolysekoks. Der Ablauf der Pyrolysereaktionen ist in hohem Maße von der Temperatur, der Aufheizgeschwindigkeit und der Biomassezusammensetzung abhängig. Oberhalb von ca. 550 K kommt es zur Bildung von Teeren. Unter Teeren werden gemäß dem „Tar-Protocol“, einer europäischen Richtlinie zur Bestimmung von Teerkonzentrationen in einem Gas, alle Kohlenwasserstoffverbindungen mit mehr als sechs Kohlenstoffatomen verstanden [54].

Im Bereich von 620 K bis 670 K liegt die höchste Teerbildungsrate. Die Neubildung von Teeren verläuft in diesem Temperaturbereich schneller als die Umsetzungsgeschwindigkeit der Teere mit Kohlenstoff und Wasserdampf zu kürzeren Kohlenwasserstoffverbindungen.

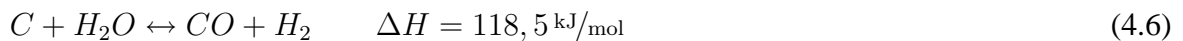
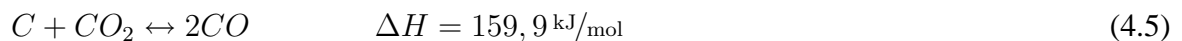
Oxidation

Die entstandenen Kohlenstoff- und Wasserstoffverbindungen werden mit dem dem Vergasungsreaktor zugeführten und dem bei der Zersetzung der Biomasse frei werdenden Sauerstoff bei Temperaturen von 1000 K bis 2300 K exotherm aufoxidiert. Durch die entstehende Reaktionswärme werden bei autothermen Vergasungsreaktoren der Energiebedarf der endothermen Vergasungsreaktionen und die Wärmeverluste gedeckt. Die wichtigsten Oxidationsreaktionen und deren Reaktionsenthalpien (bezogen auf $p=1,013$ bar und $T=298,15$ K) sind:

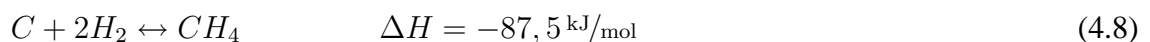
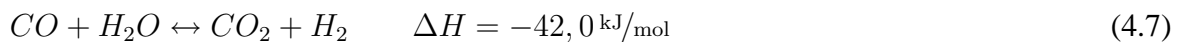


Reduktion

Die Produkte der Oxidationsreaktionen wie Kohlendioxid und Wasserdampf reagieren bei Temperaturen von mehr als 850 K mit dem festen Kohlenstoff. Die wesentlichen heterogenen Reaktionen sind die Boudouard-Reaktion (4.5) und die Wassergas-Reaktion (4.6). Das Reaktionsgleichgewicht dieser Reaktionen verschiebt sich mit steigender Temperatur und fallendem Druck zugunsten von CO bzw. von CO und H₂.



Parallel dazu findet die homogene Wassergasreaktion (4.7) statt, deren Gleichgewicht sich mit steigender Temperatur zugunsten von CO und H₂O verschiebt. Des Weiteren wird gemäß Gleichung 4.8 Methan gebildet, wobei mit steigender Temperatur die Methanbildung abnimmt [78].



4.2.2 Vergasungsreaktorbauarten

Abhängig von der Bewegung der Biomassepartikel werden die Vergasungsreaktoren in unterschiedliche Gruppen aufgeteilt. So unterscheidet man zwischen Festbett-, Fließbett- und Flugstromvergasungsreaktoren. Festbettvergasungsreaktoren lassen sich anhand der Gasführung in Gegen- und Gleichstromvergasungsreaktoren unterteilen. Bei Fließbettvergasungsreaktoren bildet sich in Abhängigkeit von der Gasströmungsgeschwindigkeit eine stationäre oder eine zirkulierende Wirbelschicht aus. Die Fest- und Fließbettvergasungsreaktoren stellen den größten Teil der gebauten Biomassevergasungsreaktoren dar. Neben diesen und den Flugstromvergasungsreaktoren gibt es noch eine Reihe von weiteren Vergasungsreaktorarten wie mehrstufige Vergasungsreaktoren oder Drehtrommelvergasungsreaktoren.

Auch lassen sich die Vergasungsreaktoren nach der Art der Wärmebereitstellung zur Deckung der endothermen Vergasungsreaktionen einteilen. Wird diese Wärme durch im Vergasungsreaktor

ablaufende exotherme Vergasungsreaktionen erzeugt, so handelt es sich um autotherme Vergasungsreaktoren. Im Gegensatz dazu werden allotherme Vergasungsreaktoren von einer externen Wärmequelle beheizt.

Gegenstromvergasungsreaktor

Beim Gegenstromvergasungsreaktor verläuft die Bewegungsrichtung des Gases gegenläufig zu den Biomassepartikeln und den festen Vergasungsprodukten (Abbildung 4.2).

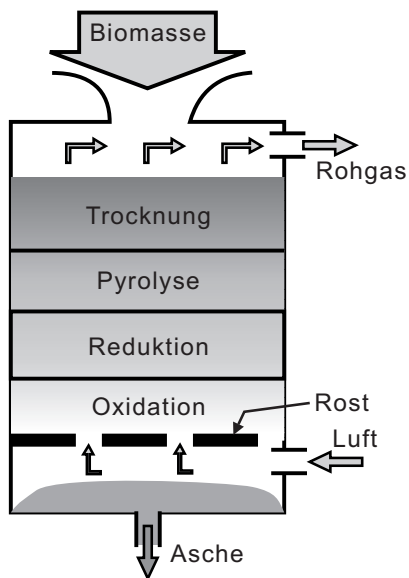


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung eines Gegenstromvergasungsreaktors

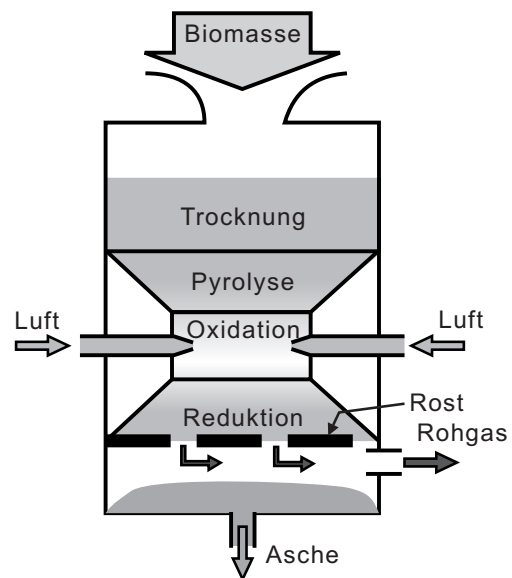


Abbildung 4.3: Schematische Darstellung eines Gleichstromvergasungsreaktors

Die Biomasse wird dem Vergasungsreaktor von oben zugeführt. Die Vergasungsluft bzw. der Sauerstoff gelangt von unten über den Rost in den Reaktor. So bildet sich am Vergaserboden ein Bereich mit Temperaturen von bis zu 1300 K aus, in dem dominierend Oxidationsreaktionen ablaufen. Nach vollständiger Umsetzung des Sauerstoffes durchströmt das entstandene heiße Gas Bereiche, in denen Reduktions- und Pyrolysereaktionen ablaufen und ggf. die Trocknung der Biomasse stattfindet. Bedingt durch den Wärmebedarf der endothermen Reaktionen beträgt die Rohgasaustrittstemperatur 350 K bis 450 K. Typische Teergehalte im Rohgas liegen dabei zwischen $50 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ bis $150 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ [54].

Gleichstromvergasungsreaktor

Gleichstromvergasungsreaktoren sind durch die gleiche Bewegungsrichtung der Biomasse und des Gases gekennzeichnet. Die Biomasse wird dem Reaktor von oben zugeführt und zunächst durch Zufuhr von Wärme getrocknet und pyrolysiert (Abbildung 4.3). Durch Zuführung von Sauerstoff werden die entstandenen Pyrolyseprodukte partiell oxidiert. Anschließend wird ein Teil des entstandenen CO_2 und H_2O am heißen Koksbedt reduziert.

Wesentliches Merkmal von Gleichstromvergasungsreaktoren ist neben der Stoffstromführung die Einschnürung des Vergasungsreaktors im Bereich der Luftzuführung. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass sich ein homogenes Temperaturniveau von 1250 K bis 1450 K

über den gesamten Querschnitt einstellt. Die bei der Pyrolyse entstandenen Teere sollen beim Durchströmen dieses Bereiches thermisch aufgespalten werden, sodass sich Teergehalte im Rohgas von $0,5 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ bis $2 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ ergeben [54], [55].

Wirbelschichtvergasungsreaktor

In einem Wirbelschichtvergasungsreaktor vermischt sich die Biomasse mit dem im Vergasungsreaktor vorhandenen, heißen Bettmaterial. Das Vergasungsmedium (z.B. Luft) wird von unten durch einen Düsenboden eingeblasen. In Abhängigkeit von der Gasgeschwindigkeit im Reaktor bildet sich eine stationäre oder eine zirkulierende Wirbelschicht aus. Durch die guten Bedingungen für den Stoff- und Wärmeübergang können große Mengen Biomasse in relativ kurzer Zeit umgesetzt werden. In Abbildung 4.4 ist eine zirkulierende Wirbelschicht schematisch dargestellt.

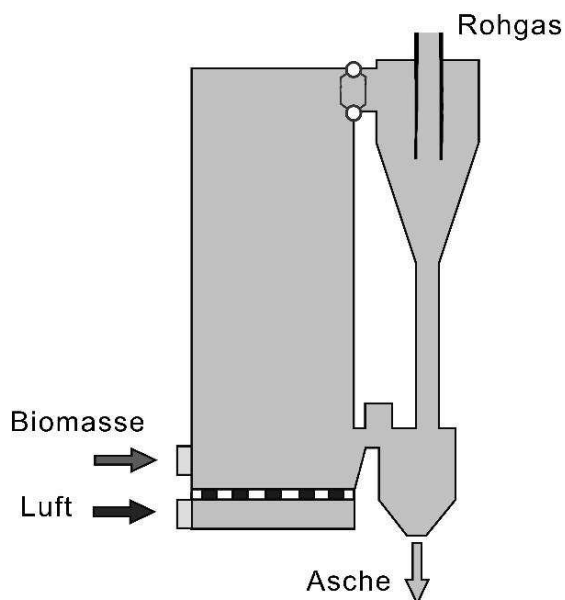


Abbildung 4.4: Schematische Darstellung eines Wirbelschichtvergasungsreaktors

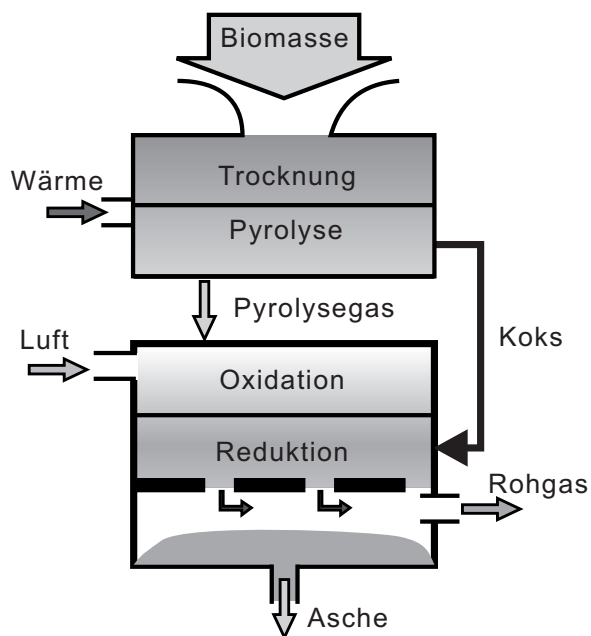


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung eines 2-stufigen Vergasungsreaktors

Die zirkulierende Wirbelschicht eignet sich für die allotherme Dampfvergasung, bei der dem Vergasungsreaktor im Gegensatz zur autothermen Vergasung die für die endothermen Reaktionen benötigte Wärme von außen zugeführt wird. Dafür wird das aus dem Wirbelschichtvergasungsreaktor ausgetragene Bettmaterial in einem zweiten Reaktor wieder aufgeheizt. Durch den Einsatz katalytischer Bettmaterialien kann der Teergehalt im Rohgas von $7 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ bis $10 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ auf bis zu $2 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ reduziert werden.

Mehrstufige Vergasungsreaktoren

Bei den mehrstufigen Vergasungsreaktoren laufen die Vergasungsreaktionen teilweise in unterschiedlichen Reaktoren räumlich getrennt voneinander ab (Abbildung 4.5). In jüngster Zeit

gewinnen insbesondere zweistufige Vergasungsreaktoren an Bedeutung.

In einem ersten Reaktor wird die Biomasse getrocknet und pyrolysiert. Im nachfolgenden Reaktor wird das erzeugte, teerhaltige Pyrolysegas bei Temperaturen von mindestens 1350 K partiell oxidiert. Die dabei entstehenden heißen Gase werden an den festen, kohlenstoffhaltigen Pyrolyseprodukten reduziert. Diese Prozessführung ermöglicht die Erzeugung eines teerfreien Rohgases, da die bei der Pyrolyse entstandenen, aromatischen Kohlenwasserstoffverbindungen in der feststofffreien Brennkammer bei Temperaturen von über 1350 K vollständig thermisch aufgespalten werden.

4.2.3 Teerbildung

Da die Gasaufbereitung bei motorischer Gasnutzung auf die im Rohgas vorhandenen Teere und deren Konzentration abgestimmt werden muss, werden im Folgenden die im gesamten Vergasungsreaktor ablaufenden Teerbildungsmechanismen und die darauf einwirkenden Einflussgrößen beschrieben.

Bei der Erhitzung der Biomasse bilden sich aus Cellulose und Lignin bei Temperaturen bis 670 K primäre Teere. Dies sind im Wesentlichen Aldehyde, Alkohole, komplexe Phenole und Furane. Durch weiteres Erhitzen zerfallen diese Verbindungen zu phenolischen Ethern (770 K), heterozyklischen Ethern (970 K) und schließlich zu polyzyklischen, aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK, 1170 K) [52], [26]. Bei Temperaturen über 1350 K zerfallen die Teere bei ausreichender Verweilzeit zu kleinen Molekülen mit weniger als sechs C-Atomen.

Der Teergehalt im Rohgas wird maßgeblich von der maximalen Temperatur, auf die das teerhaltige Gas erhitzt wird, bestimmt. Mit steigender Temperatur nimmt der Teergehalt ab. Der Zusammenhang zwischen dem in einer Wirbelschichtvergasungsanlage gemessenen Rohgas-Teergehalt und der Vergasungstemperatur ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Unter Teer-II werden dabei alle Kohlenwasserstoffverbindungen verstanden, die bei Temperaturen oberhalb von 400 K bei Umgebungsdruck kondensieren. Kohlenwasserstoffe mit bis zu drei Benzolringen werden als Teer-I bezeichnet [24].

Durch die Erhöhung der Vergasungstemperatur von 1020 K auf 1155 K kann der Gehalt an Teer-II-Verbindungen um 70 % reduziert werden (Abbildung 4.6). Zur Anhebung der Vergasungstemperatur wird vermehrt Luft in den Vergasungsreaktor gegeben (λ steigt). So wird mehr Biomasse im Vergasungsreaktor zu CO_2 und H_2O oxidiert, sodass mit steigender Temperatur im Reaktor der Heizwert H_u des erzeugten Gases sinkt. Da durch die Temperaturanhebung von 1020 K auf 1050 K Teer-II-Verbindungen vermehrt aufgespalten werden, nimmt der Gehalt an Teer-I-Verbindungen zunächst zu. Erst bei einer weiteren Temperaturerhöhung überwiegen die Zerfallsreaktionen der Teer-I-Verbindungen gegenüber der Neubildung aus Teer-II-Verbindungen. Eine Temperaturerhöhung über 1150 K ist aufgrund der Ascheerweichungstemperatur im Wirbelschichtvergasungsreaktor nicht möglich. Der Einfluss des Luftverhältnisses, des Wassergehaltes der Biomasse, der Biomassezusammensetzung und des Einsatzes von Dampf als Vergasungsmedium auf den Teergehalt im Rohgas ist verglichen mit dem Einfluss der maximalen Temperatur gering [28], [76].

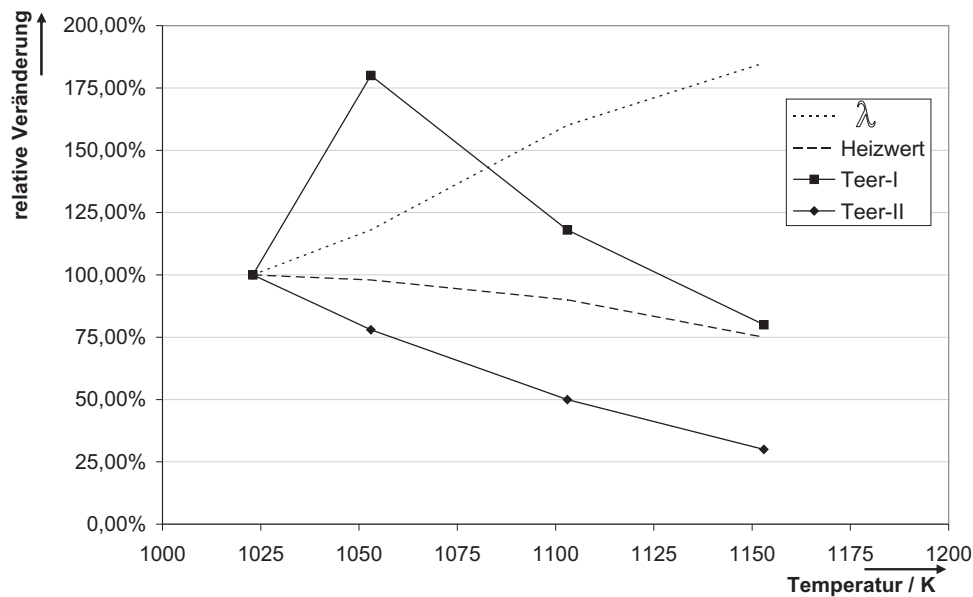


Abbildung 4.6: Einfluss der Temperatur auf den Teergehalt im Rohgas bei der Vergasung von Holz [52]

4.2.4 Kennzahlen der unterschiedlichen Vergasungsreaktoren

In Tabelle 4.1 sind typische Kennzahlen der unterschiedlichen Vergasungsreaktoren zusammenfassend aufgeführt.

Bei Gleichstromvergasungsreaktoren beschränkt das Einhalten einer homogenen hohen Temperatur im Bereich der Oxidationsreaktionen den maximalen Durchmesser und damit die maximale Biomasseleistung. Bei Gegenstromvergasungsreaktoren ist die maximale Leistung durch den mit zunehmender Bett Höhe steigenden Druckverlust begrenzt und geringer als bei Wirbelschichtvergasungsreaktoren. Da zweistufige Vergasungsreaktoren erst in jüngster Zeit vermehrt entwickelt und errichtet werden, kann für diese Reaktoren noch kein typischer Bereich für die Biomasseleistung genannt werden.

Die niedrigste Rohgasaustrittstemperatur wird beim Betrieb der Gegenstromvergasungsreaktoren erreicht, da ein Großteil der in der Oxidationszone entstehenden Wärme zur Deckung des Energiebedarfs der endothermen Reduktions- und Pyrolysereaktionen und zur Trocknung der Biomasse im Vergasungsreaktor genutzt wird.

Der Heizwert des in den unterschiedlichen autothermen Vergasungsreaktoren erzeugten Gases ist in etwa gleich groß. Da bei der allothermen Dampfvergasung ein stickstoffreies, H_2 - und CH_4 -reiches Gas erzeugt wird, liegt der Heizwert des in diesen Reaktoren erzeugten Gases deutlich höher.

Mit steigender Strömungsgeschwindigkeit nimmt der Staubgehalt im Rohgas zu. Daher enthält das aus einem Wirbelschichtvergasungsreaktor austretende Rohgas einen relativ hohen Staubgehalt.

Da die bei der Pyrolyse entstandenen Teere bei zweistufigen Vergasungsreaktoren auf über 1350 K

Tabelle 4.1: Typische Kenngrößen unterschiedlicher Vergasungsreaktoren [54], [44]

Parameter	Gegenstrom- vergasungs- reaktor	Gleichstrom- vergasungs- reaktor	Wirbelschicht- vergasungsreaktor auto-/allotherm	zweistufige Vergasungs- reaktoren
Biomasseleistung / kW_{th}	1000-10 000	50-3000	>10 000	100-50 000
Wassergehalt Biom. / $\%_{Gew.}$	30-50	15-30	15-25 / < 50	15-40
Rohgastemperatur / K	350-450	1000-1100	1000-1200	1050-1300
Heizwert $\text{MJ/m}^3(\text{i.N.})$	3-4,5	3-5	3-5 / 8-12	4-6
laminare Flamm- geschwindigkeit ¹ cm/s	25-35	30-40	30-40 / 65-90	35-50
CO / $\%_{Vol.}$	15-20	10-20	13-15 / 20-25	15-25
H ₂ / $\%_{Vol.}$	10-14	14-21	15-20 / 35-50	20-25
CH ₄ / $\%_{Vol.}$	2-3	2-3	2-4 / 7-10	0,1-1
Staubgehalt / $\text{g/m}^3(\text{i.N.})$	0,1-1	0,1-1	20-100	0,1-1
Teergehalt / $\text{g/m}^3(\text{i.N.})$	10-150	0,5-2	2-10	0-0,1
NH ₃ -Gehalt / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})$	120-160	300-800	300-800	300-800
HCN-Gehalt / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})$	200-500	<50	<50	<50
H ₂ S-Gehalt / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})$		bei unbelastetem Holz <50 $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})$		

¹ Die laminare Flammgeschwindigkeit gilt für ein Gas-Luft-Gemisch mit einem Luftüberschuss von $\lambda=2$

erhitzt werden, kann beim Betrieb dieser Reaktoren ein teerfreies Rohgas erzeugt werden. Mit sinkender Temperatur, auf welche die teerhaltigen Pyrolysegase im Vergasungsreaktor erwärmt werden, nimmt der Teergehalt im Rohgas zu. So gelingt es, beim Betrieb von Gleichstromvergasungsreaktoren ein Rohgas zu erzeugen, in dem weniger Teere vorhanden sind als im Rohgas eines Wirbelschichtvergasungsreaktors. Die höchsten Rohgas-Teerkonzentrationen werden beim Betrieb der Gegenstromvergasungsreaktoren erreicht, da die bei der Pyrolyse entstehenden, teerhaltigen Gase nicht erhitzt werden.

4.3 Blockheizkraftwerke (BHKW)

Das erzeugte Reingas kann in

- motorischen BHKW,
- BHKW mit Gasturbine oder
- BHKW mit Brennstoffzelle

zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden.

Die Nutzung des Gases in Brennstoffzellen ist theoretisch möglich. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Gasreinheit und der hohen Investitionskosten der Brennstoffzellen wurden Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschalteter Brennstoffzelle bisher jedoch nicht errichtet und werden in dieser Arbeit daher nicht weiter betrachtet.

Bei der Nutzung des Reingases in einer Gasturbine ist zwischen Anlagen mit atmosphärischen und druckaufgeladenen Vergasungsreaktoren zu unterscheiden. Bei Vergasungsreaktoren mit atmosphärischem Druck muss das Reingas auf den Brennkammerdruck der Gasturbine verdichtet werden. Dabei kann es zur Kondensation bzw. Sublimation von Teerverbindungen kommen. Folglich muss bei atmosphärischen Vergasungsreaktoren mit anschließender Gasnutzung in einer Gasturbine genau geprüft werden, welche maximal zulässigen Teerkonzentrationen im Reingas vorhanden sein dürfen.

Bei einer Vergasung unter Druck kann das erzeugte Rohgas, nach einer Entstaubung bei ca. 600 K, in der Brennkammer der Gasturbine verbrannt werden. Auf eine Teerabscheidung kann dabei verzichtet werden, da die im Rohgas vorhandenen Teere in der Gasaufbereitung bei ausreichend hoher Temperatur nicht kondensieren und daher in der Brennkammer mitverbrannt werden können. Somit müssen bei dieser Prozessvariante keine Grenzwerte für maximal zulässige Teerkonzentrationen eingehalten werden.

Um das erzeugte Reingas in einem BHKW mit Gasturbine zu nutzen, bedarf es einer Gasturbine mit einer speziell auf die Eigenschaften des Reingases angepassten Brennkammer. Da bis 2005 nur sehr wenige Langzeiterfahrungen mit dem Betrieb von Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschalteter Gasturbine existierten und diese adaptierten Gasturbinen von den Herstellern bis heute nicht serienmäßig angeboten werden, wird in dieser Arbeit die Stromerzeugung in BHKW mit Gasturbine auch nicht näher betrachtet.

Am häufigsten werden motorische BHKW zur Verstromung des in Biomassevergasungsanlagen erzeugten Reingases eingesetzt. Die BHKW sind komplett erhältliche, marktreife Module, in denen das Reingas in turboaufgeladenen 4-Takt-Gas-Magermotoren verbrannt wird. Diese Motoren zeichnen sich durch hohe spezifische Leistungen und Wirkungsgrade bis zu 40 % aus. Sie sind mit einer Klopfregelung versehen und werden zur Einhaltung der zulässigen NO_x-Emissionen im Magerbetrieb gefahren.

Zur Nutzung des Reingases in Gasmotoren müssen die in Tabelle 4.2 aufgeführten Anforderungen an die Gasqualität eingehalten werden.

Tabelle 4.2: Anforderungen an die Gasqualität bei einer Gasnutzung im Motor [23], [41], [59]

Parameter	Bereich
Temperatur / Druck / K und $mbar \ddot{U}$	280-320 / 20-60
Heizwert / $MJ/m^3(i.N.)$	> 2
Änderungsgeschwindigkeit Heizwert / $\%/min$	<5
laminare Flammgeschwindigkeit ¹ / cm/s	>8
Teergehalt / $mg/m^3(i.N.)$	< 100
Staubgehalt / $mg/m^3(i.N.)$	<10-50
NH ₃ -Gehalt / $mg/m^3(i.N.)$	<30-55
H ₂ S-Gehalt ² / $mg/m^3(i.N.)$	<200

¹ Laminare Flammgeschwindigkeit für das Gas-Luft-Gemisch

² Bei Motoren mit Abgaskatalysator, sonst $2000 mg/m^3(i.N.)$

Das in den unterschiedlichen Vergasungsreaktoren erzeugte Gas genügt hinsichtlich des Heizwertes und der laminaren Flammgeschwindigkeit den Anforderungen der Gasmotoren (Tabelle 4.1 und 4.2). Durch einen stabilen Betrieb der Vergasungsreaktoren bleiben die Gaszusammensetzung und der Heizwert des Gases weitgehend konstant.

Für einen stabilen und dauerhaften Betrieb der Motoren muss der Ausfall von Teeren in BHKW sicher vermieden werden. Die Abhängigkeit der Kondensationstemperatur unterschiedlicher Kohlenwasserstoffverbindungen von der jeweiligen Konzentration in einem Gas ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Außer Toluol zählen gemäß der Definition des Tar-Protocols (Kapitel 4.2.1) alle dargestellten Kohlenwasserstoffe zu den Teeren [56].

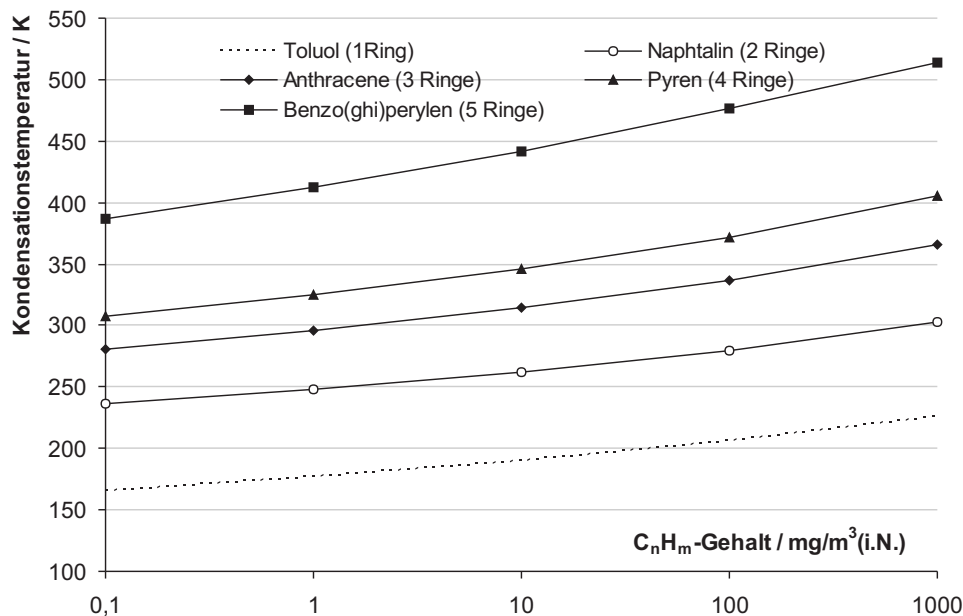


Abbildung 4.7: Kondensationstemperatur der C_nH_m -Verbindung in Abhängigkeit der Konzentration [56]

Der von den Gasmotor-Herstellern angegebene Grenzwert von $100 \text{ mg}/\text{m}^3$ (i.N.) für die maximal zulässige Teerkonzentration ist nur als Richtwert zu verstehen, da es auch bei einer Unterschreitung des Grenzwertes zum Ausfall einiger Teerverbindungen kommen kann. So kann sich beispielsweise bei der Vergasung von Biomasse in einem Wirbelschichtvergasungsreaktor vermehrt Anthracen ($C_{14}H_{10}$) bilden [52]. Befinden sich mehr als $20 \text{ mg}/\text{m}^3$ (i.N.) Anthracen im Gas, kommt es bei einer Abkühlung des Gases unter 320 K zur Kondensation dieser Verbindung.

Im Gas mitgeführte Partikel mit einem Durchmesser von mehr als $5 \mu\text{m}$ verursachen Verschleiß im Motor, sodass unabhängig von der Vergasungsreaktorbauart auf eine Staubabscheidung in der Gasaufbereitung nicht verzichtet werden kann.

Bei der Verbrennung des Reingases im Gasmotor reagieren im Gas vorhandenes Ammoniak (NH_3) und Blausäure (HCN) zu NO_x . Da beim Betrieb der Gleichstromvergasungsreaktoren, der Wirbelschichtvergasungsreaktoren und der mehrstufigen Vergasungsreaktoren aus dem in der Biomasse gebundenen Stickstoff deutlich mehr NH_3 als HCN gebildet wird (Tabelle 4.1), geben die Motorhersteller maximal zulässige NH_3 -Konzentrationen im Reingas vor.

Bei der Verbrennung von CO-haltigen Gasen entstehen aufgrund des Magerbetriebs und des damit unvollständigen Ausbrands hohe CO-Emissionen. Zur Einhaltung der in der TA-Luft vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte bedarf es daher einer katalytischen oder thermischen Abgasnachbehandlung. Der Investitionsaufwand für eine katalytische CO-Reduktion im Motorabgas mit Oxidationskatalysatoren ist geringer als der für eine thermische Abgasnachbehandlung. Allerdings kann die Reaktivität von Oxidationskatalysatoren durch Katalysatorengeifte wie Schwefel- oder Schwermetallverbindungen massiv reduziert werden. Daher sollte die Summe der Schwermetallverbindungen im Motorabgas $0,5 \text{ mg/m}^3 \text{ (i.N.)}$ nicht überschreiten [71]. Da Schwefelwasserstoff im Reingas zusätzlich eine Reduktion des pH-Wertes des Motorenöls bewirkt und damit zu chemischer Korrosion im Motor führen kann [51], wird der Gehalt an Schwefelverbindungen im Reingas limitiert (Tabelle 4.2).

4.4 Gasaufbereitung

In der Gasaufbereitung wird das Rohgas hinsichtlich der Anforderungen des BHKW konditioniert.

Da von den Motorherstellern eine Reingastemperatur von 280 K bis 320 K gefordert wird, muss das Rohgas gekühlt werden. Bei einer Gaskühlung in einem Wärmetauscher kann die fühlbare Wärme des Rohgases genutzt werden. Allerdings kann es auf der Rohgasseite des Wärmetauschers zu Ablagerungen und Korrosion kommen, da die Aggregate zur Abscheidung der Verunreinigungen dem Wärmetauscher nachgeschaltet werden. Im Gegensatz zu solchen Rohgaskühlern sind Quenchen unempfindlich gegenüber Verunreinigungen. Allerdings wird beim Betrieb von Quenchen die fühlbare Wärme des Rohgases auf einem niedrigen Temperaturniveau aus dem Rohgas ausgekoppelt und muss daher an die Umgebung abgeführt werden.

Zur Partikelentfernung können sowohl Zyklone, Gewebe- und Elektrofilter als auch Wäscher eingesetzt werden. Bei hohen Partikelbelastungen mit größeren Partikeln können Zyklone bei Temperaturen bis zu 1200 K eingesetzt werden. Mit Gewebefiltern können sehr feine Partikel mit einer Größe oberhalb $0,5 \mu\text{m}$ aus dem Gas entfernt werden. Allerdings ist der Einsatz dieser Filter auf Temperaturen unterhalb von 520 K begrenzt. Zusätzlich zu Partikeln wird in einem nassen Elektrofilter auch Kondensat abgeschieden. Zur Partikelabscheidung in einem Wäscher muss die Gastemperatur unterhalb der Verdampfungstemperatur des Waschmediums liegen.

Im Rohgas vorhandene Teere müssen vor einer motorischen Nutzung entweder in flüchtige Gaskomponenten aufgespalten oder aus dem Rohgas entfernt werden. Durch eine Erhitzung des teerhaltigen Rohgases auf über 1350 K zerfallen die Teere bei ausreichender Verweilzeit zu kurzen Kohlenwasserstoffen, die auch bei Umgebungszustand flüchtig sind [42]. Das Aufheizen des Rohgases ist jedoch mit einem zusätzlichen unerwünschten Energieaufwand verbunden. Soll das Rohgas nach dem Vergasungsreaktor nicht auf 1350 K erhitzt werden, können diese Zerfallsreaktionen durch den Einsatz von Katalysatoren auch bei Temperaturen von 1070 K bis 1170 K stattfinden. Allerdings steht der Nachweis der Funktionalität dieser Katalysatoren über viele 1000 Stunden noch aus.

Zur Abscheidung der Teere aus dem Rohgas können Wäscher oder nasse Elektrofilter eingesetzt werden. Im Gegensatz zu wasserbetriebenen Wäschern werden mit ölbetriebenen Wäschern sehr hohe Abscheidegrade erreicht, da sich zusätzlich zu den physikalischen Wascheffekten die Teere im Öl lösen. Für eine Teerabscheidung in einem nassen Elektrofilter müssen die

Teere in kondensierter Form vorliegen. Folglich bedarf es einer vorherigen Kühlung des Rohgases.

Aus 25 % bis 80 % des in der Biomasse gebundenen Stickstoffes entsteht im Vergasungsreaktor Ammoniak (NH_3)[4]. Ammoniak kann in einer mit Wasser betriebenen Wäsche abgeschieden werden.

Der im Rohgas vorhandene Schwefelwasserstoff (H_2S) kann in einer basischen Wäsche aus dem Gas entfernt werden. Bei der Vergasung von unbelastetem, naturbelassenem Holz kann aufgrund der geringen Mengen an Schwefelverbindungen in der Biomasse und im Rohgas auf eine H_2S -Abscheidung verzichtet werden.

Kapitel 5

Stand der Technik

5.1 Übersicht über errichtete Anlagen

Im Rahmen einer Marktrecherche über Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung wurden insgesamt 120 in der Vergangenheit errichtete Anlagen analysiert. Davon befinden sich 34 Anlagen in Deutschland, weitere 66 Anlagen in anderen europäischen Staaten und 21 Anlagen außerhalb Europas. Bei den nicht europäischen Anlagen wurde darauf geachtet, dass deren Betrieb auch unter europäischen Umweltvorschriften und Lohnkosten aussichtsreich erscheint. Die betrachteten Anlagen sind in Abbildung 5.1 nach Baujahr und nach Vergasungsreaktorbauart sortiert dargestellt.

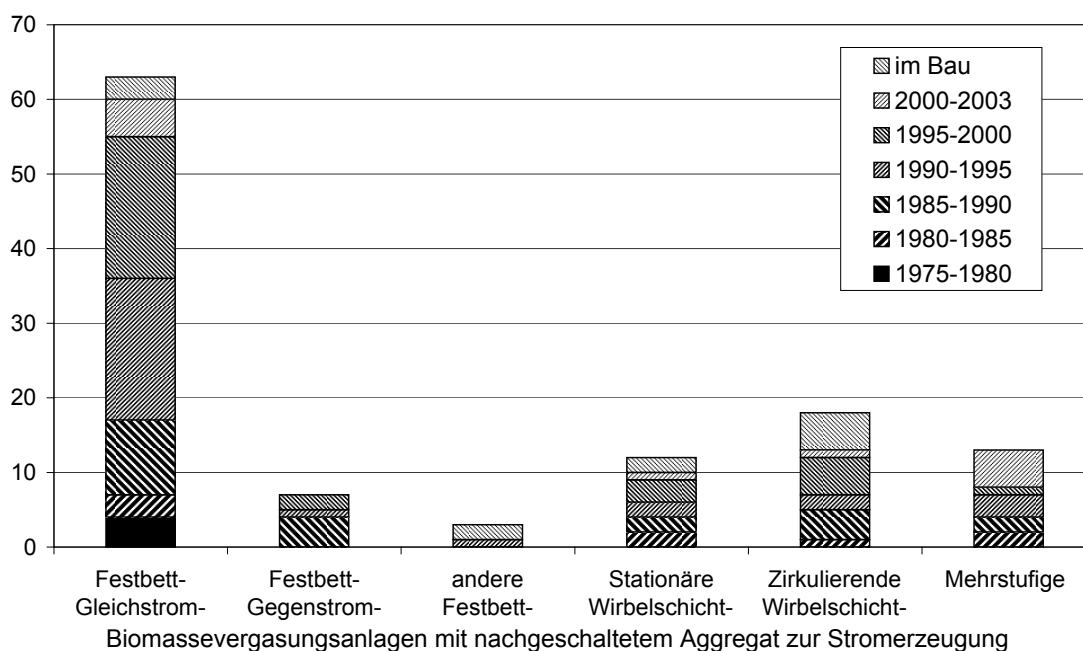


Abbildung 5.1: Anzahl der gebauten Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung von 1975 bis 2004

In 50% der Anlagen findet die Gaserzeugung in Gleichstromvergasungsreaktoren statt. In weiteren 25% der Anlagen werden Wirbelschichtvergasungsreaktoren zur Vergasung der Biomasse eingesetzt. In den verbleibenden 25% der Anlagen sind Gegenstromvergasungsreaktoren,

2-stufige Vergasungsreaktoren oder andere Vergasungsreaktorbauarten in die Anlagen integriert.

In Tabelle 5.1 sind gemittelte Kennzahlen und Anlagenparameter der im Rahmen der Recherche analysierten Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung angegeben. Die Anzahl der bei der Mittelwertbildung berücksichtigten Anlagen wird als tiefgestellte Zahl dem jeweiligen Wert hinzugefügt. Die Schwankungen in der Anlagenanzahl resultieren aus der teilweise unzureichenden Datenangabe der Anlagenbetreiber.

Tabelle 5.1: Gemittelte Kennzahlen und Anlagenparameter der recherchierten Anlagen

Parameter	Anlagen mit			
	Gegenstrom- vergasungs- reaktor	Gleichstrom- vergasungs- reaktor	Wirbelschicht- vergasungs- reaktor	zweistufigem Vergasungs- reaktor
P_{el} / kW_{el}	974 ₍₄₎	418 ₍₁₉₎	4376 ₍₆₎	130 ₍₃₎
η_{Gas}^1 / %	77 ₍₁₎	73 ₍₆₎	78 ₍₇₎	81 ₍₂₎
$\eta_{el, Brutto}$ / %	25 ₍₁₎	24 ₍₉₎	29 ₍₄₎	25 ₍₃₎
Teergehalt Rohgas / $mg/m^3(i.N.)$	12 000 ₍₁₎	733 ₍₃₎	4125 ₍₄₎	40 ₍₂₎
Betriebsdauer BHKW / h	6850 ₍₂₎	505 ₍₉₎	3730 ₍₅₎	1263 ₍₂₎

Festbettvergasungsreaktoren werden in Anlagen zur Erzeugung einer elektrischen Bruttoleistung von bis zu maximal $3 MW_{el}$ eingesetzt. Bei Anlagen mit integriertem Gegenstromvergasungsreaktor liegt die durchschnittliche Leistung mit $974 kW_{el}$ höher als bei Anlagen mit integriertem Gleichstromvergasungsreaktor mit $418 kW_{el}$. Anlagen mit Wirbelschichtvergasungsreaktor und nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung können mit einer installierten Leistung von $20 MW_{el}$ und mehr errichtet werden. Die durchschnittlich erzeugte elektrische Bruttoleistung der im Rahmen dieser Arbeit analysierten Anlagen mit integriertem Wirbelschichtvergasungsreaktor liegt bei nur $4376 kW_{el}$, da es sich bei den betrachteten Anlagen um Forschungs-, Pilot- und Demonstrationsanlagen handelt. Die Technologie der zweistufigen Vergasungsreaktoren kann zur Erzeugung hoher elektrischer Leistungen eingesetzt werden, auch wenn die in Tabelle 5.1 aufgeführte mittlere elektrische Leistung der zweistufigen Vergasungsreaktoren mit $P_{el} = 130 kW$ sehr gering ist. So befand sich 2005 eine zweistufige Vergasungsanlage mit einer Leistung von ca. $30 MW_{th}$ im Bau [20].

Die am häufigsten eingesetzten Aggregate zur Verstromung des Reingases sind motorische Blockheizkraftwerke (BHKW). Nur in neun der 120 recherchierten Vergasungsanlagen wird dem Vergasungsreaktor eine Gasturbine nachgeschaltet. Es ist keine Vergasungsanlage bekannt, in der das Reingas zum Betrieb einer Brennstoffzelle verwendet wird. Die elektrische Leistung der Anlagen mit motorischem BHKW liegt zwischen $25 kW_{el}$ und $2 MW_{el}$. Bei den analysierten Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschalteter Gasturbine wird eine Leistung zwischen $1,5 MW_{el}$ und $6 MW_{el}$ erzeugt.

Bei den betrachteten Anlagen werden 73 % bis 81 % der Biomasseleistung im Reingas chemisch gebunden ($\eta_{Gas} = 73\%$ bis 81%) und 24 % bis 29 % in elektrische Leistung umgewandelt ($\eta_{el, Brutto} = 24\%$ bis 29%). Da sich die gemittelten Kennzahlen der jeweiligen Vergasungsreaktorbauarten z.T. jedoch nur auf wenige Anlagen beziehen, kann daraus keine generelle Aussage

¹siehe Kapitel 6.2

über die jeweils verwendete Vergasungsreaktorbauart abgeleitet werden. Vielmehr sind die Wirkungsgrade von der Verfahrensgestaltung der gesamten Vergasungsanlage mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung abhängig.

Die recherchierten Teergehalte im Rohgas entsprechen den in Tabelle 4.1 genannten Werten. Der höchste Teergehalt von $12 \text{ g/m}^3(\text{i.N.})$ im Rohgas entsteht beim Betrieb eines Gegenstromvergasungsreaktors. Das nahezu teerfreie Rohgas der zweistufigen Vergasungsreaktoren kann ohne weitere Teerabscheidung in einem Motor zur Stromerzeugung verbrannt werden.

Nur bei 10 % der recherchierten Anlagen² wird angegeben, dass das BHKW über einen Zeitraum von mehr als 1000 Stunden betrieben werden konnte (Abbildung 5.2). Bei über 75 % der Anlagen wird keine Aussage über die Betriebsdauer getroffen. Es ist anzunehmen, dass diese Anlagen aufgrund von technischen oder ökonomischen Schwierigkeiten nur kurzzeitig betrieben werden konnten.

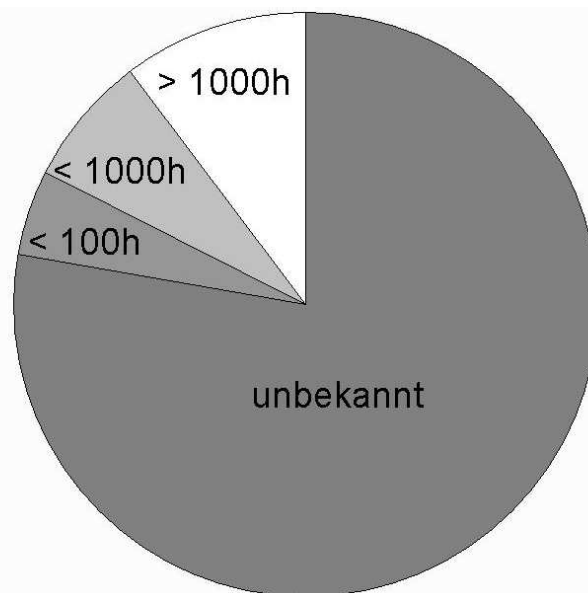


Abbildung 5.2: Betriebsstunden der Vergasungsanlagen

Die Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW mit den höchsten Motorbetriebsstunden sind die Wirbelschichtvergasungsanlage in Güssing mit über 15 000 Stunden seit der Inbetriebnahme im September 2001 und die Vølund-Gegenstromvergasungsanlage in Harbøre mit über 13 000 Stunden seit Anfang 2000 (Stand August 2005). Die einzige Anlage, die über einen längeren Zeitraum (3600 h in 3,5 Jahren) das erzeugte Reingas in einer Gasturbine genutzt hat, ist die Anlage mit Druckwirbelschichtvergasungsreaktor in Värnamo. Die Anlage wurde jedoch 1999 aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt.

²Firma bzw. Standort, Land: Güssing, A; Hengeloo, B; Fürstenwalde, D; Kopf AG, D; Mothermik, D; Harbøre, DK; Hogild, DK; DTU, DK; Wellmann, GB; Blackwater Valley Museum, GB; Värnamo, S; Uni Calendula, E

5.2 Betriebliche Probleme

Bis 2005 konnte sich kein Biomassevergasungsverfahren mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung durchsetzen. Bei den errichteten Anlagen kam es in der Vergangenheit immer wieder zu Problemen, welche den wirtschaftlichen Durchbruch dieser Technologie bislang verhinderten.

5.2.1 Teerproblematik

Die Kondensation der im Rohgas vorhandenen Teere in den Aggregaten der Gasaufbereitung oder Stromerzeugung stellte in der Vergangenheit ein zentrales Problem beim Betrieb von Vergasungsheizkraftwerken dar.

Bedingt durch die für die gasmotorische Nutzung notwendige Temperaturabsenkung des Rohgases kommt es bei Unterschreitung der Sättigungstemperatur zum Ausfall der entsprechenden Teere. Erfolgt diese Kondensation in nicht dafür vorgesehenen Aggregaten, so kommt es zu Ablagerungen und Verschmutzungen, welche die Funktionalität der betroffenen Aggregate negativ beeinflussen kann. Beispielsweise ist in Abbildung 5.3 die Rohgasseite eines Wärmetauschers zu sehen, der durch Kondensation von Teeren verschmutzte. In der Vergangenheit kam es in einer Vielzahl von Anlagen zu solchen Verschmutzungen in Wärmetauschern, Staubfiltern und Rohrleitungen, die teilweise zum Ausfall der gesamten Anlage führten.



Abbildung 5.3: Teerablagerungen auf der Rohgasseite eines Wärmetauschers

In Tabelle 5.1 wird ein gemittelter Teergehalt von $733 \text{ mg/m}^3 \text{ (i.N.)}$ für das in Gleichstromvergasungsreaktoren erzeugte Rohgas angegeben. Dieser Mittelwert gilt für Anlagen, die stabil betrieben werden konnten. In Vergasungsheizkraftwerken mit integriertem Gleichstromvergasungsreaktor, in welchen kein stabiler Betrieb erreicht werden konnte, überstiegen die im Rohgas vorhandenen Teerkonzentrationen diesen Mittelwert jedoch deutlich. Auslöser für die hohen Teerkonzentrationen waren oftmals Schwankungen im Wassergehalt oder der Korngröße der dem Vergasungsreaktor zugeführten Biomasse. Diese führten zu einer lokalen Absenkung der maximalen Temperatur im Bereich der Oxidationsreaktionen. Folglich wurden die bei der Pyrolyse gebildeten Teere teilweise nicht mehr thermisch aufgespalten und es kam zu unerwünscht hohen

Teerkonzentrationen im Rohgas. So wurden beispielsweise von Hiller Teergehalte von bis zu $20\,000\text{ mg/m}^3(\text{i.N.})$ im Rohgas eines Gleichstromvergasungsreaktors gemessen [37].

Auch der während der Inbetriebnahme oft noch instationäre Betrieb sowie häufige An- und Abfahrvorgänge führten in diversen Anlagen zu Teerablagerungen. Auf diese Weise kam es z.B. bei der Abkühlung diverser Anlagen nach dem Abfahren bei ungenügender Spülung der gesamten Anlage mit Inertgas zum Ausfall von Teeren.

Zur Teerabscheidung aus dem Rohgas haben sich ölbetriebene Wäscher und nasse Elektrofilter bewährt [74]. Dem Vergasungsreaktor nachgeschaltete Katalysatoren zur Teerreduktion haben sich bislang nicht durchsetzen können, da bei einigen Anlagen die Reaktivität durch Katalysatorgifte (H_2S , Schwermetalle) drastisch reduziert wurde. Erfolgt die Teerabscheidung in einer wasserbetriebenen Wäsche, so kondensieren die Teere aufgrund der Unterschreitung der Sättigungstemperatur aus. Die noch im Reingas verbliebenen Teere sind daher im Sättigungszustand. Folglich muss darauf geachtet werden, dass nicht durch eine weitere Abkühlung in nachfolgenden Aggregaten die Sättigungstemperatur erneut unterschritten wird.

Am Beispiel eines atmosphärischen, mit Dampf betriebenen Wirbelschichtvergasungsreaktors mit nachgeschalteter Gasturbine wird diese Problematik verdeutlicht. Das teerhaltige Rohgas wird vor der Kompression in einer Wasserwäsche bei Umgebungsdruck gereinigt. Im Wäscher kondensieren bzw. sublimieren im Gas vorhandene Teerverbindungen durch die Abkühlung des Rohgases, sodass sich nach der Gaswäsche die im Gas noch vorhandenen Teerverbindungen im Sättigungszustand befinden. In Abbildung 5.4 sind die Sättigungslinien sowohl einiger typischer Teerverbindungen als auch des Benzols aufgetragen [32]. Wird die Wasserwäsche beispielsweise bei 300 K betrieben, so stellt sich für die unterschiedlichen Teerverbindungen ein dieser Temperatur zugehöriger Partialdruck ein. Beispielsweise liegt bei 300 K der Sättigungsdruck von 1,3,5,7 Cyclooctatetraene ($\text{C}_9\text{H}_7\text{F}_3\text{O}_2$) bei 0,012 bar (Punkt A).

Zur Verbrennung in der Gasturbinenbrennkammer muss das Reingas auf den Brennkammerdruck verdichtet werden. Zur Verminderung des Energiebedarfs der Reingasverdichtung wird bei herkömmlichen GuD-Anlagen der Gasverdichter mit Zwischenkühlung ausgeführt. Daher sind in Abbildung 5.4 die Änderungen des Druckes und der Temperatur des Reingases während einer Kompression von 1 bar auf 10 bar mit Zwischenkühlung bei 4 bar aufgetragen (Linie „Reingas“). Des Weiteren ist die Änderung des Partialdruckes und der Temperatur von 1,3,5,7 Cyclooctatetraene während der Verdichtung von 1 bar auf 4 bar (Linie A bis B), bei der Zwischenkühlung (Linie B bis D) und während der anschließenden Verdichtung von 4 bar auf 10 bar aufgetragen (Linie D bis E).

Bei der in Abbildung 5.4 dargestellten Verdichtung des Reingases kommt es bei der Zwischenkühlung zur Kondensation von Teeren. So steigt der Partialdruck von 1,3,5,7 Cyclooctatetraene im ersten Verdichter von 0,012 bar auf 0,047 bar (Punkt B). Bei der anschließenden Zwischenkühlung auf 310 K wird die Sättigungstemperatur unterschritten und es kommt zur Kondensation von 1,3,5,7 Cyclooctatetraene im Zwischenkühler (Linie C bis D). Auch andere im Reingas vorhandene Teere, die vor der Verdichtung im Sättigungszustand vorliegen, kondensieren bzw. sublimieren im Zwischenkühler. Da in der Vergangenheit noch keine atmosphärische Biomassevergasungsanlage mit nachgeschalteter Gasturbine über einen längeren Zeitraum betrieben worden ist, konnte diese Problematik bislang nicht beobachtet werden. 2002 wurde in England ein atmosphärischer Wirbelschichtvergasungsreaktor mit nachgeschalteter Gaswäsche, Reingasverdichtung und Gasturbine in Betrieb genommen, in der diese Problematik zu erwarten war [53].

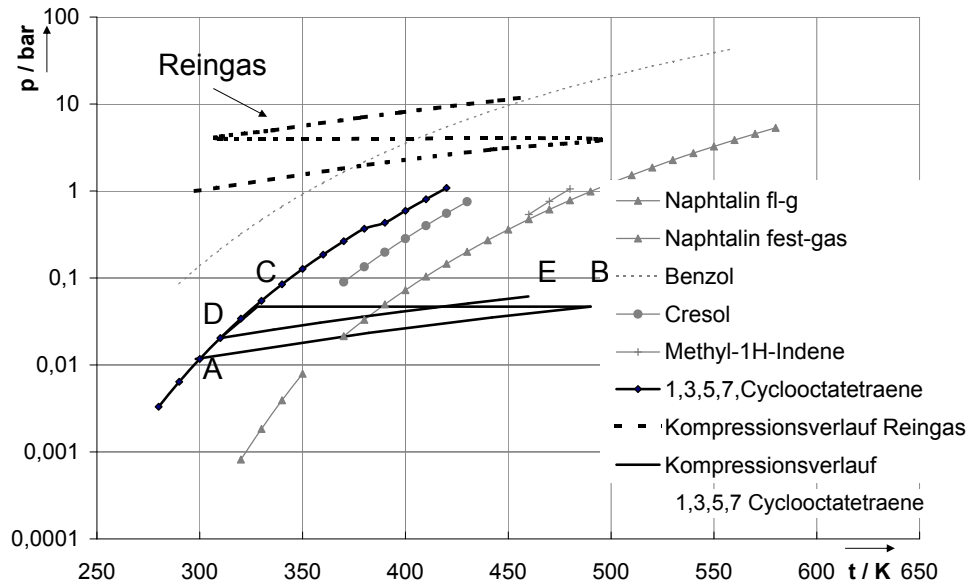


Abbildung 5.4: Sättigungslinien einiger Teere, Änderung des Druckes und der Temperatur vom Reingas und von 1,3,5,7 Cyclooctatetraene während der Verdichtung

Aufgrund diverser anderer Schwierigkeiten konnte die Anlage jedoch nie stabil betrieben werden.

Auch bei turboaufgeladenen Gasmotoren kam es in der Vergangenheit vereinzelt zur Kondensation von Teeren im Turbolader aufgrund der gerade beschriebenen Problematik. Allerdings wird das Reingas bei modernen Gasmotoren mit der Verbrennungsluft vor dem Turbolader gemischt. Dabei sinkt der Partialdruck der Teere im Reingas-Luft-Gemisch deutlich ab, sodass ein Ausfall von Teeren in der Regel vermieden wird.

5.2.2 Weitere Herausforderungen

Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, dürfen für einen störungsfreien Betrieb eines Gasmotors der Heizwert und die laminare Flammgeschwindigkeit des Reingases Mindestwerte nicht unterschreiten (Tabelle 4.2). In der Regel ist dies bei den in dieser Arbeit recherchierten Anlagen unter der Voraussetzung eines stabilen Anlagenbetriebs möglich.

Die schwankende Stückigkeit der Biomasse und Verunreinigungen durch z.B. Steine oder Metallteile bei der Verwendung von Altholz führen bei den unterschiedlichen Vergasungsanlagen immer wieder zu Problemen im Zufuhrsystem und im Reaktor selbst. Es kommt zu Verklemmungen in den Fördereinrichtungen oder zu Undichtigkeiten in den Schleusensystemen und folglich zu einem diskontinuierlichen Anlagenbetrieb.

Damit die bei der Vergasung von Biomasse entstehende Asche auf einer Deponie entsorgt werden darf, muss der Glühverlust gemäß Deponiekategorie II der „Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen“ (Abfallablagerungsverordnung) weniger als 5 % betragen [10]. In der Vergangenheit konnte dieser Grenzwert vor allem bei Gleichstromvergasungsreaktoren oftmals nicht eingehalten werden.

Aus dem in der Biomasse vorhandenen Schwefel und Chlor entstehen bei der Vergasung flüchtige Verbindungen (z. B. H_2S , HCl). Gelangen diese Verbindungen mit dem Reingas in den Motorraum, führen sie zu einer Reduktion der Total Acid Number (TAN) des Schmieröls. Aus dem in der Biomasse vorhandenen Stickstoff bilden sich bei der Vergasung im Wesentlichen Ammoniak (NH_3) und teilweise Blausäure (HCN). Eine Überschreitung der von den Motorherstellern geforderten Ammoniak-Grenzwertkonzentration kann zu einer Verminderung der Total Base Number (TBN) des Motorenöls führen.

Mit der Reduktion der TAN- und TBN-Werte sinkt die Neutralisationsfähigkeit des Motorenöls. Damit Korrosion im Motor vermieden wird, muss das Motoröl gewechselt werden. Bei einigen in der Vergangenheit über mehrere 1000 Stunden betriebenen Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW mussten wegen verminderter Neutralisationsfähigkeit des Motorenöls die Ölwechselintervalle verkürzt werden. Allerdings konnte auch gezeigt werden, dass durch Anpassung des Motorenöls Ölstandzeiten erreicht werden können, die den von erdgasbetriebenen Gasmotoren entsprechen.

Beim Einsatz von Oxidationskatalysatoren zur CO-Reduktion im Motorabgas kam es in der Vergangenheit teilweise zu einer massiven Reduktion der Umsatzrate des Katalysators durch Zink- und Bleiverbindungen im Motorabgas [71]. Allerdings konnten in jüngster Zeit (2004 bis 2005) auch in zwei Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW Oxidationskatalysatoren über mehrere 1000 Stunden stabil betrieben werden. Daher scheint der Einsatz von Oxidationskatalysatoren zur Abgasnachbehandlung beim Einsatz schwefel- und schwermetallarmer Biomassen möglich.

Bei 75 % der untersuchten Anlagen beträgt die installierte elektrische Leistung weniger als 150 kW_{el} (Abbildung 5.5). Bei solch kleinen Anlagen ist aufgrund fehlender Automatisierung und aufgrund der Notwendigkeit der manuellen Behebung von Störungen ein Betrieb ohne Beobachtung (BOB) in der Regel nicht möglich. Die damit verbundenen hohen spezifischen Betriebskosten bei oft gleichzeitig geringen Jahresbetriebsstunden verhindern einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb.

Da es sich bei einer Vielzahl der recherchierten Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem Aggregat zur Stromerzeugung um Forschungs- und Pilotanlagen handelt, wurde der Bau der Anlagen durch staatliche Zuschüsse finanziell gefördert. Bei vielen Anlagen waren für die Überwindung der Schwierigkeiten, die bei der Inbetriebnahme auftraten, nur unzureichende finanzielle Mittel vorhanden. Folglich wurden die Anlagen noch vor Beendigung der Inbetriebnahme stillgelegt.

Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW mit einer geringen elektrischen Leistung wurden häufig von kleinen bis mittelständigen Firmen errichtet. Für den störungsfreien Betrieb einer solchen Anlage muss das Zusammenspiel der einzelnen Aggregate der Biomasseaufbereitung und -zufuhr, der Gaserzeugung, der Gasaufbereitung und der Stromerzeugung aufeinander abgestimmt werden. Hierfür bedarf es ausreichender Erfahrungen seitens der Anlagenentwickler, die teilweise bei den kleinen bis mittelständigen Firmen nicht vorhanden war.

Bei einigen Projekten wurde vor dem Bau einer Pilotanlage die gesamte Verfahrenskette nur unzureichend erprobt. Durch den Betrieb einer Versuchsanlage über einige 100 Stunden, in der die später zu realisierende Anlagentechnik nur teilweise vorhanden war, galt die Tauglichkeit der Anlagentechnik als nachgewiesen und bewährt. Ein anschließender, stabiler Betrieb der Pilotan-

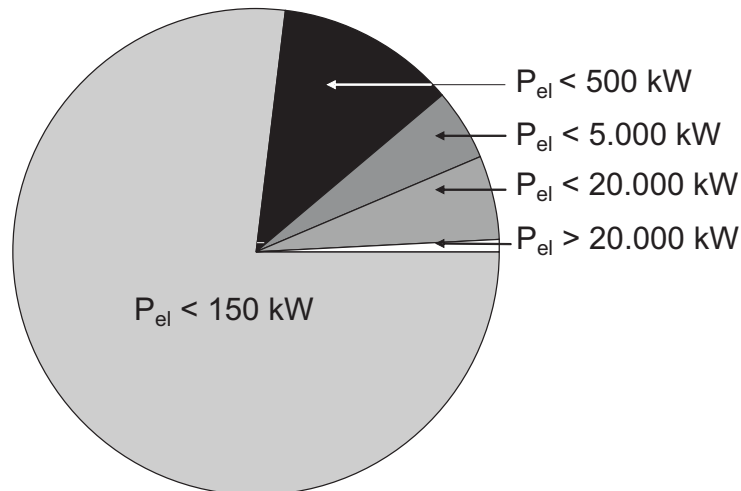


Abbildung 5.5: Anzahl der recherchierten Vergasungsanlagen in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung

lage war in der Regel nicht möglich, da aufgrund mangelnder Erfahrung das Betriebsverhalten der einzelnen Aggregate der komplexen Anlage nur ungenügend aufeinander abgestimmt war.

Bis auf die in diversen Anlagen auftretende Teerproblematik konnten bei der Recherche keine massiven technischen Probleme der Vergasungstechnologie festgestellt werden und auch die Teerproblematik kann inzwischen als gelöst betrachtet werden:

- Beim Betrieb von zweistufigen Vergasungsreaktoren kann ein nahezu teerfreies Rohgas erzeugt werden, das ohne weitere Abscheidung von Teeren in einem Gasmotor verbrannt werden kann.
- Durch die Anpassung der Gasaufbereitung auf den Teergehalt des Rohgases können die im Rohgas vorhandenen Teere durch den Einsatz geeigneter Aggregate zuverlässig und dauerhaft abgeschieden werden.

Dass sich bis heute (2005) keine der Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW zur Verstromung von Biomasse durchsetzen konnte, ist im Wesentlichen durch das Zusammenspiel der beschriebenen technischen und ökonomischen Schwierigkeiten zu erklären.

Kapitel 6

Energetische und exergetische Kennzahlen zur Bewertung von Vergasungsheizkraftwerken

Nachfolgend werden Kennzahlen zur Bewertung von Vergasungsheizkraftwerken im KWK-Betrieb aufgestellt. Aufbauend auf den kurz erläuterten energetischen Grundlagen von KWK-Anlagen erfolgt die Definition der teilweise neu entwickelten energetischen und exergetischen Kennzahlen. Anhand dieser können unterschiedliche Vergasungsheizkraftwerke sowohl untereinander als auch mit bestehenden Dampfheizkraftwerken verglichen und bewertet werden.

6.1 Energetische Grundlagen von KWK-Anlagen

Die energetische Bewertung der Güte von mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerken erfolgt auf Basis der zu- und abgeführten Leistungen. Bei dem gleichzeitigen Einsatz unterschiedlicher Biomassen ergibt sich die zugeführte Biomasseleistung zu

$$\dot{Q}_{Bio} = \sum_i \dot{Q}_{Bio,i} = \sum_i \dot{m}_i \cdot H_{u,i} . \quad (6.1)$$

Neben der elektrischen Leistung P_{el} wird bei Heizkraftwerken die Nutzwärmeleistung

$$\dot{Q}_N = \dot{m}_{Heizwasser} \cdot c_p \cdot (T_{Vorlauf} - T_{Rücklauf}) \quad (6.2)$$

erzeugt.

Bei schwankenden Nutzleistungen P_{el} oder \dot{Q}_N können durch Integration über den zu betrachtenden Zeitraum gemittelte Leistungen \bar{P}_{el} und \bar{Q}_N berechnet werden. Bei Heizkraftwerken wird aufgrund der saisonalen Schwankungen des Heizwärmebedarfs häufig über einen Zeitraum von einem Jahr gemittelt:

$$\bar{P}_{el, Brutto} = \frac{1}{8760 \text{ h}} \int_0^{8760 \text{ h}} P_{el, Brutto} dt . \quad (6.3)$$

$$\bar{Q}_N = \frac{1}{8760 \text{ h}} \int_0^{8760 \text{ h}} \dot{Q}_N dt . \quad (6.4)$$

In dieser Arbeit werden nur elektrische Bruttoleistungen verwendet, da in Deutschland bei mit Biomasse betriebenen Kraftwerken die gesamte erzeugte Bruttostrommenge zu den im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) festgelegten Konditionen verkauft wird. Zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfs wird Strom aus dem Netz zu deutlich niedrigeren Konditionen gekauft.

Ein wirtschaftlicher Betrieb ist zurzeit (2005) in Deutschland bei mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerken mit einer installierten elektrischen Leistung $< 10 \text{ MW}_{el}$ nur möglich, wenn Fernwärme ausgekoppelt und verkauft wird.

Der geordnete Wärmebedarf eines regionalen Wärmenetzes \dot{Q}_{FW} bei gleichzeitiger Versorgung mit Heizwärme und warmem Brauchwasser ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Zusätzlich ist die in einem Heizkraftwerk erzeugte Nutzwärmeleistung \dot{Q}_N aufgetragen. Aus ökonomischen Gründen wird ein Spitzenlastkessel sowohl zur Deckung der Wärmebedarfsspitze als auch als Reserveanlage bei Ausfall des Heizkraftwerkes oder zur Grundlastversorgung während Revisionsarbeiten eingesetzt. Daher erzeugt in Abbildung 6.1 das Heizkraftwerk eine maximale Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{N,max}$ von 50 % des Spitzenlastwärmebedarfs $\dot{Q}_{FW,max}$.

Aufgrund der im EEG festgelegten hohen Einspeisevergütungen wird in den mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerken neben der bereitzustellenden Wärme die im jeweiligen Betriebspunkt maximal mögliche elektrische Leistung erzeugt. Beim Betrieb der Dampfheizkraftwerke nimmt der elektrische Wirkungsgrad $\eta_{el,DHKW}$ mit zunehmender Nutzwärmeauskopplung ab. Im Gegensatz dazu bleibt der elektrische Wirkungsgrad der Vergasungsheizkraftwerke $\eta_{el,VHKW}$ unabhängig von der erzeugten Nutzwärmeleistung konstant (Abbildung 6.1).

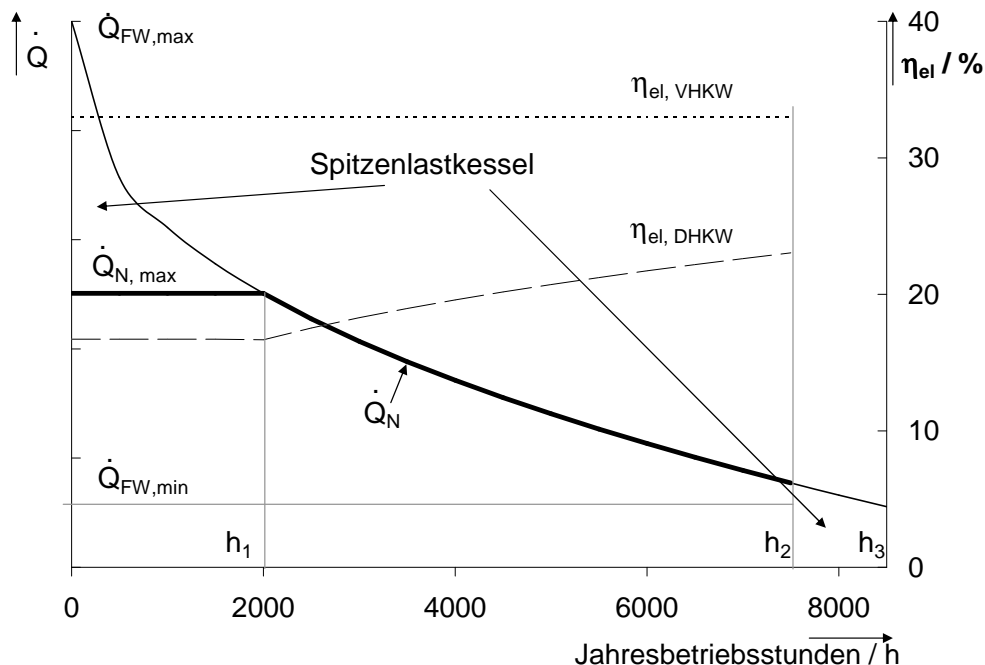


Abbildung 6.1: Geordneter Wärmebedarf bei gleichzeitiger Bereitstellung von Nutzwärme und warmem Brauchwasser

Die Stromverlustkennziffer τ gibt die elektrische Leistungsminderung ΔP_{el} eines Dampfheiz-

kraftwerkes im Gegendruckbetrieb gegenüber einem Dampfkraftwerk im Kondensationsbetrieb bezogen auf die Nutzwärmeleistung \dot{Q}_N an [12]:

$$\tau = \frac{\Delta P_{el}}{\dot{Q}_N}. \quad (6.5)$$

In dieser Arbeit wird vereinfachend angenommen, dass die Temperatur der Nutzwärmeauskopplung über das ganze Jahr konstant bleibt. Dann gilt [12]:

$$\tau = \frac{\Delta P_{el}}{\dot{Q}_N} \approx 1 - \frac{T_{Kond}}{T_N}. \quad (6.6)$$

Somit besteht bei konstanter Temperatur der Nutzwärmeauskopplung ein annähernd lineares Verhältnis zwischen der Änderung der erzeugten elektrischen Leistung und der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung.

Ein Dampfheizkraftwerk im KWK-Betrieb kann man sich gedanklich als Überlagerung einer Kondensations- und einer Gegendruckanlage vorstellen. Dann ist aus Gleichung 6.6 ersichtlich, dass der elektrische Wirkungsgrad eines Dampfheizkraftwerkes mit steigender Wärmeauskopplung bei konstanter Temperatur der Nutzwärmeauskopplung in guter Näherung linear abnimmt:

$$\eta_{el,DKW,KWK} = \eta_{el,DKW,Kond} - \tau \cdot \frac{\dot{Q}_N}{\dot{Q}_{Bio}}. \quad (6.7)$$

Der Faktor d_{HKW} gibt das Verhältnis zwischen der maximal geforderten Fernwärmeleistung $\dot{Q}_{FW,max}$ und der maximalen Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{N,max}$ des Heizkraftwerkes an:

$$d_{HKW} = \frac{\dot{Q}_{FW,max}}{\dot{Q}_{N,max}} \quad (6.8)$$

Der Spitzenlastkessel wird für $t=h_1$ Stunden für die Bereitstellung von Spitzenlastwärme eingesetzt (siehe Abbildung 6.1). Das Heizkraftwerk wird jährlich für $t=h_2$ Stunden betrieben. Der geordnete Fernwärmebedarf lässt sich in guter Näherung nach [79] mit der Funktion

$$\dot{Q}_{FW} = \dot{Q}_{FW,max} - (\dot{Q}_{FW,max} - \dot{Q}_{FW,min}) \cdot \left(\frac{t}{h_3}\right)^b \quad (6.9)$$

mit

$$b = \frac{\bar{\dot{Q}}_{FW} - \dot{Q}_{FW,min}}{\dot{Q}_{FW,max} - \bar{\dot{Q}}_{FW}} \quad (6.10)$$

abbilden. Damit lassen sich die über das Jahr gemittelte abgegebene Nutzwärmeleistung und die elektrische Leistung des Heizkraftwerkes berechnen:

$$\begin{aligned} \bar{\dot{Q}}_N &= \frac{1}{h_2} \cdot \left(\int_0^{h_1} \dot{Q}_{N,max} dt + \int_{h_1}^{h_2} \dot{Q}_{FW} dt \right) \\ &= \frac{\dot{Q}_{N,max}}{h_2} \cdot \left[h_1 + d_{HKW}(h_2 - h_1) \dots \right. \\ &\quad \left. - \frac{1}{(b+1)h_3^b} \left(d_{HKW} - \frac{\dot{Q}_{FW,min}}{\dot{Q}_{N,max}} \right) \left(h_2^{(b+1)} - h_1^{(b+1)} \right) \right], \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\bar{P}_{el,VKW} = P_{el,VKW} \text{ und} \quad (6.12)$$

$$\bar{P}_{el,DKW} = P_{el,DKW} - \tau \cdot \bar{Q}_N . \quad (6.13)$$

6.2 Energetische Kennzahlen von KWK-Anlagen

Die Beurteilung von Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt auf Grundlage von energetischen Kennzahlen. Neben den in der VDI Richtlinie 4661 [70] definierten Kennzahlen werden im Rahmen dieser Arbeit neue Kennzahlen zur energetischen Bewertung sowohl des Biomassevergasungsreaktors als auch der Integration des Vergasungsreaktors und der Gasaufbereitung in die Gesamtanlage aufgestellt. Der Vergleich der für die unterschiedlichen Heizkraftwerke berechneten Kennzahlen ermöglicht eine fundierte energetische Bewertung der Varianten.

Elektrischer Brutto-Wirkungsgrad

Der elektrische Brutto-Wirkungsgrad ist der Quotient aus der in einem Heizkraftwerk erzeugten elektrischen Bruttoleistung und der zugeführten Biomasseleistung:

$$\eta_{el, Brutto} = \frac{P_{el, Brutto}}{\dot{Q}_{Bio}} . \quad (6.14)$$

Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad beschreibt das Verhältnis der erzeugten elektrischen Bruttoleistung und der Nutzwärmeleistung zur zugeführten Biomasseleistung:

$$\omega = \frac{P_{el, Brutto} + \dot{Q}_N}{\dot{Q}_{Bio}} . \quad (6.15)$$

Dabei werden elektrische Leistung und Nutzwärmeleistung gleich bewertet.

Stromkennzahl

Die Stromkennzahl

$$\sigma = \frac{P_{el, Brutto}}{\dot{Q}_N} \quad (6.16)$$

kennzeichnet das Verhältnis der erzeugten elektrischen Leistung zur erzeugten Nutzwärmeleistung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Da die elektrische Leistung der zurzeit in Deutschland mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerke weniger als 20 MW_{el} beträgt und daher die in diesen Anlagen erzeugte Nutzwärmeleistung zur Versorgung kleinerer Wärmenetze mit saisonal schwankendem Wärmebedarf dient, werden für

eine aussagekräftige Bewertung jährlich gemittelte Kennzahlen benötigt.

Der über einen Zeitraum von einem Jahr gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad

$$\bar{\omega} = \frac{1}{8760} \int_0^{8760h} \frac{P_{el, Brutto} + \dot{Q}_N}{\dot{Q}_{Bio}} dt = \frac{\bar{P}_{el, Brutto} + \bar{\dot{Q}}_N}{\dot{Q}_{Bio}} \quad (6.17)$$

ist das Verhältnis aus der Summe der über das Jahr erzeugten elektrischen Leistung und Nutzwärmeleistung zur Summe der zugeführten Biomasseleistung. Da für Deutschland im EEG hohe Einspeisevergütungen für regenerativ erzeugten Strom festgelegt sind, werden mit Biomasse betriebene Heizkraftwerke ganzjährig unter Volllast betrieben. So wird neben der zur Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes benötigten Nutzwärmeleistung die im Betriebspunkt maximal mögliche elektrische Leistung erzeugt. Durch den ganzjährigen Volllastbetrieb bleibt die dem Heizkraftwerk zugeführte Biomasseleistung über das Jahr konstant. Unter dieser Annahme bedarf es in Gleichung 6.17 keiner Berechnung einer gemittelten Biomasseleistung.

Entsprechend Gleichung 6.17 lässt sich der gemittelte elektrische Brutto-Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{el, Brutto}$ und die gemittelte Stromkennzahl $\bar{\sigma}$ berechnen:

$$\bar{\eta}_{el, Brutto} = \frac{\bar{P}_{el, Brutto}}{\dot{Q}_{Bio}} \quad (6.18) \quad \bar{\sigma} = \frac{\bar{P}_{el, Brutto}}{\dot{Q}_N} \quad (6.19)$$

Wirkungsgrad der Vergasung

Bei der Vergasung von Biomasse wird feste Biomasse in einen gasförmigen Energieträger umgewandelt. Der Wirkungsgrad der Vergasung

$$\eta_{Gas} = \frac{\dot{m}_{Gas} \cdot H_{u, Gas}}{\dot{Q}_{Bio} + \sum_n \dot{Q}_{zu, n}} \quad (6.20)$$

wird definiert als der Quotient der chemisch gebundenen Leistung des Gasstromes und der dem Vergasungsreaktor und der vorgeschalteten Biomasseaufbereitung zugeführten Leistungen. Wie aus Abbildung 6.2 hervorgeht, können dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zusätzlich zur Biomasseleistung \dot{Q}_{Bio} weitere Leistungen in Form von Wärme oder in der Gasaufbereitung abgeschiedenen Kohlenwasserstoffen zugeführt werden ($\sum \dot{Q}_{zu, n} = \dot{Q}_{4'} + \dot{Q}_{7'}$). Diese werden im Summanden des Nenners der Gleichung 6.20 berücksichtigt. Die der Biomasseaufbereitung zugeführte Leistung wird bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung mit einbezogen, um einen aussagekräftigen Vergleich zwischen VHKW mit einer in den Vergasungsreaktor integrierten Biomassetrocknung und VHKW mit einer dem Vergasungsreaktor vorgeschalteten Biomassetrocknung zu ermöglichen.

Die Leistung der im Gasstrom mitgeführten Wärme wird bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung η_{Gas} in Gleichung 6.20 nicht berücksichtigt. Denn vor der Nutzung des Reingases in einem motorischen BHKW muss das Reingas auf eine Temperatur von 280 K bis 320 K abgekühlt werden, sodass nur die chemisch gebundene Leistung des Gasstromes im Motor zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Daher wird in dieser Arbeit, in welcher Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem, motorischen BHKW bewertet werden, nur

die chemisch gebundene Gasleistung bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung η_{Gas} berücksichtigt.

Bei druckaufgeladener Vergasung mit anschließender Gasnutzung in einer Gasturbine kann auf eine Abkühlung des Rohgases auf Umgebungstemperatur verzichtet und die fühlbare Wärme des Rohgases in der Gasturbine genutzt werden. Da jedoch die fühlbare Wärme des Gases beim Wirkungsgrad der Vergasung nicht berücksichtigt wird, eignet sich diese Kennzahl nicht zur Bewertung von druckaufgeladenen Vergasungsanlagen mit nachgeschalteter Gasturbine.

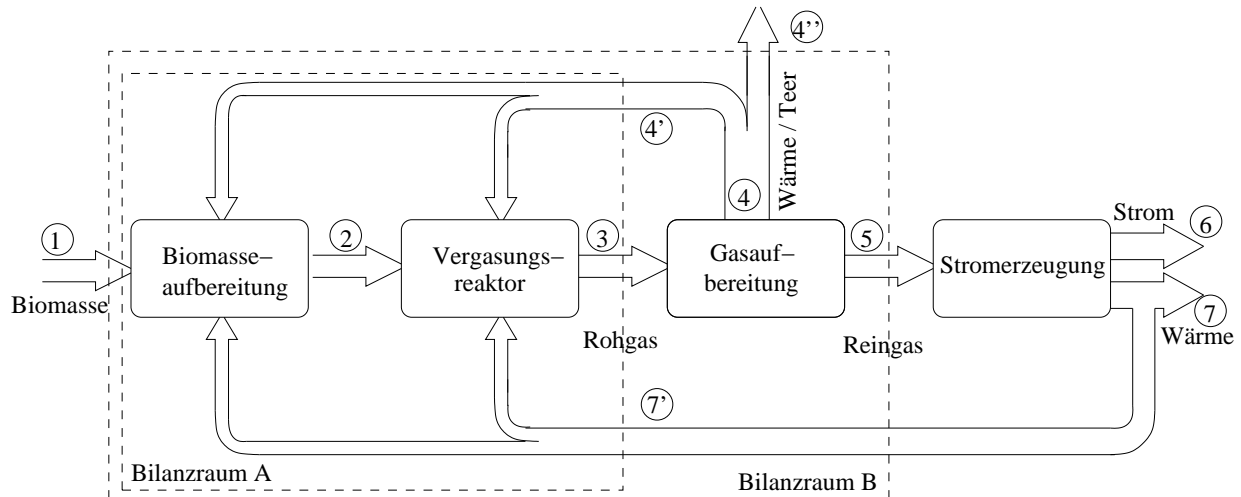


Abbildung 6.2: Vereinfachtes Fließbild eines Vergasungsheizkraftwerkes zur Verdeutlichung des Wirkungsgrades der Vergasung

Der Wirkungsgrad der Vergasung kann auf das Rohgas nach dem Vergasungsreaktor (3) ($\eta_{Gas, Roh}$) oder auf das Reingas nach der Gasaufbereitung (5) ($\eta_{Gas, Rein}$) bezogen werden. Der Unterschied zwischen dem auf das Rohgas und dem auf das Reingas bezogenen Wirkungsgrad der Vergasung soll anhand der in Abbildung 6.2 schematisch dargestellten Vergasungsanlage verdeutlicht werden:

Die feste Biomasse (1) wird der Biomasseaufbereitung zugeführt und durch Einkopplung von Wärme getrocknet. Aus der getrockneten Biomasse (2) wird im Vergasungsreaktor Rohgas (3) erzeugt. In der Gasaufbereitung entsteht durch Reinigung und Kühlung des Rohgases das Reingas (5). Dabei werden Wärme und langkettige Kohlenwasserstoffe ausgekoppelt (4) und teilweise zurück in den Vergasungsreaktor und die Biomasseaufbereitung geführt (4'). In den Aggregaten der Funktionsgruppe der Stromerzeugung werden aus dem Reingas elektrische Leistung (6) und Wärmeleistung (7) erzeugt. Auch hier wird ein Teil der erzeugten Wärmeleistung zurück in den Vergasungsreaktor und die Biomasseaufbereitung geführt (7') und dient sowohl zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Vergasungsreaktionen als auch zur Trocknung der Biomasse.

Mit den Bilanzräumen A und B in Abbildung 6.2 lassen sich die auf das Rohgas und auf das Reingas bezogenen Wirkungsgrade der Vergasung berechnen. Die Gasleistung wird auf die zugeführte Biomasseleistung und die dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zusätzlich

zugeführten Leistungen bezogen:

$$\eta_{Gas, Roh} = \frac{\dot{m}_{Gas, Roh} \cdot H_{u, Gas, Roh}}{\dot{Q}_{Bio} + \sum_n \dot{Q}_{zu, n}} = \frac{\dot{m}_3 \cdot H_{u, 3}}{\dot{m}_1 \cdot H_{u, 1} + \dot{Q}_{4'} + \dot{Q}_{7'}} , \quad (6.21)$$

$$\eta_{Gas, Rein} = \frac{\dot{m}_{Gas, Rein} \cdot H_{u, Gas, Rein}}{\dot{Q}_{Bio} + \sum_n \dot{Q}_{zu, n}} = \frac{\dot{m}_5 \cdot H_{u, 5}}{\dot{m}_1 \cdot H_{u, 1} + \dot{Q}_{7'}} . \quad (6.22)$$

Aus dem auf das Rohgas bezogenen Wirkungsgrad der Vergasung $\eta_{Gas, Roh}$ ergeben sich keine Aussagen über die energetische Güte der Vergasungsanlage, da im Rohgas in der Regel noch Teere vorhanden sind. Diese steigern einerseits den Heizwert des Rohgases, andererseits müssen sie jedoch vor einer motorischen Gasnutzung entfernt werden. So können beispielsweise bei Gegenstromvergasungsanlagen bis zu 20 % der Biomasseleistung im Rohgas in Teeren gebunden sein. Da die in den Teeren gebundene Energie vor der gasmotorischen Nutzung abgeschieden wird, stellt der mit dem Rohgas bestimmte Wirkungsgrad der Vergasung nicht das Verhältnis zwischen der nutzbaren Gasleistung und den dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zugeführten Leistungen dar. Folglich wird in dieser Arbeit nur der auf das Reingase bezogene Wirkungsgrad der Vergasung $\eta_{Gas, Rein} = \eta_{Gas}$ betrachtet. Diese Kennzahl stellt das Verhältnis von im Motor nutzbarer Reingaseleistung \dot{Q}_5 zu den dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zugeführten Leistungen $\dot{Q}_{Bio} = \dot{Q}_1$ und $\sum \dot{Q}_{zu} = \dot{Q}_{4'} + \dot{Q}_{7'}$ dar.

Effizienz der Vergasung

Bei autothermen Vergasungsreaktoren muss Wärme für die endothermen Vergasungsreaktionen durch partielle Oxidation der Biomasse bereitgestellt werden. Gelingt es, einen Teil dieser Oxidationswärme durch Einkopplung von Abwärme oder durch Verbrennung von in der Gasaufbereitung abgeschiedenen Teeren zu substituieren (Abbildung 6.2, Leistungen $\dot{Q}_{4'}$ und $\dot{Q}_{7'}$), steigt die energetische Produktgasausbeute. Da diese Prozessverbesserung jedoch nicht mit dem Wirkungsgrad der Vergasung nach Gleichung 6.20 dargestellt werden kann, wird zusätzlich als neue Kennzahl die Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} definiert. Sie stellt das Verhältnis der Reingaseleistung zur Biomasseleistung dar:

$$\epsilon_{Gas} = \frac{\dot{m}_{Gas, Rein} \cdot H_{u, Gas, Rein}}{\dot{Q}_{Bio}} = \frac{\dot{m}_5 \cdot H_{u, 5}}{\dot{m}_1 \cdot H_{u, 1}} . \quad (6.23)$$

Die Rückführung von Abwärme aus den Aggregaten der Gasaufbereitung oder der Stromerzeugung in den Vergasungsreaktor oder in die Biomasseaufbereitung führt zu einer Reduktion der für die Bereitstellung von Wärme oxidierten Biomassemenge. Folglich erhöht sich die Gasausbeute. Mit der Effizienz der Vergasung ist eine Kennzahl geschaffen, welche die Leistung des Reingases zur Leistung der eingesetzten Biomasse ins Verhältnis setzt. Eine hohe Effizienz der Vergasung bedeutet, dass mit der untersuchten Anlage ein Großteil der Biomasseleistung in die Reingaseleistung überführt wird. Mit steigender Effizienz der Vergasung erhöht sich bei gleicher Biomasseleistung die in der Anlage erzeugbare elektrische Leistung.

Verlust der Gasaufbereitung

In der Gasaufbereitung werden das Rohgas gekühlt und die im Rohgas vorhandenen Störstoffe, die einen stabilen und dauerhaften Betrieb der nachgeschalteten Aggregate der Stromerzeugung

verhindern würden, abgeschieden. Zur Bewertung der dabei auftretenden Energieverluste wird der Verlust der Gasaufbereitung als neue Kennzahl eingeführt. Entsprechend Abbildung 6.2 errechnet sich diese Kennzahl θ_{GA} nach folgender Gleichung:

$$\theta_{GA} = \frac{\dot{Q}_{4''}}{\dot{Q}_3} = 1 - \frac{\dot{Q}_{4'} + \dot{Q}_5}{\dot{Q}_3} . \quad (6.24)$$

Im Rahmen dieser Arbeit werden Vergasungsheizkraftwerke mit integriertem motorischen BHKW betrachtet. Wie aus Tabelle 4.2, in welcher die Anforderungen an die Reingasqualität bei motorischer Nutzung des Reingases aufgeführt sind, hervorgeht, muss das Rohgas in der Gasaufbereitung auf eine Temperatur von 280 K bis 320 K abgekühlt werden. Zusätzlich müssen, um den maximalen Reingas-Teergehalt von $100 \text{ mg/m}^3 \text{ (i.N.)}$ einzuhalten, in der Gasaufbereitung ggf. noch Teere aus dem Rohgas abgeschieden werden. Damit errechnet sich die in der Gasaufbereitung abgeschiedene Leistung \dot{Q}_4 in Abbildung 6.2 aus der Summe der Abwärme und der in den Teeren gebundenen Leistung. Um nun die Verlustleistung $\dot{Q}_{4''}$ so gering wie möglich zu halten, muss versucht werden, sowohl die Abwärme als auch die Teere zurück in den Vergasungsreaktor oder die Biomasseaufbereitung zu führen. So kennzeichnet ein geringer Verlust der Gasaufbereitung θ_{GA} Vergasungsheizkraftwerke, in denen die Gasaufbereitung energetisch optimiert in die Gesamtanlage integriert ist.

Wie auch bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung η_{Gas} (Gleichung 6.20) und der Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} (Gleichung 6.23) entspricht die Reingasleistung in Gleichung 6.24 der chemisch gebundenen Gasleistung ($\dot{Q}_5 = \dot{m}_5 \cdot H_{u,5}$), da die fühlbare Wärme des Reingases bei der Stromerzeugung im motorischen BHKW nicht in elektrische Leistung umgesetzt wird.

6.3 Exergetische Kennzahlen von KWK-Anlagen

Mittels exergetischer Analysen lassen sich Aussagen über die Qualität der in einem Heizkraftwerk erzeugten Leistungen treffen. Als Exergie wird der Anteil der Energie verstanden, der sich unter Zuhilfenahme der Umgebung in jede andere Energieform umwandeln lässt [5]. Als Umgebungszustand und damit auch Bezugszustand wird in dieser Arbeit $T_u=298,15 \text{ K}$ und $p_u=1,013 \text{ bar}$ verwendet. Die Exergie eines Stoffstromes wird mit Gleichung 6.25 berechnet:

$$\dot{E} = \dot{m} \cdot e = \dot{m} \cdot (h - h_u - T_u \cdot (s - s_u)) . \quad (6.25)$$

In der Literatur wird die Brennstoffexergie oft durch den Brennwert des Brennstoffes angenähert. Diese Vorgehensweise liefert aber bei gasförmigen Brennstoffen keine zufrieden stellende Genauigkeit. Daher wird in dieser Arbeit die Brennstoffexergie der festen Biomasse und des erzeugten Roh- und Reingases berechnet, indem die Entropien und Enthalpien der Reaktionsedukte und der Reaktionsprodukte einer stöchiometrischen Verbrennung des Brennstoffes mit reinem Sauerstoff bilanziert werden. Mit den Standardenthalpien (h^0) und -entropien (s^0) der Reaktionsedukte und -produkte beträgt die spezifische Brennstoffexergie:

$$\begin{aligned}
 e_{Br} &= \sum_{Ed} h_i^0 - \sum_{Prod} h_j^0 - T_u \cdot \left(\sum_{Ed} s_i^0 - \sum_{Prod} s_j^0 \right) \\
 &\quad + \sum_{Prod} w_j R_m T_u \cdot \ln \frac{x_j}{x_{j_u}} - o_{min} R_m T_u \ln \frac{1}{x_{O_{2_u}}} \\
 &= H_o + T_u \cdot \Delta^R S + \sum_{Prod} w_j R_m T_u \cdot \ln \frac{x_j}{x_{j_u}} - o_{min} R_m T_u \ln \frac{1}{x_{O_{2_u}}} .
 \end{aligned} \tag{6.26}$$

Da die beim Betrieb von Heizkraftwerken erzeugte Wärme nicht beliebig in andere Energieformen umwandelbar ist, erfolgt eine qualitative Bewertung der erzeugten elektrischen Leistung und der Nutzwärmeleistung mit exergetischen Kennzahlen. Diese Kennzahlen zeigen auf, in welchem Maße die eingesetzte Biomasse in beliebig umwandelbare Energieformen umgesetzt wird.

Exergetischer elektrischer Brutto-Wirkungsgrad und Brennstoffausnutzungsgrad

Zusätzlich zum exergetischen elektrischen Brutto-Wirkungsgrad

$$\zeta_{el, Brutto} = \frac{P_{el, Brutto}}{\dot{E}_{Bio}} \tag{6.27}$$

eignet sich der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad zur Beschreibung des Anteils der gesamten Nutzexergieströme an dem zugeführten Exergiestrom der Biomasse:

$$\zeta_{ges} = \frac{P_{el, Brutto} + \dot{E}_N}{\dot{E}_{Bio}} . \tag{6.28}$$

Der Exergiestrom der Nutzwärme \dot{E}_N wird aus der Differenz des Exergiestromes des Vor- und des Rücklaufheizwassers berechnet.

Heizexergieanteil

Der Heizexergieanteil

$$\mu = \frac{\dot{E}_N}{P_{el, Brutto} + \dot{E}_N} \tag{6.29}$$

gibt das Verhältnis des Nutzwärmeexergiestromes zu den gesamten Nutzexergieströmen an.

Entsprechend Kapitel 6.2 lassen sich der gemittelte exergetische Brutto-Wirkungsgrad und der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad berechnen:

$$\bar{\zeta}_{el, Brutto} = \frac{1}{8760} \int_{t=0}^{8760h} \frac{P_{el, Brutto}}{\dot{E}_{Bio}} dt = \frac{\bar{P}_{el, Brutto}}{\dot{E}_{Bio}} \quad \text{und} \tag{6.30}$$

$$\bar{\zeta}_{ges} = \frac{1}{8760} \int_{t=0}^{8760h} \frac{P_{el, Brutto} + \dot{E}_N}{\dot{E}_{Bio}} dt = \frac{\bar{P}_{el, Brutto} + \dot{E}_N}{\dot{E}_{Bio}} . \tag{6.31}$$

Exergetischer Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung

Der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung

$$\zeta_{Gas} = \frac{\dot{E}_{Gas, Rein}}{\dot{E}_{Bio} + \sum_n \dot{E}_{zu, n}} \quad (6.32)$$

wird analog dem energetischen Wirkungsgrad der Vergasung (Kapitel 6.2) berechnet. Er wird aus dem Quotienten des Exergiestromes des Reingases (Strom 5 in Abbildung 6.2) und der Summe des Exergiestromes der Biomasse (1) und der Exergieströme, die der Biomasseaufbereitung und dem Vergasungsreaktor zusätzlich zugeführt werden (4' und 7'), bestimmt. Handelt es sich bei den aus der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung (4') oder der Stromerzeugung (7') zurückgeführten Exergieströmen um einen Wärmestrom, wird die Exergie dieses Wärmestromes aus der Exergiedifferenz des wärmeabgebenden Fluids am entsprechenden Wärmetauscher berechnet. Würde beispielsweise in der Gasaufbereitung das Rohgas nur gekühlt und der Wärmestrom 4 zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden, wird die Exergie des zurückgeführten Stromes durch die Differenz $\dot{E}_4 = \dot{E}_3 - \dot{E}_5$ berechnet.

Analog zur energetischen Effizienz der Vergasung (Gleichung 6.23) ergibt sich die exergetische Effizienz der Vergasung zu:

$$\chi_{Gas} = \frac{\dot{E}_{Gas, Rein}}{\dot{E}_{Bio}} \quad (6.33)$$

Die Unterschiede zwischen den energetischen Kennzahlen η_{Gas} und ϵ_{Gas} und den exergetischen Kennzahlen ζ_{Gas} und χ_{Gas} werden im Folgenden an einem Beispiel verdeutlicht. Zu dem in Abbildung 6.2 gezeigten Vergasungsheizkraftwerk werden zwei unterschiedliche Vergasungskonzepte betrachtet:

- **Konzept 1:** Vergasung von Holzhackschnitzeln (Wassergehalt: 40 %, $H_u=9500$ kJ/kg) ohne Rückführung von Wärme, $T_{Rohgas}=1.070$ K und
- **Konzept 2:** Vergasung von Holzhackschnitzeln (Wassergehalt: 40 %, $H_u=9500$ kJ/kg), in der Gasaufbereitung wird durch Rohgaskühlung von 1070 K auf 960 K (entspricht 5 % der Biomasseleistung) Vergasungsluft auf 600 K erwärmt, nach dem BHKW wird durch Abgaskühlung von 450 K auf 400 K Wärme ausgekoppelt (entspricht auch 5 % der Biomasseleistung, da der Massenstrom des Abgases deutlich höher als der Massenstrom des Rohgases ist) und zurück in den Vergasungsreaktor geführt, $T_{Rohgas}=1070$ K.

Um die gleiche Rohgasaustrittstemperatur zu erreichen, muss bei der Vergasungsanlage ohne Wärmerückführung (Konzept 1) ein größerer Anteil der Biomasse zur Wärmebereitstellung oxidiert werden. So sinkt die Rohgasleistung \dot{Q}_3 entsprechend ab. Die sich dadurch ergebenden Änderungen der Kennzahlen sind der Tabelle 6.1 zu entnehmen.

Die Berechnung der Exergieströme der Biomasse (1) und des erzeugten Roh- und Reingases (3 und 5) erfolgt mit dem oberen Heizwert (siehe Gleichung 6.26). Die Biomasseleistung und die Roh- und Reingasleistung wird, wie in Deutschland üblich [70], mit dem unteren Heizwert berechnet (Gleichung 6.1). Dementsprechend sind die in Tabelle 6.1 angegebenen Exergieströme (1, 3 und 5) größer als die Energieströme.

Tabelle 6.1: Gegenüberstellung der energetischen Kennzahlen η_{Gas} , ϵ_{Gas} und θ_{GA} und exergetischen Kennzahlen ζ_{Gas} und χ_{Gas} der Konzepte mit und ohne Wärmerückführung

Stoffstrom	1	3	5 bei 298 K	4'	7'
Konzept 1: ohne Wärmerückführung					
Temperatur / K	300	1070	298	–	–
Leistung / kW	9500	9381	6348	0	0
Exergiestrom / kW	11060	10169	6310	0	0
	$\eta_{Gas}=66,8\%$		$\epsilon_{Gas}=66,8\%$		$\theta_{GA}=44,6\%$
	$\zeta_{Gas}=57,1\%$		$\chi_{Gas}=57,1\%$		
Konzept 2: mit Wärmerückführung					
Temperatur / K	300	1070	298	600	400-500
Leistung / kW	9500	9845	7460	475	475
Exergiestrom / kW	11060	9015	7466	394	160
	$\eta_{Gas}=74,8\%$		$\epsilon_{Gas}=78,5\%$		$\theta_{GA}=31,7\%$
	$\zeta_{Gas}=64,5\%$		$\chi_{Gas}=67,5\%$		

Durch die Wärmerückführung aus der Gasaufbereitung (Strom 4' in Abbildung 6.2) steigt der energetische Wirkungsgrad der Vergasung η_{Gas} um 8 %-Punkte bzw. relativ um 11,9 %. Durch die zusätzliche Einkopplung von Abgaswärme aus dem BHKW (7') wird die energetische Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} sogar relativ um 17,5 % erhöht. Der Vergleich des energetischen Wirkungsgrades der Vergasung η_{Gas} und der energetischen Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} miteinander zeigt, dass beim Konzept 2 zusätzlich zur Abwärme aus der Gasaufbereitung (4') weitere Energieströme (7') zurück in die Biomasseaufbereitung und den Vergasungsreaktor geführt werden und auf diese Weise die Reingasleistung erhöht wird.

Durch eine Vergasungsluftvorwärmung mit Rohgaswärme sinkt der Verlust der Gasaufbereitung in Konzept 2 relativ um 28,9 %. Folglich können die in der Gasaufbereitung abgeschiedenen Energieströme (4) in Konzept 2 teilweise in die Biomasseaufbereitung und in den Vergasungsreaktor eingekoppelt werden (4').

Der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung ζ_{Gas} wird in Konzept 2 relativ um 13,0 %, die exergetische Effizienz der Vergasung χ_{Gas} relativ um 18,2 % angehoben. Die Steigerung der exergetischen Kennzahlen ζ_{Gas} und χ_{Gas} ist größer als die der energetischen Kennzahlen η_{Gas} und ϵ_{Gas} . Daraus wird ersichtlich, dass die Rückführung der Wärme aus der Gasaufbereitung und aus dem BHKW eine exergetische Prozessverbesserung darstellt. Durch die in den Vergasungsreaktor zurückgeführte Wärme wird die Menge der exergetisch hochwertigen Biomasse, die zur Wärmebereitstellung oxidiert werden muss, durch exergetisch minderwertige Wärme substituiert. Durch diese exergetische Prozessverbesserung bietet Konzept 2 die Möglichkeit, einen höheren elektrischen Wirkungsgrad zu erreichen.

6.4 Vergleich von Dampfheizkraftwerken und Vergasungsheizkraftwerken

Die technisch einfachste Möglichkeit der Wärmebereitstellung für ein lokales Fernwärmenetz ist der Betrieb eines Heizkessels in einem Heizwerk. Der Wärmebedarf solcher lokaler Wärmenetze liegt in der Regel bei $5 \text{ MW} < \dot{Q}_N < 100 \text{ MW}$. Alternativ zur Wärmeerzeugung im Heizwerk ist auch der Betrieb eines Heizkraftwerkes möglich. Daher eignen sich zum Beispiel mit Biomasse betriebene Dampfheizkraftwerke für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung. Wird anstatt eines Heizwerkes ein Dampfheizkraftwerk betrieben, so steigt bei gleicher Nutzwärmeleistung der Biomassebedarf an. Dafür wird zusätzlich zur benötigten Wärme Strom erzeugt. In Gleichung 6.34 wird bei gleicher Nutzwärmeerzeugung die im KWK-Betrieb eines Heizkraftwerkes erzeugte elektrische Leistung $P_{el, HKW, Brutto}$ zur zusätzlich zu einem Heizkraftwerk benötigten Biomasseleistung $\Delta \dot{Q}_{Bio}$ ins Verhältnis gesetzt und als Stromausbeute des Heizkraftwerkes β_{HKW} definiert.

$$\beta_{DHKW} = \frac{P_{el, HKW, Brutto}}{\Delta \dot{Q}_{Bio}} \quad (6.34)$$

Bestehen alternativ zur Deckung des Wärmebedarfs eines regionalen Wärmenetzes durch den Betrieb eines Heizwerkes weitere KWK-Anlagenalternativen, wird durch die Kennzahl β_{HKW} ersichtlich, wie viel der in diesen Anlagen zusätzlich benötigten Biomasseleistung in elektrische Leistung umgewandelt wird. Durch einen Vergleich der in den unterschiedlichen Heizkraftwerken erreichten Kennzahl β_{HKW} kann daher die Stromerzeugung in diesen Anlagen, die den bestehenden Wärmebedarf eines lokalen Wärmenetzes decken, energetisch bewertet werden.

In Abbildung 6.3 wird die Energiebilanz eines Heizwerkes jener eines Dampfheizkraftwerkes gegenübergestellt.

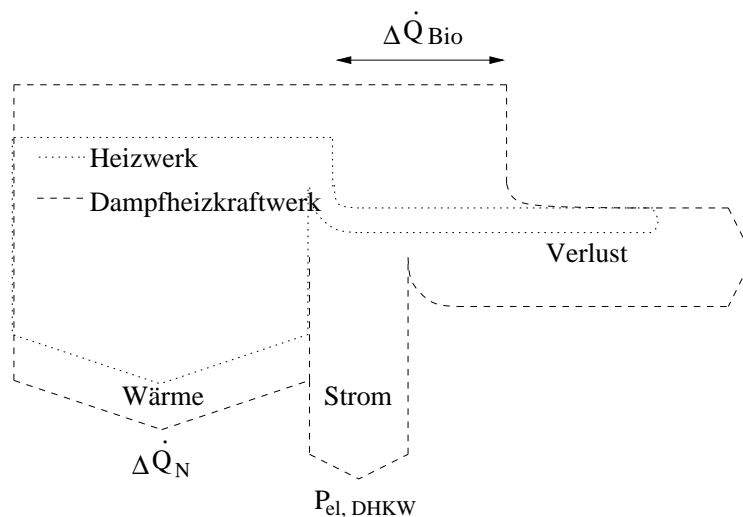


Abbildung 6.3: Energiebilanz eines Heizwerkes und eines Dampfheizkraftwerkes im KWK-Betrieb bei gleicher Nutzwärmeauskopplung

Bei dem in Abbildung 6.3 dargestellten Heizwerk werden 90 % der Biomasseleistung in Nutzwärmeleistung umgewandelt. Der Brennstoffausnutzungsgrad des dargestellten Dampfheizkraftwerkes beträgt $\omega = 80 \%$ und der elektrische Wirkungsgrad $\eta_{el, Brutto} = 20 \%$. Die Stromausbeute des

Dampfheizkraftwerkes β_{DHKW} errechnet sich damit zu:

$$\beta_{DHKW} = \frac{P_{el,DHKW,Brutto}}{\Delta\dot{Q}_{Bio}} = \frac{\dot{Q}_N \cdot \frac{0,2}{0,8-0,2}}{\dot{Q}_N \cdot \left(\frac{1}{0,8-0,2} - \frac{1}{0,9} \right)} = 0,6 . \quad (6.35)$$

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich, dass bei gleicher Nutzwärmeerzeugung 60 % der zusätzlich zu der im Heizwerk benötigten Biomasseleistung im Dampfheizkraftwerk in elektrische Leistung umgewandelt werden.

Alternativ zu einem Dampfheizkraftwerk kann auch ein Vergasungsheizkraftwerk betrieben werden. In Abbildung 6.4 ist zusätzlich zu den Energiebilanzen eines Heizwerkes und eines Dampfheizkraftwerkes jene eines Vergasungsheizkraftwerkes dargestellt. Dabei wird angenommen, dass beim Betrieb des Vergasungsheizkraftwerkes ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega_{VHKW} = 70\%$ und ein elektrischer Wirkungsgrad von $\eta_{el,VHKW,Brutto} = 30\%$ erreicht wird. Somit beträgt die Stromausbeute des Vergasungsheizkraftwerkes:

$$\beta_{VHKW} = \frac{P_{el,VHKW,Brutto}}{\Delta\dot{Q}_{Bio}} = \frac{\dot{Q}_N \cdot \frac{0,3}{0,7-0,3}}{\dot{Q}_N \cdot \left(\frac{1}{0,7-0,3} - \frac{1}{0,9} \right)} = 0,54 . \quad (6.36)$$

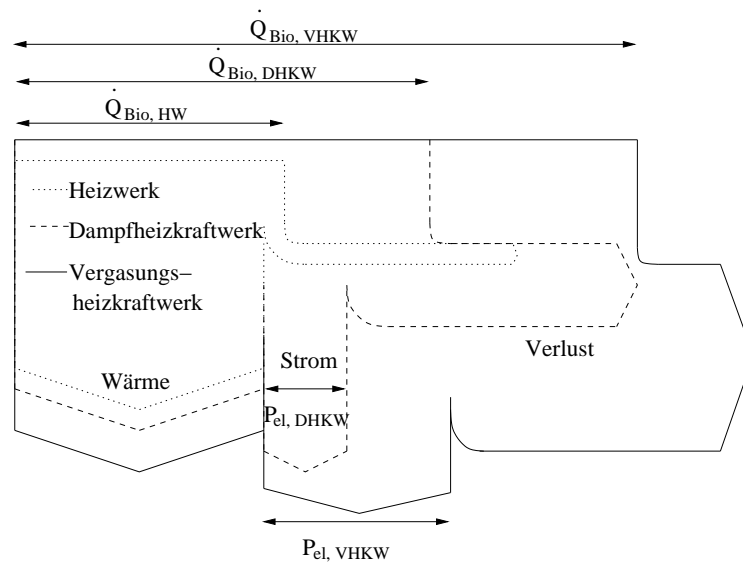


Abbildung 6.4: Energiebilanz eines Vergasungsheizkraftwerkes, eines Dampfheizkraftwerkes und eines Heizwerkes bei gleicher Nutzwärmeauskopplung

Wird anstelle eines Heizwerkes ein Dampfheizkraftwerk bzw. ein Vergasungsheizkraftwerk betrieben, liegt unter den angenommenen Randbedingungen beim Betrieb des Dampfheizkraftwerkes das Verhältnis von erzeugter elektrischer Leistung zur zusätzlich benötigten Biomasseleistung höher als beim Betrieb des Vergasungsheizkraftwerkes. Da jedoch in realen Wärmenetzen der Wärmebedarf saisonalen Schwankungen unterliegt und der elektrische Wirkungsgrad bei Dampfheizkraftwerken im Unterschied zu Vergasungsheizkraftwerken mit zunehmender Wärmeauskopplung stark abnimmt, sind aussagekräftige Ergebnisse erst mit der jährlich gemittelten Stromausbeute der Heizkraftwerke

$$\bar{\beta}_{HKW} = \frac{\bar{P}_{el,HKW,Brutto}}{\Delta\dot{Q}_{Bio}} \quad (6.37)$$

möglich. Daher wird diese gemittelte Kennzahl zur Bewertung der in dieser Arbeit entwickelten Anlagenkonzepte in Kapitel 11 herangezogen.

Kapitel 7

Ökonomische Grundlagen

Anhand der in Kapitel 6 dargestellten Kennzahlen kann der Betrieb von Vergasungsheizkraftwerken energetisch und exergetisch bewertet und mit dem Betrieb von Dampfheizkraftwerken verglichen werden. Sollte mit den vorgestellten Kennzahlen gezeigt werden können, dass die gekoppelte Strom- und Wärmezeugung in Vergasungsheizkraftwerken energetische und exergetische Vorteile gegenüber der in Dampfheizkraftwerken besitzt, muss anschließend geprüft werden, ob der Betrieb auch finanzielle Vorteile verspricht. Denn nur wenn ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, werden zukünftig in Deutschland mit Biomasse betriebene Vergasungsheizkraftwerke zur Minderung der CO₂-Emissionen beitragen.

In dieser Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Vergasungsheizkraftwerke mit Hilfe einer dynamischen Investitionsrechnung betrachtet. Dazu wird der Investitionsaufwand unter Berücksichtigung eines festgelegten Kalkulationszinsfußes in jährlich zu zahlende Kapitalkosten umgerechnet. Anschließend werden aus der Summe der Kapitalkosten, der fixen Kosten und der variablen Kosten abzüglich der Wärmeerlöse die spezifischen Stromgestehungskosten berechnet. Durch den Vergleich der berechneten Stromgestehungskosten mit den im EEG festgelegten Vergütungen erfolgt die ökonomische Bewertung des Anlagenbetriebs. Zur Risikoabschätzung bei Veränderungen in der Kostenstruktur wird die Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten auf anlagenabhängige Einflussgrößen untersucht.

7.1 Spezifische Stromgestehungskosten

Die Abschreibungsdauer von mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerken beträgt 15 bis 20 Jahre. Aufgrund dieser langen Amortisationsdauer müssen die während dieses Zeitraumes anfallenden Zinsen und Preissteigerungsraten bei einer ökonomischen Bewertung des Anlagenbetriebs berücksichtigt werden. Daher wird in dieser Arbeit ein dynamisches Verfahren für die Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten herangezogen.

Es wird der Kapitalwert KW der Investition (die Summe der Barwerte aller durch die Investition verursachten Einzahlungen E_j und Auszahlungen A_j) zum Ende der Betriebsdauer zu Null gesetzt und nach den spezifischen Stromgestehungskosten S aufgelöst. Dabei wird ein Kalkulationszinsfuß z angesetzt, welcher die Forderungen des Kapitalgebers nach einer dem Risiko entsprechenden Verzinsung deckt. Dabei ist es unerheblich, ob es sich bei dem eingesetzten Kapital um Eigen- oder Fremdkapital handelt.

Unter der Annahme, dass zum Bezugszeitpunkt $j = 0$ der Investitionsaufwand I anfällt, berechnet

sich der Kapitalwert KW einer Investition bei einer Betriebsdauer J zu:

$$KW = \sum_{j=1}^J \frac{E_j - A_j}{(1+z)^j} - I. \quad (7.1)$$

Um Gleichung 7.1 nach den spezifischen Stromgestehungskosten S auflösen zu können, werden neben den jährlichen Erlösen aus der verkauften Wärme ($t_{Bh}/1000 \cdot \bar{Q}_N \cdot w$) zunächst auch die Erlöse für die erzeugte elektrische Arbeit ($t_{Bh}/1000 \cdot S \cdot \bar{P}_{el}$) unter den Einnahmen E_j verbucht:

$$E_j = \frac{t_{Bh}}{1000} \cdot \left(S \cdot \bar{P}_{el} + \bar{Q}_N \cdot w \right). \quad (7.2)$$

Die jährlichen Ausgaben A_j entstehen durch verbrauchsgebundene, variable Betriebskosten und betriebsgebundene, fixe Betriebskosten. Die verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich wiederum aus den Biomassekosten A_{Bio} und der Summe der Kosten $A_{BK,var}$ für weitere Betriebsmittel (Waschmedium, Bettmaterial, Erdgas zum Anfahren, etc.) zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfs und zur Entsorgung der anfallenden Reststoffe zusammen. Da die Biomassekosten einen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten haben, werden sie im Folgenden gesondert zu den weiteren variablen Betriebskosten $A_{BK,var}$ aufgeführt. In den von den Jahresbetriebsstunden unabhängigen fixen Betriebskosten $A_{BK,fix}$ sind sowohl die Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten als auch die Kosten für Verwaltung, Versicherung und andere jährliche Abgaben enthalten.

$$\begin{aligned} A_j &= A_{Bio} + A_{BK,var} + A_{BK,fix} \\ &= \frac{3,6 \cdot \bar{P}_{el}}{\bar{\eta}_{el} \cdot H_u} \cdot K_{BIO} \cdot t_{Bh} + \frac{1}{1000} \cdot \bar{P}_{el} \cdot (t_{Bh} \cdot BK_{var} + BK_{fix}) \end{aligned} \quad (7.3)$$

Durch Einsetzen der Gleichung 7.2 und 7.3 in Gleichung 7.1 ergibt sich der Kapitalwert zu:

$$KW = \sum_{j=1}^J \frac{\frac{t_{Bh}}{1000} \left(\bar{Q}_N \cdot w + S \cdot \bar{P}_{el} \right) - A_j}{(1+z)^j} - I. \quad (7.4)$$

Ist durch die Wahl eines entsprechend hohen Kalkulationszinsfußes die Auszahlung eines jährlich an den Kapitalgeber abzuführenden Gewinns möglich, können die dazugehörigen spezifischen Stromgestehungskosten durch Auflösung der Gleichung 7.4 berechnet werden. Dabei wird der Kapitalwert zu $KW = 0$ gesetzt, sodass am Ende der Betriebsdauer keine zusätzliche Überschusszahlung an den Kapitalgeber erfolgt. Mit

$$M = \left(\frac{1}{1+z} \right)^j. \quad (7.5)$$

ergeben sich die spezifischen Stromgestehungskosten zu:

$$\begin{aligned}
 S &= \frac{-1000}{(M-1) \cdot \bar{P}_{el} \cdot t_{Bh}} \cdot \left\{ I \cdot z + (M-1) \cdot \left(\bar{Q}_N \cdot w - A_J \right) \right\} \\
 &= \frac{1000 \cdot z}{1-M} \cdot \frac{1}{t_{Bh}} \cdot \frac{I}{\bar{P}_{el}} + \frac{3600}{\bar{\eta}_{el} \cdot H_u} \cdot K_{Bio} + BK_{var} + \frac{BK_{fix}}{t_{Bh}} - \frac{w}{\bar{\sigma}} \quad (7.6)
 \end{aligned}$$

$$= S_{Inv} + S_{Bio} + S_{BK,var} + S_{BK,fix} + S_{\dot{Q}_N} \quad (7.7)$$

Die spezifischen Stromgestehungskosten S setzen sich in Gleichung 7.7 aus fünf Summanden zusammen, die durch den Investitionsaufwand (S_{Inv}), die Biomassekosten (S_{Bio}), die weiteren variablen und die fixen Betriebskosten ($S_{BK,var}$ und $S_{BK,fix}$) und die Wärmeerlöse ($S_{\dot{Q}_N}$) entstehen. Wie zu erkennen ist, steigen die spezifischen Stromgestehungskosten S

- mit sinkenden Jahresbetriebsstunden t_{Bh} durch Zunahme der durch den Investitionsaufwand I entstehenden Kosten S_{Inv} und durch Zunahme der fixen Betriebskosten $S_{BK,fix}$,
- mit sinkendem, elektrischen Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{el}$ bei konstanten Brennstoffkosten K_{Bio} ,
- mit steigenden weiteren variablen Betriebskosten BK_{var} und
- mit einer Reduktion der verkauften Wärmemenge bei konstanter, elektrischer Leistung ($1/\bar{\sigma} = \bar{Q}_N/\bar{P}_{el}$).

7.2 Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten

Ein wirtschaftlicher Betrieb der Vergasungsheizkraftwerke ist gewährleistet, wenn die berechneten spezifischen Stromgestehungskosten unterhalb der im EEG garantierten Einspeisevergütungen liegen. Die spezifischen Stromgestehungskosten werden in Gleichung 7.6 aus einer Reihe von anlagen- und betriebsabhängigen Größen berechnet. Diese sind die Jahresbetriebsstunden t_{Bh} , der spezifische Investitionsaufwand $1/\bar{P}_{el}$, der gemittelte elektrische Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{el}$, die fixen und die weiteren variablen Betriebskosten (BK_{fix} und BK_{var}) und die gemittelte Stromkennzahl $\bar{\sigma}$.

Weichen die anlagen- und betriebsabhängigen Größen in Gleichung 7.6 beim Betrieb der Anlage von den der Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten zugrunde gelegten Werten ab, verändern sich die Stromgestehungskosten. Um das Risiko eines Kapitalgebers abschätzen zu können, wird im Folgenden mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse gezeigt, wie die Stromgestehungskosten auf Veränderungen dieser Einflussgrößen reagieren.

Mit den in Tabelle 7.1 aufgeführten Funktionen $\Phi(y)$ wird die Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten von jeweils einer anlagenabhängigen Einflussgröße berechnet. Wird die entsprechende Größe um den Faktor y geändert, gibt die Funktion $\Phi(y)$ das Verhältnis der Abweichung der spezifischen Stromgestehungskosten $S(y) - S_0$ zu den ursprünglichen Stromgestehungskosten S_0 an.

Steigt beispielsweise der spezifische Investitionsaufwand I/\bar{P}_{el} um den Faktor y , so berechnet sich die Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ mit

$$S(y) = y \cdot S_{Inv} + S_{Bio} + S_{BK,var} + S_{BK,fix} + S_{\dot{Q}_N}$$

zu

$$\Phi(y) = \frac{S(y) - S_0}{S_0} = \frac{y \cdot S_{Inv} - S_{Inv}}{S_0} = (y - 1) \cdot \frac{S_{Inv}}{S_0}. \quad (7.8)$$

Eine Änderung der Jahrebetriebsstunden t_{Bh} wirkt sich in Gleichung 7.7 auf die Therme S_{Inv} und $S_{BK,fix}$ aus:

$$S(y) = \frac{1}{y} \cdot S_{Inv} + S_{Bio} + S_{BK,var} + \frac{1}{y} \cdot S_{BK,fix} + S_{\dot{Q}_N}.$$

Damit kann die Auswirkung der Veränderungen der Jahrebetriebsstunden auf die spezifischen Stromgestehungskosten berechnet werden:

$$\begin{aligned} \Phi(y) &= \frac{S(y) - S_0}{S_0} = \frac{\frac{1}{y} \cdot (S_{Inv} + S_{BK,fix}) - (S_{Inv} + S_{BK,fix})}{S_0} \\ &= \left(\frac{1}{y} - 1\right) \cdot \frac{S_{Inv} + S_{BK,fix}}{S_0} = \frac{1 - y}{y} \cdot \frac{S_{Inv} + S_{BK,fix}}{S_0}. \end{aligned} \quad (7.9)$$

In Tabelle 7.1 wird die Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten von den wesentlichen anlagen- und betriebsabhängigen Einflussgrößen aufgeführt. Zum besseren Verständnis werden die Funktionen $f(y)=(1-y)/y$ und $g(y)=y-1$ in Abbildung 7.1 aufgetragen.

Kenngröße	$\Phi(y) = \frac{S(y)-S_0}{S_0}$
t_{Bh}	$\frac{1-y}{y} \cdot \frac{S_{Inv}+S_{BK,fix}}{S_0}$
$\bar{\eta}_{el}$	$\frac{1-y}{y} \cdot \frac{S_{Bio}}{S_0}$
$\bar{\sigma}$	$\frac{1-y}{y} \cdot \frac{S_{\dot{Q}_N}}{S_0}$
$\frac{I}{\bar{P}_{el}}$	$(y - 1) \cdot \frac{S_{Inv}}{S_0}$
BK_{fix}	$(y - 1) \cdot \frac{S_{BK,fix}}{S_0}$
BK_{var}	$(y - 1) \cdot \frac{S_{BK,var}}{S_0}$

Tabelle 7.1: Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten von den anlagen- und betriebsabhängigen Einflussgrößen

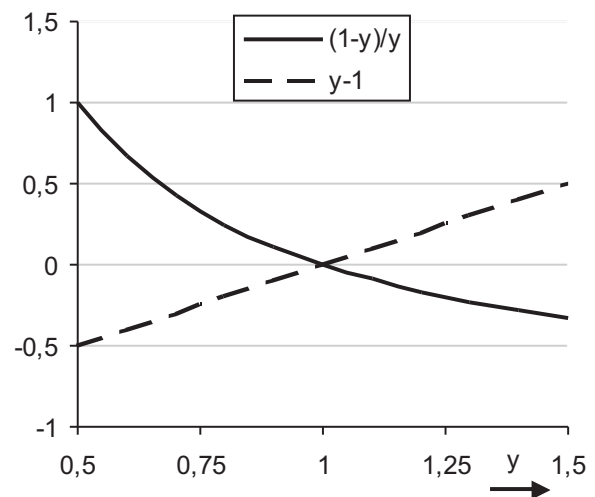


Abbildung 7.1: Funktionen $f(y)=(1-y)/y$ und $g(y)=y-1$

Aus Abbildung 7.1 wird ersichtlich, dass, wie bereits in Kapitel 7.1 erläutert, die spezifischen Stromgestehungskosten mit sinkenden Jahresbetriebsstunden t_{Bh} , sinkendem elektrischen Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{el}$, sinkender Stromkennzahl $\bar{\sigma}$, steigendem spezifischen Investitionsaufwand I/\bar{P}_{el} und

steigenden fixen und weiteren variablen Betriebskosten (BK_{fix} und BK_{var}) zunehmen. Auch ist zu erkennen, dass der Einfluss der Jahresbetriebsstunden, des elektrischen Wirkungsgrades und der Stromkennzahl mit zunehmender Reduktion dieser Kennzahlen auf die spezifischen Stromgestehungskosten steigt.

7.3 Spezifische Stromgestehungskosten eines Vergasungsheizkraftwerkes

Zum besseren Verständnis werden nachfolgend für ein beispielhaftes Vergasungsheizkraftwerk die spezifischen Stromgestehungskosten berechnet. Anhand der Sensitivitätsanalyse wird gezeigt, welche anlagen- und betriebsabhängigen Größen den höchsten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben.

Mit den in Tabelle 7.2 aufgeführten Werten eines Vergasungsheizkraftwerkes wird der Anteil der fünf Summanden der Gleichung 7.7 an den spezifischen Stromgestehungskosten berechnet und in Abbildung 7.2 dargestellt.

t_{Bh}	=	7600 h
J	=	20 a
z	=	8 %
$\frac{I}{P_{el}}$	=	4000 €/kW _{el}
w	=	15 €/MWh
$\bar{\eta}_{el}$	=	30 %
$\bar{\omega}$	=	70 %
H_u	=	9500 kJ/kg
K_{Bio}	=	60 €/t
$BK_{fix} \cdot t_{Bh}$	=	75 % · 45 €/MWh _{el}
BK_{var}	=	25 % · 45 €/MWh _{el}

Tabelle 7.2: Exemplarische Werte zur Berechnung der Stromgestehungskosten

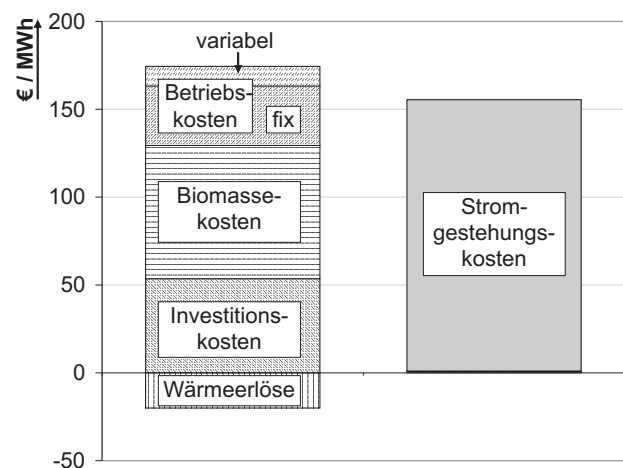


Abbildung 7.2: Zusammensetzung der spezifischen Stromgestehungskosten

Im aufgeführten Beispiel entstehen die spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen durch die Biomassekosten ($S_{Bio}/(S - S_{\dot{Q}_N}) = 43,5\%$), die durch den Investitionsaufwand anfallenden Kosten ($S_{Inv}/(S - S_{\dot{Q}_N}) = 30,7\%$) und die fixen Betriebskosten ($S_{BK_{fix}}/(S - S_{\dot{Q}_N}) = 19,4\%$). Die weiteren variablen Betriebskosten beeinflussen die spezifischen Stromgestehungskosten nur geringfügig ($S_{BK_{var}}/(S - S_{\dot{Q}_N}) = 6,5\%$). Die Wärmeerlöse substituieren 11,5 % der anfallenden Kosten ($-S_{\dot{Q}_N}/(S - S_{\dot{Q}_N}) = 11,5\%$).

Durch die Berechnung der Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ von den in Tabelle 7.1 aufgeführten anlagen- und betriebsabhängigen Größen wird gezeigt, wie sich Veränderungen dieser Größen auf die Stromgestehungskosten auswirken (Abbildung 7.3).

Den größten Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten üben in diesem Beispiel Veränderungen der Jahresbetriebsstunden und des elektrischen Wirkungsgrades aus (Abbildung 7.3). So führt eine Reduktion der Jahresbetriebsstunden t_{Bh} um 25 % zu einer über 19%-igen

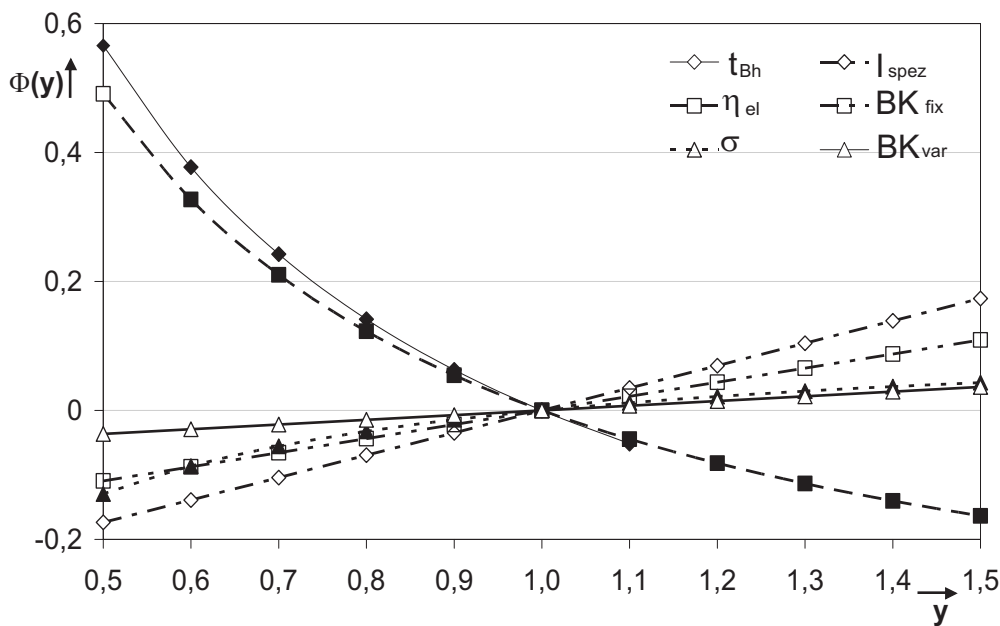


Abbildung 7.3: $\Phi(y)$: Änderung der spezifischen Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von anlagen- und betriebsabhängigen Kennzahlen

Erhöhung der spezifischen Stromgestehungskosten ($\Phi_{t_{Bh}}(0,75)=1,19$). Da die spezifischen Stromgestehungskosten mit sinkenden Jahresbetriebsstunden exponentiell steigen, ist eine hohe Verfügbarkeit, die insbesondere beim Betrieb von Demonstrationsanlagen nicht immer erreicht wird, für einen wirtschaftlichen Betrieb von zentralem Interesse.

Auch eine Verminderung des elektrischen Wirkungsgrades $\bar{\eta}_{el}$ führt zu einem hohen Anstieg der spezifischen Stromgestehungskosten. Allerdings wird bei einer sorgfältigen Auslegung der Anlagen der vorab errechnete Wirkungsgrad vollständig oder nahezu vollständig erreicht werden können. Daher stellt das Nichterreichen des geplanten elektrischen Wirkungsgrades nur ein geringes wirtschaftliches Risiko dar.

Auch eine Erhöhung des spezifischen Investitionsaufwandes führt zu merklich höheren spezifischen Stromgestehungskosten. So steigen im aufgeführten Beispiel bei einer Anhebung des spezifischen Investitionsaufwandes um 25 % die spezifischen Stromgestehungskosten um 9 % ($\Phi_{I_{\text{spez}}}(1,25)=1,09$). Daher muss der geplante Investitionsaufwand vor der Errichtung eines VHKW detailliert geprüft werden.

Eine Veränderung der Stromkennzahl oder der fixen bzw. weiteren variablen Betriebskosten wirken sich in diesem Beispiel nur unwesentlich auf die spezifischen Stromgestehungskosten aus ($\Phi_{\sigma}(1,25)=1,03$, $\Phi_{BK_{\text{fix}}}(1,25)=1,05$, $\Phi_{BK_{\text{var}}}(1,25)=1,02$).

7.4 Gesetzlich garantierte Einspeisevergütung

Im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) [19] werden u.a. die Einspeisevergütungen für Strom, der in mit Biomasse betriebenen Heizkraftwerken erzeugt wird, festgelegt. Die in Tabelle 7.3 aufgeführte Grundvergütung erhöht sich bei der Nutzung von Waldrestholz, bei

Anlagen im KWK-Betrieb und bei Kraftwerken mit integrierter thermochemischer Vergasung um die aufgeführten Zuschläge. Ab 2005 wird die Grundvergütung jährlich um 1,5 % gesenkt und auf eine Stelle nach dem Komma gerundet [19]. Der Zuschlag für KWK-Strom wird für den Strom gewährt, bei dem es sich um Strom in Sinne von §3, Absatz 4 des „Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ [18] handelt und ein entsprechender Nachweis nach der von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW) herausgegebenen FW 308 - Zertifizierung von KWK-Anlagen - erbracht worden ist [1]. So handelt es sich bei den in dieser Arbeit untersuchten Vergasungsheizkraftwerken, in denen ein motorisches BHKW zur Stromerzeugung betrieben wird, um 100 % KWK-Strom, wenn ein gemittelter Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 75 \%$ erreicht wird. Wird dieser Brennstoffausnutzungsgrad nicht erreicht, muss gemäß der FW 308 die KWK-Stromleistung bestimmt werden.

Tabelle 7.3: Einspeisevergütung nach EEG [19]

P_{el} / kW		≤ 150	≤ 500	≤ 5000	5000 - 20 000
Grundvergütung	€/MWh	115	99	89	84
Zuschläge					
Waldrestholz	€/MWh	60	60	40	–
KWK	€/MWh	20	20	20	20
thermochemische Vergasung	€/MWh	20	20	20	–

Die Berechnung der im EEG festgelegten Vergütung soll anhand des in Kapitel 7.3 vorgestellten Anlagenbeispiels verdeutlicht werden. Dafür wird angenommen, dass dem Vergasungsheizkraftwerk eine Biomasseleistung von $\dot{Q}_{Bio} = 4000 \text{ kW}$ zugeführt wird. Aus dem in Tabelle 7.2 angegebenen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 30 \%$ berechnet sich die erzeugte Bruttoleistung zu $P_{el, Brutto} = 1200 \text{ kW}$ und mit einem gemittelten Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 70 \%$ die Nutzwärmeleistung zu $\dot{Q}_N = 1600 \text{ kW}$.

Die in Tabelle 7.3 aufgeführten Grundvergütungen werden, wenn bei der Stromerzeugung unbehandeltes Waldrestholz verwendet wird, um 40 bis 60 €/MWh erhöht. Zusätzlich wird ein Zuschlag von 20 €/MWh für Heizkraftwerke gezahlt, bei denen neue Technologien - wie z.B. die thermochemische Vergasung - erprobt und realisiert werden.

Handelt es sich bei dem erzeugten Strom nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz um KWK-Strom, wird je Kilowattstunde ein weiterer Zuschlag von 20 €/MWh gezahlt. Im hier vorgestellten Anlagenbeispiel wird jedoch nicht, wie in der FW308 gefordert, ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega}_{KWK} = 75 \%$ erreicht. Um nun zu berechnen, bei welchem Anteil des erzeugten Stromes es sich um KWK-Strom handelt, wird zunächst geprüft, ob ein Teil der zugeführten Biomasseleistung in einem Aggregat, das ungekoppelte elektrische Leistung erzeugt, verbrannt wird. Da in dieser Anlage jedoch sowohl die gesamte elektrische Leistung als auch die Nutzwärme in einem BHKW erzeugt wird, beträgt diese Biomasseleistung $\dot{Q}_{nicht\ KWK} = 0 \text{ kW}$. Daraus berechnet sich der Wirkungsgrad der ungekoppelten elektrischen Leistung:

$$\begin{aligned}\bar{\eta}_{\text{nicht-KWK}} &= \frac{P_{el}}{\bar{Q}_{Bio} - \bar{Q}_{\text{nicht-KWK}}} \\ &= \frac{1200 \text{ kW}}{4000 \text{ kW} - 0} = 30 \%. \end{aligned} \quad (7.10)$$

Würde nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der Anlage 100 % KWK-Strom erzeugt werden, müsste, da auch bei variabler Nutzwärmeleistung die elektrische Leistung konstant bleibt, eine Nutzwärmeleistung von

$$\begin{aligned}\bar{Q}_{N, KWK} &= \bar{Q}_{Bio} \cdot (\bar{\omega}_{KWK} - \bar{\eta}_{\text{nicht-KWK}}) \\ &= 4000 \text{ kW} \cdot (75 \% - 30 \%) = 1800 \text{ kW} \end{aligned} \quad (7.11)$$

erzeugt werden. So beträgt das Verhältnis von elektrischer Leistung zur geforderten Nutzwärmeleistung $\bar{Q}_{N, KWK}$

$$\begin{aligned}\sigma_{KWK} &= \frac{P_{el}}{\bar{Q}_{N, KWK}} = \frac{\bar{Q}_{Bio} \cdot \bar{\eta}_{\text{nicht-KWK}}}{\bar{Q}_{Bio} \cdot (\bar{\omega}_{KWK} - \bar{\eta}_{\text{nicht-KWK}})} \\ &= \frac{\eta_{\text{nicht-KWK}}}{\omega_{KWK} - \eta_{\text{nicht-KWK}}} = 66,7 \%. \end{aligned} \quad (7.12)$$

Daraus wird die elektrische Leistung, die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz als KWK-Strom anerkannt wird, berechnet:

$$P_{el, KWK} = \sigma_{KWK} \cdot \bar{Q}_{N, KWK} = 66,7 \% \cdot 1800 \text{ kW} = 1200,6 \text{ kW}. \quad (7.13)$$

Das Verhältnis der KWK-Leistung zur elektrischen Bruttoleistung der Anlage beträgt

$$\frac{P_{el, KWK}}{P_{el, Brutto}} = 88,9 \% \quad (7.14)$$

Somit wird nur für 88,9 % der erzeugten elektrischen Arbeit ein KWK-Zuschlag von 20 €/MWh gezahlt.

Da nun die Zuschläge zu der leistungsabhängigen Grundvergütung bekannt sind, kann die EEG-Vergütung, die für die in dieser Anlage erzeugte elektrische Arbeit gezahlt wird, bestimmt werden. Dabei berechnet sich die Leistung, die zur Bestimmung der Einspeisevergütungen herangezogen wird, nach § 12, Absatz 2 des EEG aus dem Quotienten der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr abzunehmenden elektrischen Arbeit und der Summe der Zeitstunden des Jahres. Bei einer jährlichen Betriebsdauer von 7600 Stunden beträgt diese $(1200 \text{ kW} \cdot 7600 \text{ h}) / 8760 \text{ h} = 1041,1 \text{ kW}$. Auch muss noch berücksichtigt werden, dass die für das Jahr 2004 festgelegte Grundvergütung jährlich für später in Betrieb genommene Anlagen um 1,5 % reduziert wird. Unter der Annahme, dass die Inbetriebnahme 2006 stattfindet, wird so bei diesem Anlagenbeispiel eine EEG-Vergütung von

$$\begin{aligned} EEG - Vergütung &= \left((111,6 \text{ Euro/MWh} + 60 \text{ Euro/MWh}) \cdot 150 \text{ kW} \right. \\ &\quad + (96,1 \text{ Euro/MWh} + 60 \text{ Euro/MWh}) \cdot 350 \text{ kW} \\ &\quad \left. + (86,4 \text{ Euro/MWh} + 40 \text{ Euro/MWh}) \cdot 541,1 \text{ kW} \right) \cdot \frac{1}{1041,1 \text{ kW}} \\ &\quad + 20 \text{ Euro/MWh} + 0,89 \cdot 20 \text{ Euro/MWh} \\ &= 178,5 \text{ Euro/MWh} \end{aligned} \tag{7.15}$$

gezahlt.

Kapitel 8

Exergetisch-ökonomische Optimierung

Wie Abbildung 7.2 zu entnehmen ist, werden die spezifischen Stromgestehungskosten von Vergasungsheizkraftwerken maßgeblich von den Biomassekosten und den durch den Investitionsaufwand entstehenden Kosten beeinflusst. Zur Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten muss daher der Brennstoffausnutzungsgrad der Anlagen erhöht und der Investitionsaufwand verringert werden.

In Deutschland werden für die in den Biomassevergasungsheizkraftwerken erzeugte elektrische Leistung deutlich höhere Vergütungen als für die Nutzwärmeleistung gezahlt. Daher stellt der Verkauf der erzeugten elektrischen Leistung die Haupteinnahmequelle dieser Anlagen dar. Da gleichzeitig die Biomassekosten wesentlich zu den beim Betrieb der Anlage entstehenden Kosten beitragen, wird die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs vorrangig durch den elektrischen Wirkungsgrad bestimmt. Die durch den Verkauf der zusätzlich zur elektrischen Leistung erzeugten Nutzwärmeleistung erzielten Einnahmen beeinflussen die Anlagenökonomie wesentlich geringer.

Durch Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades der Aggregate eines Vergasungsheizkraftwerkes kann der elektrische Wirkungsgrad der Anlage erhöht werden. Allerdings ist eine Steigerung der exergetischen Wirkungsgrade oft nur durch eine Verbesserung der Anlagentechnik möglich. Dies wiederum bewirkt in der Regel eine Erhöhung des Investitionsaufwandes.

Um zu beurteilen, ob eine Verbesserung des exergetischen Wirkungsgrades einer Funktionsgruppe oder die Reduktion des Investitionsaufwandes dieser Funktionsgruppe zu einer signifikanten Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten führt, werden die spezifischen Exergiekosten über die gesamte Prozesskette eines Vergasungsheizkraftwerkes analysiert. Es werden Kennzahlen aufgestellt, welche die Steigerung der spezifischen Exergiekosten in den Funktionsgruppen der Anlage aufzeigen. Durch den Vergleich der Kennzahlen wird ersichtlich, in welchen Funktionsgruppen hohes Optimierungspotenzial hinsichtlich der Reduktion der spezifischen Exergiekosten besteht. Anhand weiterer Kennzahlen wird gezeigt, inwieweit die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten in der jeweiligen Funktionsgruppe auf Exergieverluste oder auf Kosten, die durch den Investitionsaufwand dieser Funktionsgruppe verursacht werden, zurückzuführen ist.

Anhand dieser Kennzahlen kann beurteilt werden, ob und in welchen Funktionsgruppen des untersuchten Vergasungsheizkraftwerkes ein deutliches Potenzial zur Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten besteht und welche Maßnahmen zielführend zur Senkung der Stromgestehungskosten sind.

8.1 Spezifische Exergiekosten

In Abbildung 8.1 sind die Funktionsgruppen eines Vergasungsheizkraftwerkes und die auftretenden Exergieströme dargestellt.

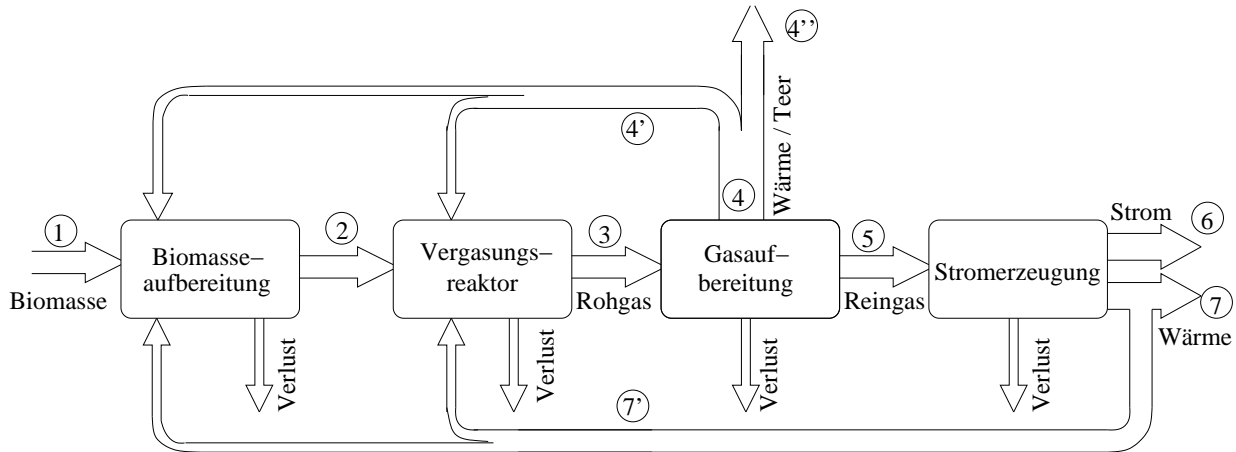


Abbildung 8.1: Funktionsgruppen und Exergieströme eines Vergasungsheizkraftwerkes

Für die in Abbildung 8.1 dargestellten Funktionsgruppen FG gilt jeweils die Exergiebilanz:

$$\sum \dot{E}_{aus, FG} = \sum \dot{E}_{ein, FG} - \dot{E}_{Verl, FG}. \quad (8.1)$$

Dementsprechend kann für jede Funktionsgruppe ein exergetischer Wirkungsgrad ζ_{FG} berechnet werden:

$$\zeta_{FG} = \frac{\sum \dot{E}_{aus, FG}}{\sum \dot{E}_{ein, FG}}. \quad (8.2)$$

Werden Exergieströme aus einer Funktionsgruppe ausgekoppelt und zurück in eine vorgeschaltete Funktionsgruppe geführt, wird die zurückgeführte Exergie aus der Differenz des exergieabgebenden Fluids berechnet. Wird beispielsweise in der Gas-aufbereitung das Rohgas ausschließlich gekühlt und die gesamte, dabei abgeführte Wärme zurück in den Vergasungsreaktor gefördert, wird die dem Vergasungsreaktor zugeführte Exergie durch die Differenz $\dot{E}_{4'} = \dot{E}_3 - \dot{E}_5$ berechnet. Die bei der Rohgaskühlung durch die Grädigkeit des Wärmetauschers auftretenden Exergieverluste sind daher im Exergiestrom $\dot{E}_{4'}$ enthalten. Durch diese Vorgehensweise werden die bei der Erzeugung des zurückgeführten Exergiestromes auftretenden Verluste jener Funktionsgruppe zugeordnet, welcher der Exergiestrom zugeführt wird.

In Abbildung 8.2 sind neben der Exergiebilanz die in eine Funktionsgruppe eintretenden ($\dot{C}_{ein, FG}$ und \dot{Z}_{FG}) und austretenden ($\dot{C}_{aus, FG}$) Kostenströme dargestellt.

Jeder in Abbildung 8.1 dargestellte Exergiestrom \dot{E}_i trägt einen Kostenstrom \dot{C}_i . Folglich lassen sich für die Exergieströme spezifische Exergiekosten $c_i = \dot{C}_i / \dot{E}_i$ berechnen.

Werden einer Funktionsgruppe mehrere Exergieströme zugeführt, können die spezifischen Exergiekosten dieser Ströme unterschiedlich hoch sein. Die gemittelten, der Funktionsgruppe zugeführten spezifischen Exergiekosten betragen dann:

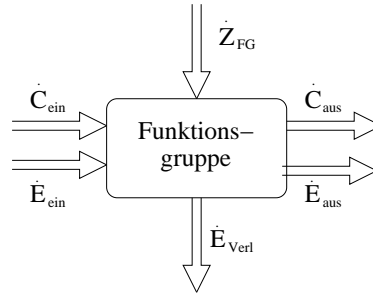


Abbildung 8.2: Exergiebilanz und die in eine Funktionsgruppe ein- und austretenden Kostenströme

$$c_{ein,m,FG} = \frac{\sum \dot{C}_{ein,FG}}{\sum \dot{E}_{ein,FG}}. \quad (8.3)$$

Neben dem durch die zugeführten Exergieströme entstehenden Kostenstrom $\dot{C}_{ein,FG}$ wird der Funktionsgruppe in Abbildung 8.2 der Kostenstrom \dot{Z}_{FG} zugeführt, der aus den durch den Investitionsaufwand resultierenden Kosten und den Betriebskosten entsteht.

Der Investitionsaufwand für die Errichtung eines Heizkraftwerkes setzt sich aus dem Investitionsaufwand der einzelnen Aggregate der in Abbildung 8.1 dargestellten vier Funktionsgruppen (I_A) und dem gemeinen Investitionsaufwand funktionsgruppenübergeordneter Aggregate (I_G) zusammen. Unter den gemeinen Investitionsaufwand fallen sowohl Gebäude-, Grundstücks- und Anschlusskosten als auch Nebenkosten für Genehmigungsverfahren, Planung, Bauzeitinsen und Unvorhergesehenes. Der gemeine Investitionsaufwand wird den einzelnen Funktionsgruppen nach der Methode der Zuschlagskalkulation zugeteilt. Gemäß dem Proportionalitätsprinzip übernimmt jede Funktionsgruppe einen Anteil des gemeinen Investitionsaufwandes, der dem Verhältnis des Investitionsaufwandes aller Aggregate der Funktionsgruppe zur Summe des Investitionsaufwandes aller Aggregate aller Funktionsgruppen entspricht [50]. So berechnet sich der Investitionsaufwand einer Funktionsgruppe (I_{FG}) mit n Aggregaten zu:

$$I_{FG} = \sum_{i=1}^n I_{A,i} + I_G \cdot \frac{\sum_{i=1}^n I_{A,i}}{\sum_{j=1}^4 \sum_{i=1}^n I_{A,i}}. \quad (8.4)$$

Mithilfe des in Gleichung 7.6 bereits angewendeten dynamischen Verfahrens wird der Investitionsaufwand einer Funktionsgruppe in einen über die Betriebsdauer der Anlage gleichmäßig verteilten, stundenbezogenen Kostenstrom $\dot{Z}_{I_{FG}}$ umgerechnet:

$$\dot{Z}_{I_{FG}} = \frac{z}{1-M} \cdot \frac{1}{t_{Bh}} \cdot I_{FG} \quad (8.5)$$

Die bei der Verstromung der Biomasse entstehenden fixen und weiteren variablen Betriebskosten werden den Funktionsgruppen nach der Methode der Zuschlagskalkulation (wie beim gemeinen Investitionsaufwand in Gleichung 8.4) zugeordnet.

Damit ergibt sich der Kostenstrom \dot{Z}_{FG} einer Funktionsgruppe, der aus den durch den Investitionsaufwand resultierenden Kosten und den Betriebskosten entsteht, zu:

$$\dot{Z}_{FG} = \frac{z}{1-M} \cdot \frac{1}{t_{Bh}} \cdot I_{FG} + \frac{P_{el}}{1000} \cdot \left(\frac{BK_{fix}}{t_{Bh}} + BK_{var} \right) \cdot \frac{I_{FG}}{\sum_{j=1}^4 I_{FG,j}}. \quad (8.6)$$

Für die aus einer Funktionsgruppe austretenden Exergieströme $\dot{E}_{aus,FG}$ werden gleiche spezifische Exergiekosten $c_{aus,FG}$ angesetzt:

$$c_{aus,FG} = \frac{\sum \dot{C}_{ein,FG} + \dot{Z}_{FG}}{\sum \dot{E}_{aus,FG}}. \quad (8.7)$$

Die ökonomische Bewertung der unterschiedlichen Vergasungsheizkraftwerke erfolgt in dieser Arbeit durch die Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten. Da die Exergie der erzeugten elektrischen Leistung der Energie entspricht ($\dot{E}_{el} = P_{el}$), stimmen die spezifischen Exergiekosten der elektrischen Leistung mit den spezifischen Stromgestehungskosten überein.

Die spezifischen, energetischen Wärmeerlöse werden in dieser Arbeit mit 15 €/MWh festgelegt. Dementsprechend liegen die spezifischen exergetischen Wärmeerlöse bei einer Vorlauftemperatur der Nutzwärmeauskopplung von 363 K und einer Rücklauftemperatur von 333 K bei $w_{ex} = 56,5 \text{ €/MWh}$. Wird in einer Funktionsgruppe der Nutzwärmestrom \dot{E}_N erzeugt, werden in Gleichung 8.7 die aus dem Verkauf der Nutzwärme erzielten Einnahmen $\dot{E}_N \cdot w_{ex}$ von den eingehenden Kostenströmen abgezogen:

$$c_{aus,FG} = \frac{\sum \dot{C}_{ein,FG} + \dot{Z}_{FG} - \dot{E}_N \cdot w_{ex}}{\sum \dot{E}_{aus,FG}}. \quad (8.8)$$

8.2 Exergetisch-ökonomische Kennzahlen

Wie bereits in Kapitel 8.1 erwähnt, entsprechen die spezifischen Exergiekosten der elektrischen Leistung den spezifischen Stromgestehungskosten. Zielführend zum Erreichen niedriger Stromgestehungskosten ist es daher, die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten in den einzelnen Funktionsgruppen des Vergasungsheizkraftwerkes auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

Um zu beurteilen, in welchen Funktionsgruppen die spezifischen Exergiekosten am meisten steigen, wird die Kennzahl π aufgestellt. Die Kennzahl π setzt die Änderung der spezifischen Exergiekosten zwischen Ein- und Austritt einer Funktionsgruppe ($c_{ein,m,FG} - c_{aus,FG}$) ins Verhältnis zu den spezifischen Exergiekosten am Eintritt:

$$\pi = \frac{c_{aus,FG}}{c_{ein,m,FG}} - 1 = \frac{c_{aus,FG}}{\sum \dot{C}_{ein,FG} / \sum \dot{E}_{ein,FG}} - 1. \quad (8.9)$$

Die spezifischen Exergiekosten am Austritt einer Funktionsgruppe $c_{aus,FG}$ liegen über den spezifischen Exergiekosten am Eintritt der Gruppe $c_{ein,m,FG}$, da in jeder Funktionsgruppe bei den ablaufenden Verfahrensschritten Exergieverluste entstehen. Auch der Kostenstrom \dot{Z}_{FG} , der aus dem bei der Errichtung der Aggregate einer Funktionsgruppe entstehenden Investitionsaufwand resultiert, führt zur Zunahme der spezifischen Exergiekosten. Dies wird deutlich, wenn Gleichung

8.7 in Gleichung 8.9 eingesetzt wird:

$$\begin{aligned}
 \pi &= c_{aus, FG} \cdot \frac{1}{c_{ein, m, FG}} - 1 \\
 &= \frac{\sum (c_{ein, FG} \cdot \dot{E}_{ein, FG}) + \dot{Z}_{FG}}{\sum \dot{E}_{aus, FG}} \cdot \frac{1}{c_{ein, m, FG}} - 1 \\
 &= \frac{c_{ein, m, FG} \cdot \sum \dot{E}_{ein, FG}}{c_{ein, m, FG} \cdot \sum \dot{E}_{aus, FG}} + \frac{\dot{Z}_{FG}}{c_{ein, m, FG} \cdot \sum \dot{E}_{aus, FG}} - 1 \\
 &= \frac{1}{\zeta_{FG}} \cdot \left(1 + \frac{\dot{Z}_{FG}}{\sum \dot{C}_{ein, FG}} \right) - 1 \tag{8.10}
 \end{aligned}$$

Wie in Gleichung 8.10 zu sehen ist, führen sowohl eine Abnahme des exergetischen Wirkungsgrades ζ_{FG} als auch eine Zunahme des Kostenstromes \dot{Z}_{FG} zur Zunahme der spezifischen Exergiekosten in einer Funktionsgruppe.

Treten in einer nahezu idealen Funktionsgruppe weder Exergieverluste auf ($\zeta_{FG} \approx 1$) und entstehen bei der Errichtung der Funktionsgruppe nur minimale Kosten (sodass der Kostenstrom $\dot{Z}_{FG} \approx 0$ ist), kommt es nur zu einer minimalen Anhebung der spezifischen Exergiekosten: $\pi \approx 0$. Liegt der exergetische Wirkungsgrad einer Funktionsgruppe bei $\zeta_{FG} = 0,5$ bei einem zu vernachlässigenden Kostenstrom $\dot{Z}_{FG} \approx 0$, so nehmen die spezifischen Exergiekosten um 100 % zu: $\pi = 1$. Wird dieser Funktionsgruppe zusätzlich ein Kostenstrom von $\dot{Z}_{FG} = \sum \dot{C}_{ein, FG}$ zugeführt, so beträgt $\pi = 3$.

Durch einen Vergleich der in den vier Funktionsgruppen eines Vergasungsheizkraftwerkes erreichten Kennzahl π wird ersichtlich, in welchen Funktionsgruppen die spezifischen Exergiekosten am meisten steigen. Tritt in einem Vergasungsheizkraftwerk nur in einer oder einigen Funktionsgruppen eine deutliche Zunahme der spezifischen Exergiekosten auf, führen insbesondere Optimierungen dieser Gruppen zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten. Liegt dagegen die Zunahme der spezifischen Exergiekosten π in allen Funktionsgruppen eines Vergasungsheizkraftwerkes auf gleichem Niveau, so können die spezifischen Stromgestehungskosten nur durch eine Vielzahl von Maßnahmen gesenkt werden.

Steigen in einem Vergasungsheizkraftwerk die spezifischen Exergiekosten in einer Funktionsgruppe deutlich stärker als in den anderen Funktionsgruppen, kann entweder die Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades ζ_{FG} der Funktionsgruppe oder die Senkung des Kostenstromes \dot{Z}_{FG} zur Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten führen. Um beurteilen zu können, welche dieser beiden Maßnahmen sinnvoller ist, wird die Kennzahl ψ aufgestellt.

Dazu wird in Gleichung 8.10 den Kostenstrom \dot{Z}_{FG} zu Null gesetzt und mit der Kennzahl

$$\pi_{\zeta_{FG}} = \frac{1}{\zeta_{FG}} \cdot \left(1 + \frac{0}{\sum \dot{C}_{ein, FG}} \right) - 1 = \frac{1}{\zeta_{FG}} - 1$$

die Anhebung der spezifischen Exergiekosten berechnet, die ausschließlich durch die Exergieverluste bzw. durch den exergetischen Wirkungsgrad ζ_{FG} der Funktionsgruppe entsteht. Setzt man nun die Kennzahl $\pi_{\zeta_{FG}}$ ins Verhältnis zur gesamten Zunahme der spezifischen Exergiekosten π ,

erhält man die Kennzahl ψ :

$$\psi = \frac{\frac{1}{\zeta_{FG}} - 1}{\frac{1}{\zeta_{FG}} \cdot \left(1 + \frac{\dot{Z}_{FG}}{\sum \dot{C}_{ein,FG}}\right) - 1} = \frac{1 - \zeta_{FG}}{1 - \zeta_{FG} + \frac{\dot{Z}_{FG}}{\sum \dot{C}_{ein,FG}}}. \quad (8.11)$$

Anhand der Kennzahl ψ kann beurteilt werden, in welchem Maße Exergieverluste in einer Funktionsgruppe zur Anhebung der spezifischen Exergiekosten π beitragen. Wird beispielsweise angenommen, dass in einer idealen Funktionsgruppe nur minimale Exergieverluste auftreten und dementsprechend der exergetische Wirkungsgrad $\zeta_{FG} \approx 1$ ist, entsteht die Anhebung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe im Wesentlichen durch den Kostenstrom \dot{Z}_{FG} . Der exergetische Wirkungsgrad trägt nur minimal zur Anhebung der spezifischen Exergiekosten π bei: $\psi \approx 0$.

Entstehen bei der Errichtung der Funktionsgruppe nur sehr geringe Kosten und ist daher der Kostenstrom \dot{Z}_{FG} wesentlich niedriger als der Kostenstrom $\dot{C}_{ein,FG}$ ($\dot{Z}_{FG} \ll \dot{C}_{ein,FG}$), entsteht die Anhebung der spezifischen Exergiekosten π in der Funktionsgruppe im Wesentlichen durch Exergieverluste: $\psi \approx 1$. Beträgt die Kennzahl $\psi = 0,5$, so tragen die Exergieverluste und der Kostenstrom \dot{Z}_{FG} in gleichem Maße zur Anhebung der spezifischen Exergiekosten bei.

Nehmen die spezifischen Exergiekosten in einer Funktionsgruppe wesentlich stärker zu als in den anderen Funktionsgruppen und wird dies im Wesentlichen durch Exergieverluste verursacht ($0,7 < \psi < 1$), führt die Erhöhung des exergetischen Wirkungsgrades dieser Funktionsgruppe ζ_{FG} zu einer deutlichen Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten. Tragen die Exergieverluste nur unwesentlich zur Kostensteigerung bei ($0 < \psi < 0,3$), so ist zur Senkung der Stromgestehungskosten bevorzugt eine Reduktion des Kostenstromes \dot{Z}_{FG} vorzunehmen.

8.3 Beispiel einer exergetisch-ökonomischen Analyse eines Vergasungsheizkraftwerkes

Zum besseren Verständnis werden im Folgenden die exergetisch-ökonomischen Kennzahlen π und ψ der Funktionsgruppen des bereits in Kapitel 7.3 aufgeführten Anlagenbeispiels berechnet und diskutiert. Für die Reingaserzeugung gelten die in Kapitel 6.3, Abschnitt „Exergetischer Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung“, Konzept 2 aufgeführten Annahmen. In Abbildung 8.3 sind die vier Funktionsgruppen des Vergasungsheizkraftwerkes dargestellt. Für die Anlage gelten neben den bereits in Tabelle 6.1 und Tabelle 7.2 aufgeführten Werten die in Tabelle 8.1 genannten Angaben. Die sich daraus ergebenden Exergieströme \dot{E} und Kostenströme \dot{Z}_{FG} sind in Abbildung 8.3 eingetragen.

Es wird angenommen, dass der spezifische Investitionsaufwand für die Errichtung des Vergasungsheizkraftwerkes $I/P_{el} = 4000 \text{ €/kW}_{el}$ beträgt. Dabei werden für die Errichtung der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung 10 %, des Vergasungsreaktors 55 %, der Gasaufbereitung 15 % und Stromerzeugung 20 % des gesamten Investitionsaufwandes benötigt (Tabelle 8.1). Des Weiteren wird angenommen, dass der Kostenstrom, der durch die fixen und weiteren variablen Betriebskosten entsteht, 40 €/h beträgt. Anhand dieser und den in Tabelle 7.2 aufgeführten Annahmen werden die in Abbildung 8.3 eingetragenen Kostenströme \dot{Z}_{FG} berechnet.

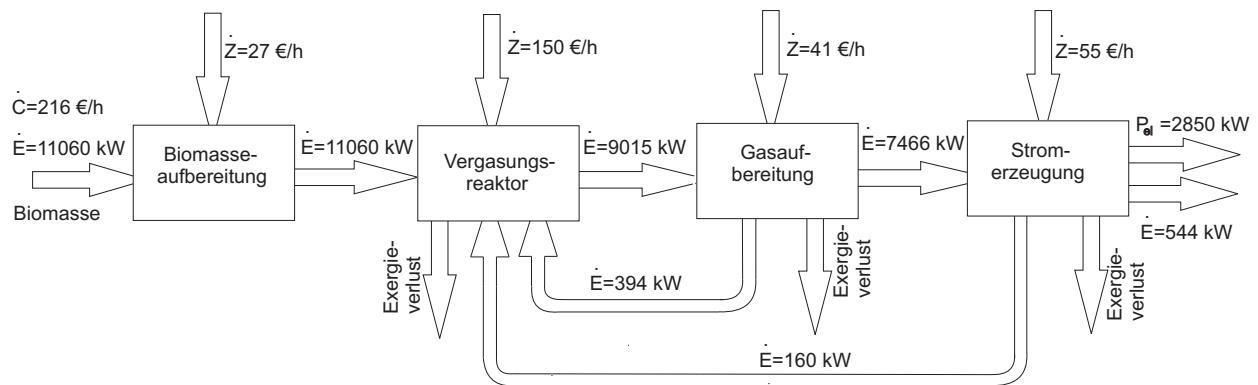


Abbildung 8.3: Anlagenbeispiel zur Berechnung der exergetisch-ökonomischen Kennzahlen

Der Anlage wird mit der Biomasse ein Exergiestrom von 11060 kW zugeführt. Die spezifische Exergie der Biomasse mit einem Wassergehalt von 40 % beträgt 11060 kJ/kg . Mit den in Tabelle 7.2 genannten Biomassekosten von 60 €/t beträgt der Kostenstrom der Biomasse $\dot{C}_{Bio} = 216 \text{ €/h}$.

Die Biomasse gelangt ohne weitere Trocknung über die Biomasseaufbereitung, in der idealerweise keine Exergieverluste entstehen ($\zeta_{BA} = 1$), in den Vergasungsreaktor. Bei der Vergasung werden 78 % der dem Vergasungsreaktor zugeführten Exergie in das Rohgas übertragen ($\zeta_V = 0,78$). Da das Rohgas vor der Gasnutzung gekühlt und von Störstoffen befreit werden muss, werden in der Gasaufbereitung 17 % der Rohgasexergie in Form von Wärme und Teer abgeschieden ($\zeta_{GA} = 0,83$). Ein Teil der abgeschiedenen Wärme wird zurück in den Vergasungsreaktor geführt (4,4 % der Rohgasexergie). Das die Gasaufbereitung verlassende Reingas wird im BHKW zur Erzeugung von Strom und Nutzwärme verbrannt. Entsprechend dem in Tabelle 7.2 aufgeführten elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el} = 0,3$ beträgt die elektrische Bruttoleistung $P_{el, Brutto} = 2850 \text{ kW}$. Bei dem genannten energetischen Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 0,7$ und bei Vor- und Rücklauftemperaturen von $T_{Vorlauf} = 363,15 \text{ K}$ und $T_{Rücklauf} = 333,15 \text{ K}$ wird der Exergiestrom der Nutzwärme zu $\dot{E}_N = 544 \text{ kW}$ berechnet. So erreicht das BHKW einen exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\zeta_{el, BHKW} = 0,38$ und einen exergetischen Brennstoffausnutzungsgrad von $\zeta_{BHKW} = 0,45$.

Wie aus Abbildung 8.4 zu sehen ist, entstehen die spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen im Vergasungsreaktor ($\pi_V = 1,26$) und im BHKW ($\pi_S = 1,16$). Folglich haben Optimierungsmaßnahmen in diesen Funktionsgruppen einen großen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten. In der Biomasse- und der Gasaufbereitung steigen die spezifischen Exergiekosten deutlich geringer ($\pi_{BA} = 0,18$ und $\pi_{GA} = 0,28$).

Im Vergasungsreaktor ist die Anhebung der spezifischen Exergiekosten im Wesentlichen auf den durch den Investitionsaufwand und durch die Betriebskosten entstehenden Kostenstrom \dot{Z}_V zurückzuführen ($\psi_V = 0,30$). Im BHKW hingegen führen primär Exergieverluste zur Anhebung der spezifischen Exergiekosten ($\psi_S = 0,84$). So ist eine Senkung des Investitionsaufwandes des Vergasungsreaktors und eine Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades des BHKW zielführend zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten. Exergetische oder ökonomische Verbesserungen der Aggregate der Biomasse- und der Gasaufbereitung haben nur einen geringen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten.

$$\begin{aligned}
 \dot{E}_{Biomasse} &= 11\,060 \text{ kW} \\
 \zeta_{BA} &= 1 \\
 \zeta_V &= 0,78 \\
 \zeta_{GA} &= 0,87 \\
 P_{el, BHKW} &= 0,38 \cdot \dot{E}_{zu, BHKW} \\
 \zeta_{BHKW} &= 0,45 \\
 \\
 I_{BA} &= 0,1 \cdot \sum I_{FG} \\
 I_V &= 0,55 \cdot \sum I_{FG} \\
 I_{GA} &= 0,15 \cdot \sum I_{FG} \\
 I_{BHKW} &= 0,2 \cdot \sum I_{FG}
 \end{aligned}$$

Tabelle 8.1: Werte zur Berechnung exergetisch-ökonomischer Kennzahlen

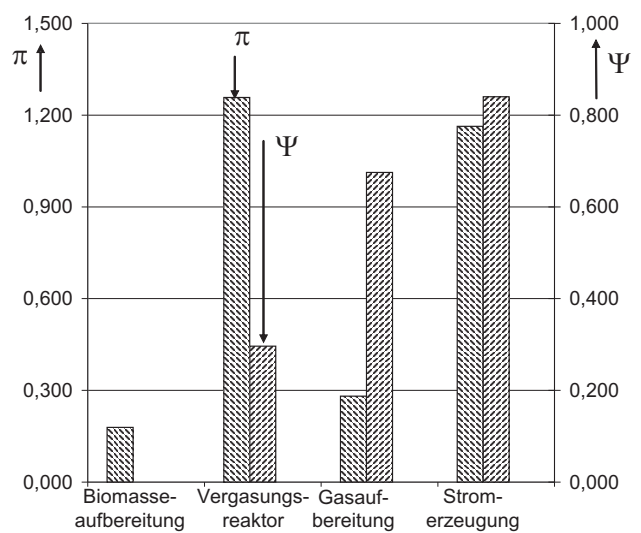


Abbildung 8.4: Exergetisch-ökonomische Kennzahlen π und ψ

Kapitel 9

Messungen an Vergasungsheizkraftwerken

An vier technisch aussichtsreichen Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW (Vergasungsheizkraftwerken, VHKW) wurden Messungen durchgeführt, um sowohl die Betriebsstabilität als auch das Wirkungsgradpotenzial der Anlagen zu bestimmen. Dabei handelt es sich um das zweistufige Carbo-V-VHKW in Freiberg, Deutschland, das zweistufige Viking-VHKW der Dänisch Technischen Universität, Dänemark, das Dampfwirbelschicht-VHKW (Fast Internally Circulating Fluidised Bed - FICFB) in Güssing, Österreich, und das Gegenstrom-VHKW in Harbøre, Dänemark.

Aufbauend auf den Messergebnissen werden die Massen- und Energiebilanzen der Anlagen geschlossen und daraus die in den Anlagen erreichten energetischen und exergetischen Kennzahlen (Kapitel 9.2.2 und 9.2.3) berechnet. Auch wenn ein Vergleich dieser Kennzahlen der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsstände und der unterschiedlichen Leistungsgrößen unzulässig ist, kann gezeigt werden, in welchen Aggregaten hohe Verluste entstehen und wie diese ggf. reduziert werden können. Nur auf diese Weise ist es anschließend möglich, optimierte Anlagenschaltungen der bestehenden VHKW zu entwickeln (Kapitel 10), deren Wirkungs- und Nutzungsgrade zu berechnen und so die Anlagen vergleichend zu bewerten (Kapitel 11).

Die Begleitung des Anlagenbetriebs über einen längeren Zeitraum ermöglicht dessen Bewertung hinsichtlich Kontinuität und Stabilität. Traten Unterbrechungen im Anlagenbetrieb auf, konnten die Ursachen dokumentiert und aufgezeigt werden. So wird deutlich, ob bei der Errichtung optimierter Anlagen technische Veränderungen realisiert und ggf. vorher erprobt werden müssen. Denn wie in Kapitel 5.2 beschrieben, führte in diversen in der Vergangenheit betriebenen Vergasungsheizkraftwerken ein instabiler Anlagenbetrieb zu einer unwirtschaftlichen Fahrweise und damit zur Stilllegung der jeweiligen Anlage.

Anhand der Messungen wird beurteilt, ob ein motortaugliches Reingas (Kapitel 9.2.4) erzeugt wird. Die dafür notwendigen Anforderungen sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Insbesondere wird auf die Teerabscheidung aus dem Rohgas und den Teergehalt im Reingas detailliert eingegangen, da es in der Vergangenheit bei diversen Vergasungsheizkraftwerken zu Schwierigkeiten durch die Kondensation oder Sublimation von Teerverbindungen gekommen ist.

Des Weiteren wurden die in den Anlagen entstehenden Emissionen gemessen und werden den in Deutschland zulässigen Emissionsgrenzwerten gegenübergestellt (Kapitel 9.2.5). So wird gezeigt, ob diese Grenzwerte bereits in den bestehenden Vergasungsheizkraftwerken eingehalten werden können bzw. welche Maßnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte in zukünftigen Anlagen realisiert werden müssen.

9.1 Anlagenbeschreibung und Versuchsdurchführung

Im Folgenden werden die Vergasungsheizkraftwerke, an denen Messungen durchgeführt wurden, beschrieben. Auf Verfahrensdetails, welche die erzeugte Reingasqualität beeinflussen, wird detailliert eingegangen.

Anschließend wird der Anlagenbetrieb, der in der jeweiligen Anlage während der Messkampagne stattgefunden hat, beschrieben. Es wird gezeigt, ob die Vergasungsheizkraftwerke stabil betrieben werden konnten oder welche Aggregate den kontinuierlichen Anlagenbetrieb verhinderten. So kann fundiert beurteilt werden, ob sich die in der jeweiligen Anlage realisierte Technologie in zukünftigen, optimierten Vergasungsheizkraftwerken für eine kontinuierliche Strom- und Wärmeerzeugung eignet.

9.1.1 Carbo-V-Vergasungsheizkraftwerk in Freiberg, Deutschland

In Freiberg wird von der Firma Choren eine Pilotanlage mit integriertem, zweistufigen Vergasungsreaktor betrieben. Die 1998 errichtete Anlage dient zum Erproben des Vergasungsreaktors und der nachgeschalteten Gasaufbereitung. Im Vergasungsreaktor kann eine Biomasseleistung von bis zu 1000 kW vergast werden. Es werden Versuche mit unterschiedlichen Einsatzmaterialien (Holzhackschnitzel, Strohpellets, geschredderten Kunststoffteilen, Gummireifen) und verschiedenen Vergasungsmedien (Luft, Sauerstoff) durchgeführt, um Auswirkungen auf die Gasqualität und das Betriebsverhalten der unterschiedlichen Aggregate zu untersuchen.

Anlagenbeschreibung

Das Fließbild des zweistufigen Carbo-V-VHKW ist in Abbildung 9.1 dargestellt. Darin sind einige, den geschlossenen Bilanzen zugehörige Massenströme, Temperaturen und Leistungen eingetragen.

Die Biomasse wird aus dem Tagesbunker über ein Schleusensystem dem Niedertemperaturvergaser (NTV) zugeführt, in dem die Resttrocknung und Pyrolyse bei einer Temperatur von ca. 770 K stattfindet. Zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Trocknungs- und Pyrolysereaktionen wird ein Teil des erzeugten Biomassekokses mit elektrisch vorgewärmter Luft oxidiert. Im NTV entsteht teerhaltiges Pyrolysegas und Pyrolysekoks. Das Pyrolysegas setzt sich aus dem bei der Trocknung entstehenden Wasserdampf und den bei der Pyrolyse der Biomasse entstehenden flüchtigen Verbindungen zusammen. Der Pyrolysekoks besteht aus festem Kohlenstoff und der Asche der Biomasse.

Der erzeugte Pyrolysekoks wird am Boden des NTV abgezogen, gemahlen und in einem Bunker zwischengespeichert. Das im NTV entstandene, teerhaltige Pyrolysegas wird ohne weitere Abkühlung oder Aufbereitung in der Brennkammer des Hochtemperaturvergasers (HTV) mit Luft oder Sauerstoff partiell oxidiert. Je nach Wahl des Oxidationsmediums werden in der Brennkammer des HTV Temperaturen von 1400 K bis 1800 K erreicht. Der Mantel der Brennkammer wird mit einem Thermoöl gekühlt. In die aus der Brennkammer austretenden heißen Gase wird der im Bunker zwischengespeicherte Pyrolysekoks eingeblasen und es finden

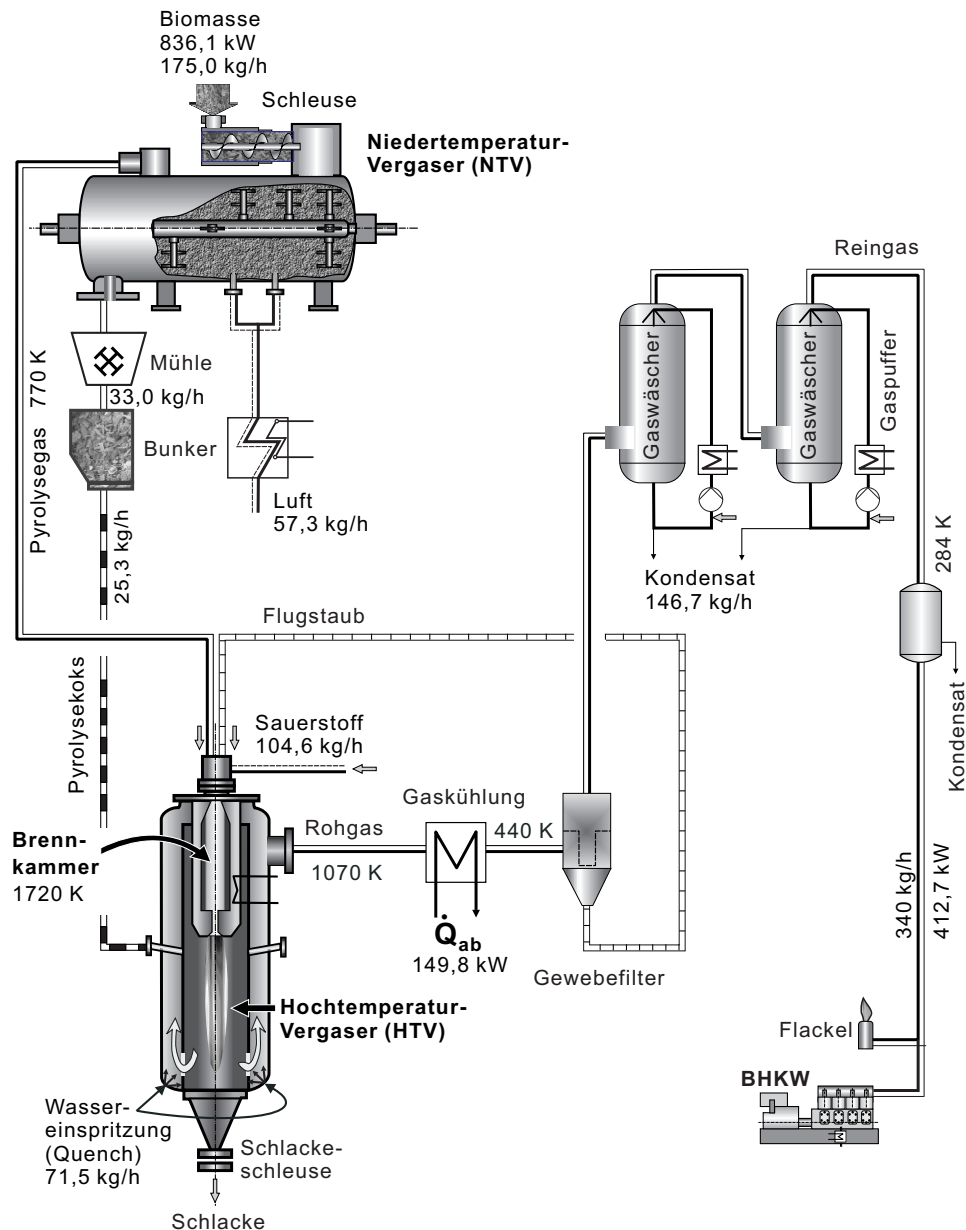


Abbildung 9.1: Vereinfachtes Fließbild des Carbo-V-VHKW

die in Kapitel 4.2.1 beschriebenen endothermen Reduktionsreaktionen statt. Dabei sinkt je nach Brennkammertemperatur die Gastemperatur auf 1000 K bis 1500 K ab. Durch Einspritzen von Wasser wird die Gastemperatur ggf. gesenkt, sodass eine maximale Austrittstemperatur von 1200 K sicher eingehalten wird.

Das während der Begleitung des Anlagenbetriebs erzeugte, 1070 K heiße Rohgas wird in der Gaskühlung auf 440 K abgekühlt. Die dabei anfallende Wärme wird in der Versuchsanlage ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Da der fein aufgemahlene, aschehaltige Pyrolysekoks im HTV vergast wird, wird ein Großteil der Asche der Biomasse als Flugstaub aus dem HTV ausgetragen. Dieser Flugstaub wird nach der Rohgaskühlung in einem Gewebefilter aus dem Rohgas abgeschieden und zurück in die Brennkammer des HTV gefördert. Dort schmilzt die im Flugstaub enthaltene Asche aufgrund der hohen Temperatur, tropft in ein Wasserbad am Boden des HTV und wird als feste Schlacke aus dem Vergasungsreaktor ausgeschleust.

Das entstaubte Rohgas wird in einer zweistufigen, wasserbetriebenen Gaswäsche auf eine Temperatur von 284 K abgekühlt. Dabei fällt der im Rohgas vorhandene Wasserdampf bei Unterschreitung des Taupunktes aus. Das entstehende Kondensat wird der Kanalisation zugeführt. Die Gaswäsche ist zweistufig ausgeführt, da in der Versuchsanlage auch Altholz und Sonderbrennstoffe wie gummi- oder kunststoffhaltige Schredderfraktionen vergast werden. Zur Gasreinigung wird dann sowohl eine alkalische als auch eine saure Waschstufe benötigt. Während der Begleitung des Anlagenbetriebs wurden die Wäscher ph-neutral eingestellt.

Das erzeugte Reingas wird zum Ausgleich von Schwankungen in der Gaszusammensetzung in einen Gaspuffer geleitet und anschließend in einem motorischen BHKW zur Stromerzeugung verbrannt oder in einer Fackel entsorgt.

Die Versuchsanlage wurde zur Erprobung der Vergasungstechnologie errichtet. Dabei wurde auf eine energetische Optimierung der Anlage weitestgehend verzichtet. So wird beispielsweise die Rohgaswärme ungenutzt an die Umgebung abgeführt und nicht zur Vorwärmung der Vergasungsluft oder zur Trocknung der Biomasse verwendet.

Versuchsdurchführung

In der Zeit vom 31.03.2003 bis zum 04.04.2003 wurde eine Messkampagne am Carbo-V-VHKW in Freiberg durchgeführt. Ziel des Versuchsbetriebs, der während der Messkampagne begleitet wurde, war, die Versuchsanlage nach einem längeren Stillstand wieder in Betrieb zu nehmen und aus vorgetrockneten Holzhackschnitzeln mit einem Wassergehalt von 4,7 % ein stickstoffarmes Reingas zu erzeugen. Daher wurde das Pyrolysegas in der Brennkammer des HTV mit Sauerstoff oxidiert. Die Temperatur des im HTV erzeugten Rohgases wurde vor dem Austritt aus dem HTV durch Quenchen mit Wasser und durch Rückführung von erzeugtem Reingas aus dem Gaspuffer auf 1070 K reduziert.

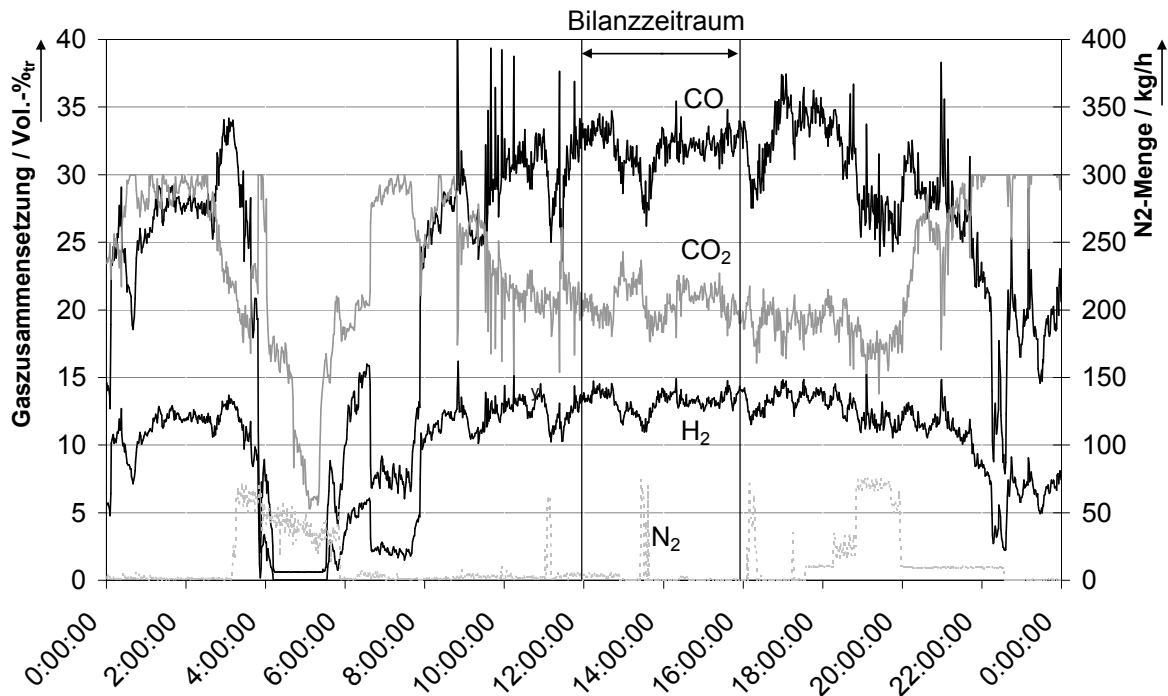
Vom 31.03.2003 bis zum 02.04.2003 war aufgrund technischer Schwierigkeiten ein unterbrechungsfreier Anlagenbetrieb nicht möglich. Es mussten diverse Dichtungen und ein gerissenes Metallsieb ausgetauscht werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Defekte durch den längeren Anlagenstillstand verursacht wurden und bei einem unterbrechungsfreien Betrieb nicht auftreten werden. Ab dem 03.04.2003, 10:00 Uhr konnte die Anlage kontinuierlich betrieben werden.

Während der Messkampagne wurden 33 kg/h Pyrolysekoks im NTV erzeugt. Dieser wurde gemahlen, im Koksunker zwischengespeichert und anschließend im HTV vergast. Allerdings waren die Betriebsparameter so eingestellt, dass dem HTV nur $25,3 \text{ kg/h}$ Koks zugeführt wurden. So wurden kontinuierlich 8 kg/h Biokoks im Koksunker eingelagert und aus dem Vergasungsprozess ausgeschleust. Dieses wurde erst bei der Auswertung der Messergebnisse ersichtlich.

Das erzeugte Reingas wurde nicht im Gasmotor der Versuchsanlage zur Stromerzeugung genutzt sondern in einer Fackel verbrannt, da das Ziel des Versuchsbetriebs die Erzeugung eines stickstoffarmen Reingases und nicht der Nachweis der Motortauglichkeit des Reingases war.

In Abbildung 9.2 ist die am 03.04.2003 gemessene, trockene Reingaszusammensetzung aufgetragen. Die Differenz zwischen der Summe der aufgeführten Gaskonzentrationen und 100 % entspricht dem Stickstoffgehalt im Reingas. Zusätzlich wird der gemessene Stickstoffverbrauch in

kg/h gezeigt.



04.02.2008 Abbildung 9.2: Gemessene, trockene Reingaszusammensetzung des Carbo-V-VHKW gaszusammensetzung_carbo_V_020403.xls

Um 6:00 Uhr begann, nachdem eine defekte Dichtung am NTV ausgetauscht wurde, die Vergasung der Holzhackschnitzel. Der H_2 -, CO - und CO_2 -Gehalt im Gas stieg. Von 8:00 bis 21:00 Uhr wurde dem NTV eine konstante Menge an Holzhackschnitzeln zugeführt. Während des Hochfahrens der Anlage bis 12:00 Uhr schwankte die Reingaszusammensetzung, da noch kein stabiler Betriebspunkt erreicht worden war. Von 12:00 bis 16:00 Uhr wurde die Anlage stabil betrieben. Um 16:40 wurde die in den HTV eingeblasene Koksmenge erhöht, sodass sich ein neuer Betriebspunkt einstellte (Abbildung 9.2).

Für die Bilanzierung wird der Zeitraum von 12:00 bis 16:00 gewählt, da in diesem Zeitraum ein weitestgehend stabiler Anlagenbetrieb gefahren wurde. Während dieses Zeitraumes schwankte der Gehalt an H_2 , CO und CO_2 um bis zu 5 %-Punkte, sodass sich auch der Heizwert um bis zu 13,5 %/min veränderte. Daher wurde der in Kapitel 4.3 geforderte Grenzwert von 5 %/min durchschnittlich sechs mal die Stunde überschritten.

Um 11:00 Uhr, um 13:30 Uhr und um 16:10 Uhr wurde das Gewebefilter mit Stickstoff gereinigt. Dabei stieg der N_2 -Gehalt im Reingas an (Abbildung 9.2). Dementsprechend sank der Gehalt an H_2 , CO und CO_2 . Da in einem zukünftigen Carbo-V-VHKW das Gewebefilter mit erzeugtem Gas gereinigt wird, werden diese Schwankungen in der Gaszusammensetzung nicht mehr auftreten.

Wie in Abbildung 9.3 dargestellt, wurde die der Brennkammer zugeführte Sauerstoffmenge variiert. So wurde beispielsweise von 12:50 bis 13:34 vermehrt Sauerstoff zugeführt. Durch die vermehrt ablaufenden Oxidationsreaktionen sank der H_2 - und CO -Gehalt im erzeugten Gas, der CO_2 -Gehalt stieg (Abbildung 9.2).

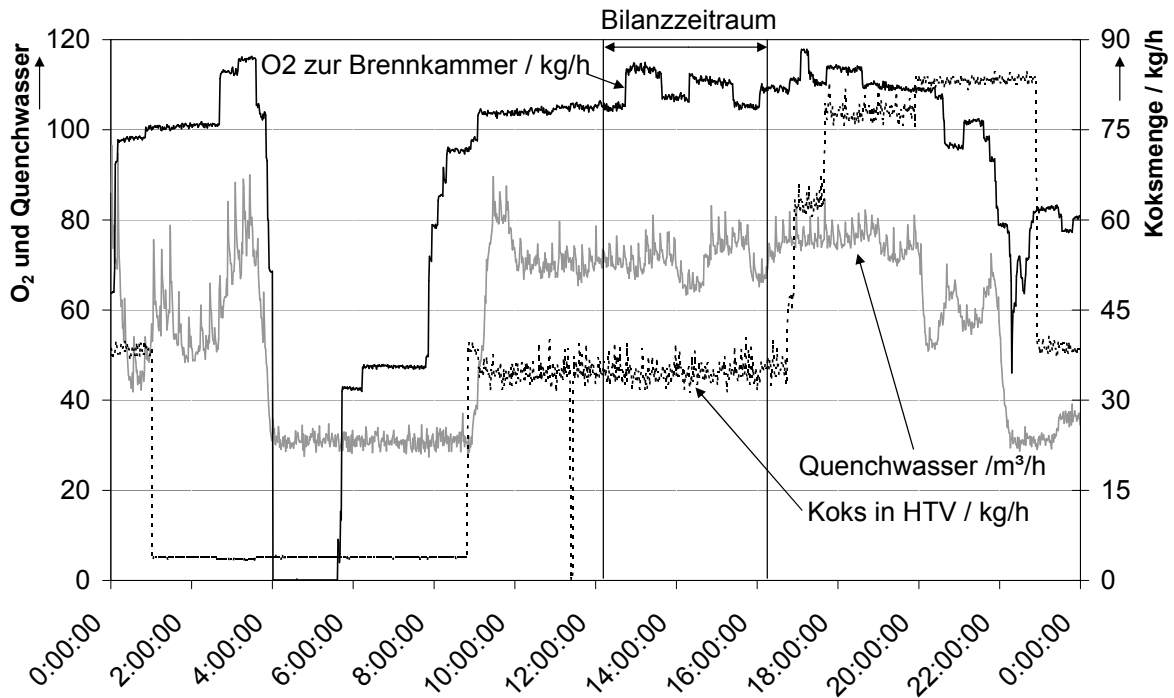


Abbildung 9.3: Sauerstoff-, Koks- und Quenchwassermenge, die der Brennkammer und dem HTV zugeführt werden

Auch die in den HTV eingeblasene Koks- und Quenchwassermenge schwankten (Abbildung 9.3). Dementsprechend veränderten sich die im HTV ablaufenden Reaktionen und damit die in Abbildung 9.2 dargestellte Reingaszusammensetzung.

Sowohl wegen des kurzen Bilanzzeitraumes von 4 h als auch wegen der Erzeugung eines Reingases mit schwankendem Heizwert konnte die Betriebsstabilität des Carbo-V-VHKW während der Begleitung des Anlagenbetriebs nicht ausreichend nachgewiesen werden.

Nach Aussagen der Anlagenbetreiber ist jedoch ein dauerhafter, stabiler und unterbrechungsfreier Anlagenbetrieb möglich. So wurde das BHKW des Carbo-V-VHKW im Jahr 2002 über 500 h kontinuierlich mit erzeugtem Reingas betrieben. Da bei der Begleitung des Anlagenbetriebs keine technisch unlösbaren Probleme beobachtet wurden, die einen stabilen und dauerhaften Anlagenbetrieb verhindern würden, wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass ein zukünftiges, optimiertes Carbo-V-VHKW unterbrechungsfrei zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben werden kann.

In Anhang A.1 werden aufbauend auf den Messwerten die Massen- und Energiebilanzen geschlossen und die Abweichungen zwischen den Messwerten und den einer geschlossenen Bilanz zugehörigen Werten erläutert.

9.1.2 Viking-Vergasungsheizkraftwerk der DTU, Dänemark

An der Dänisch Technischen Universität (DTU) wird das zweistufige Viking-VHKW zur Erprobung des Vergasungsreaktors und der nachgeschalteten Aggregate der Gasaufbereitung und Stromerzeugung betrieben. An dem Institut „Department of Mechanical Engineering“ wurde

1996 der erste zweistufige Vergasungsreaktor gebaut. Nachdem Versuche mit diesem Reaktor erfolgreich abgeschlossen waren, entschloss man sich zum Bau der bestehenden, vollautomatischen Anlage. Im Vergasungsheizkraftwerk werden aus einer Biomasseleistung von bis zu $\dot{Q}_{Bio} = 80 \text{ kW}$ Strom ($P_{el\text{ Brutto}} = 17 \text{ kW}$) und Nutzwärme ($\dot{Q}_N = 30 \text{ kW}$) erzeugt. Die Anlage wurde 2003 über mehrere 1000 Stunden unterbrechungsfrei gefahren, um nachzuweisen, dass ein Viking-VHKW dauerhaft betrieben werden kann. Im Rahmen dieses Langzeitversuches wurden Messungen an der Anlage durchgeführt.

Anlagenbeschreibung

Das Fließbild des Viking-VHKW ist in Abbildung 9.4 dargestellt. Zusätzlich sind die wesentlichen Größen der geschlossenen Massen- und Energiebilanzen aufgeführt.

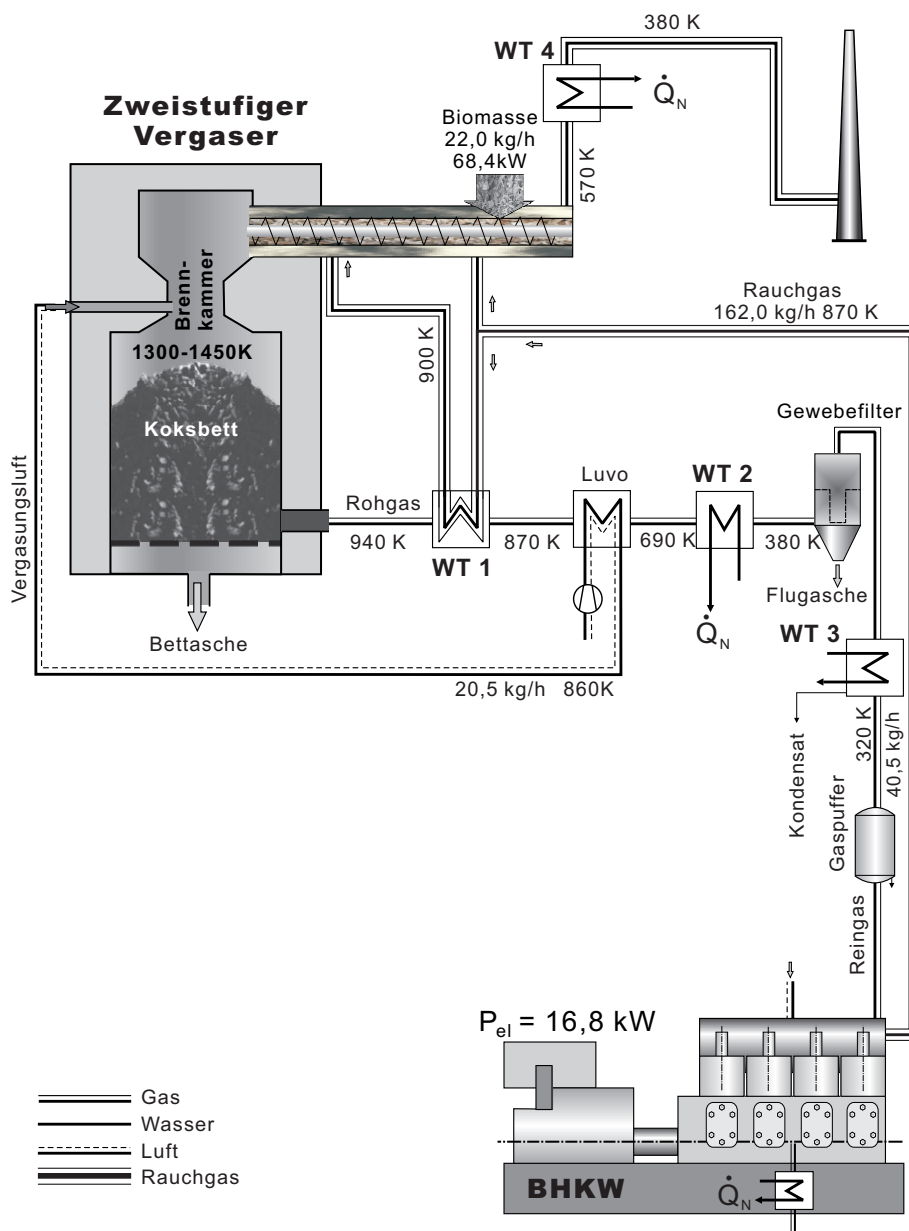


Abbildung 9.4: Vereinfachtes Fließbild des Viking-VHKW

Die Holzhackschnitzel werden dem Vergasungsreaktor über Schnecken und Schleusen zugeführt. Der Vergasungsreaktor besteht aus einer mit Motorabgas beheizten Schnecke und einem aufrecht stehenden Festbettreaktor. In der beheizten Schnecke wird die Biomasse bei einer Temperatur von bis zu 870 K getrocknet und pyrolysiert. Dafür wird ein Teil des Abgases, welches das BHKW mit 870 K verlässt, im Wärmetauscher WT1 auf 900 K erhitzt. Dabei kühlt das Rohgas von 940 K auf 870 K ab. Das aufgeheizte Abgas durchströmt die Ummantelung der Pyrolyseschnecke zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen. Auf diese Weise wird ein Teil der mit dem Rohgas aus dem Vergasungsreaktor ausgetragenen Wärme zurück in den Vergasungsprozess geführt. Nach Durchströmen der Ummantelung der Pyrolyseschnecke wird das Abgas mit dem nicht aufgeheizten Abgas vermischt und in der Ummantelung der Schnecke, in welcher die Biomasse getrocknet wird, auf 570 K abgekühlt. Im anschließenden Wärmetauscher WT4, in dem Nutzwärme ausgekoppelt wird, wird das gesamte Abgas auf 380 K abgekühlt und verlässt die Anlage über den Kamin.

Das bei der Pyrolyse entstandene Gas wird in der Brennkammer mit vorgewärmter Luft bei Temperaturen von 1300 K bis 1450 K partiell oxidiert. Bei der Aufheizung der Vergasungsluft auf 860 K im Luvo wird das Rohgas auf 690 K abgekühlt, sodass ein weiterer Teil der Rohgaswärme zurück in den Vergasungsreaktor geführt wird.

Der bei der Pyrolyse erzeugte Koks fällt durch die Brennkammer und bildet ein darunter liegendes Koksbett. Das bei der partiellen Verbrennung des Pyrolysegases entstandene heiße Gas durchströmt dieses Koksbett. Dabei werden die Verbrennungsprodukte CO_2 und H_2O teilweise am Kohlenstoff des Koksbettes reduziert. Bedingt durch diese endothermen Reduktionsreaktionen sinkt die Temperatur mit abnehmender Betthöhe bis auf die Rohgasaustrittstemperatur von 940 K.

Das heiße Rohgas wird stromabwärts des WT1 und des Luvos in einem weiteren Wärmetauscher (WT2), in dem Nutzwärme ausgekoppelt wird, auf 380 K abgekühlt. Der Flugstaub wird in einem Gewebefilter abgeschieden. Anschließend wird das entstaubte Rohgas auf 320 K abgekühlt, wobei ein Großteil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes kondensiert. Die bei dieser Rohgaskühlung anfallende Wärme wird an die Umgebung abgeführt.

Um Schwankungen in der Gaszusammensetzung auszugleichen, durchströmt das Reingas einen ca. 3 m^3 großen Gaspuffer. Anschließend findet im nachgeschalteten, motorischen BHKW die Verbrennung des Reingases zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung statt.

Versuchsdurchführung

Der Anlagenbetrieb wurde vom 07.04.2003 bis zum 11.04.2003 während eines 2000 Stunden-Langzeitversuches begleitet. Ziel des Langzeitversuches war, das Vergasungsheizkraftwerk unterbrechungsfrei mit unbehandelten Holzhackschnitzeln zu betreiben und auf diese Weise die Betriebsstabilität nachzuweisen. Auch wurde erprobt, ob nach einer Betriebsdauer von mehreren 1000 Stunden ein erhöhter Verschleiß oder sich langsam aufbauende Verschmutzungen in den Aggregaten der Gasaufbereitung festzustellen sind. Des Weiteren wurde der Einfluss des Luftüberschusses bei der Verbrennung des Reingases im Motor auf die Motorabgasemissionen untersucht.

Das Viking-VHKW wurde während der Begleitung des Anlagenbetriebs stabil und vollautomatisch betrieben. Nur am 08.04.2003 kam es um 6:00 Uhr morgens zu einer Unterbrechung des kontinuierlichen Anlagenbetriebs, da ein gemäß Brennstoffspezifikation unzulässig großes

Holzstück die Biomassezufuhrschnecke festsetzte. Nach einer manuellen Behebung der Störung wurde der Betrieb wieder aufgenommen. In den darauf folgenden Tagen kam es zu keinen weiteren Unterbrechungen des Anlagenbetriebs. In Abbildung 9.5 ist die vom 06.04.2003 bis zum 10.04.2003 gemessene Reingaszusammensetzung dargestellt.

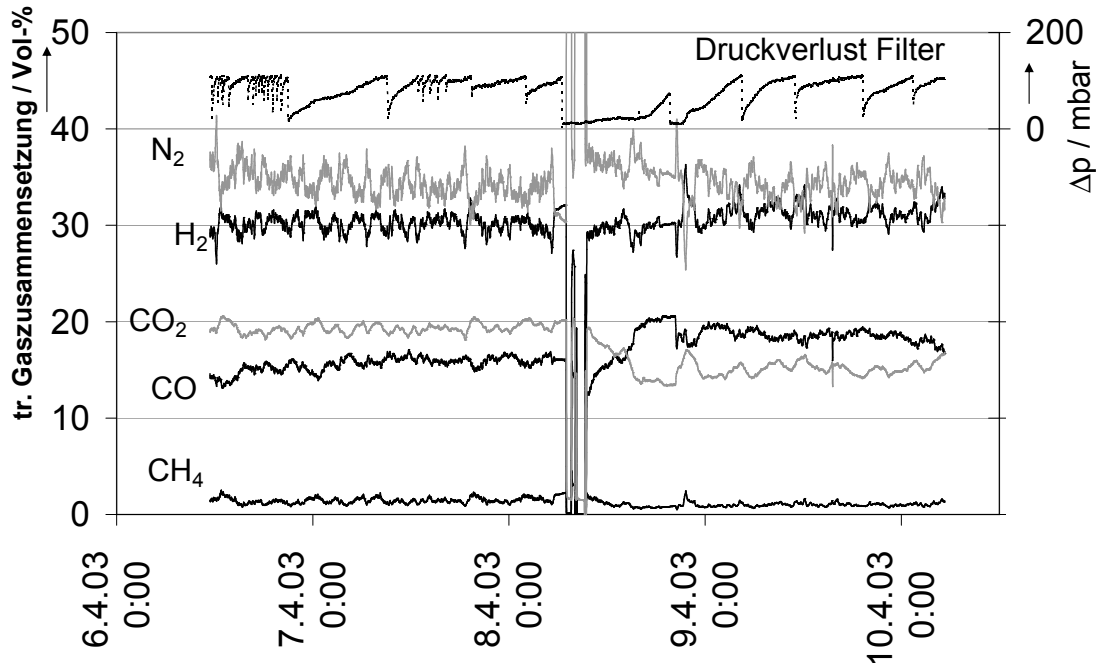


Abbildung 9.5: Gemessene Reingaszusammensetzung des Viking-VHKW

In Abbildung 9.5 ist zusätzlich zur Gaszusammensetzung der Druckverlust über das Gewebefilter aufgetragen. Gut zu erkennen ist, dass sich innerhalb von 6 Stunden bis 12 Stunden ein Filterkuchen aufbaute, der anschließend mit einem Druckstoß entfernt wurde. Es war kein Anstieg des Druckverlustes, der im Gewebefilter direkt nach der Reinigung gemessen wurde, zu beobachten. Folglich wurde der Filterkuchen mit dem Druckstoß vollständig abgeschieden.

Ein Zusammenhang zwischen dem diskontinuierlichen Eintrag von Pyrolysekoks aus der Pyrolyseschnecke auf das Koksbett und Schwankungen in der Gaszusammensetzung konnte nicht festgestellt werden.

Die Schwankungen in der Gaszusammensetzung entstehen im Wesentlichen durch Schwankungen der Brennkammertemperatur, welche wiederum aus der Regelung der Anlage resultieren, da die der Brennkammer zugeführte Vergasungsluftmenge über den Druckverlust im Koksbett geregelt wird. Mit steigendem Druckverlust wird die der Brennkammer zugeführte Vergasungsluftmenge angehoben, damit im Koksbett vermehrt Reduktionsreaktionen ablaufen und damit die Betthöhe sinkt. In Abbildung 9.6 ist zur Verdeutlichung zusätzlich zur Gaszusammensetzung die Temperatur in der Brennkammer über einen Zeitraum von 12 Stunden aufgetragen.

Mit steigender Vergasungsluftmenge steigt die Brennkammertemperatur und der N_2 -Gehalt im Gas nimmt zu. Gleichzeitig nimmt der Wasserstoffgehalt ab. Dies ist durch die Wassergasreaktion (Kapitel 4.2.1, Reaktion 4.7) zu erklären, bei der sich das Gleichgewicht mit steigender Temperatur zugunsten von CO und H_2O verschiebt. Allerdings sind die Schwankungen des

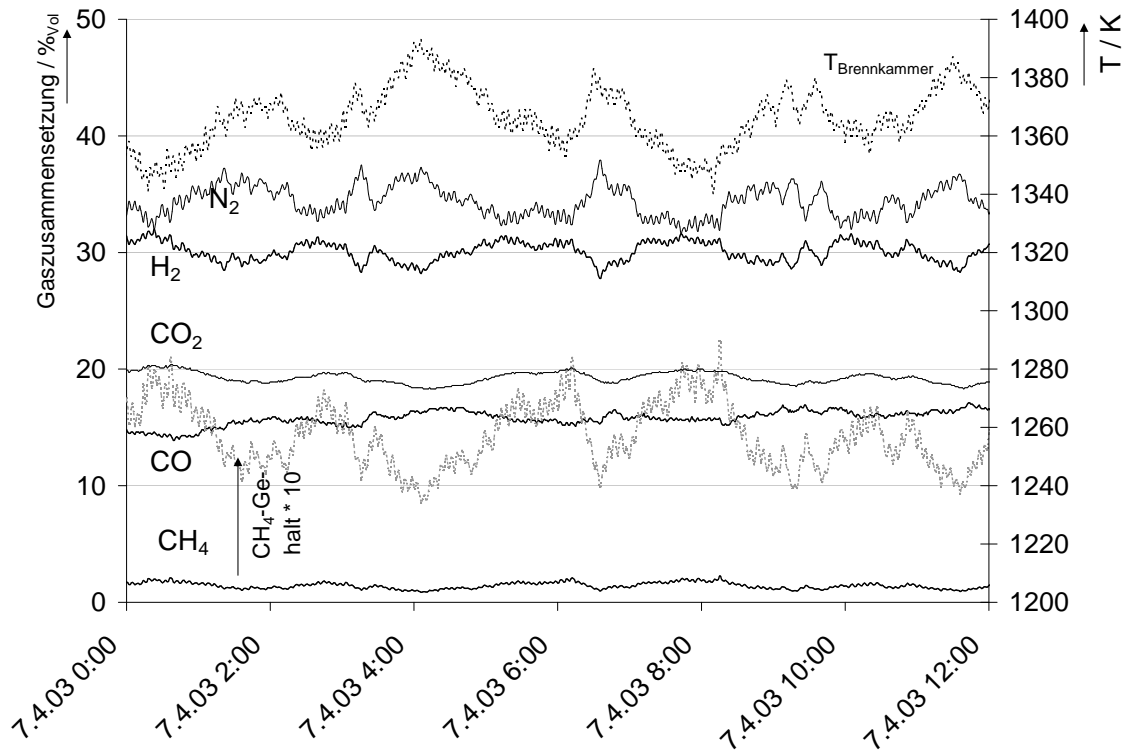


Abbildung 9.6: Reingaszusammensetzung und Brennkammertemperatur des Viking-VHKW

CO-Gehaltes deutlich geringer als jene des H₂-Gehaltes, da die CO-Bildung langsamer abläuft als die H₂-Bildung und die Aufenthaltszeiten in der Brennkammer nicht ausreichen, um chemisches Gleichgewicht zu erreichen. Wie in Abbildung 9.6 zu erkennen ist, nimmt der Methangehalt gemäß Reaktion 4.8 mit steigender Brennkammertemperatur ab (dargestellt ist sowohl der gemessene als auch der um eine Zehnerpotenz vergrößerter Methangehalt). Zukünftig könnte eine Verringerung der Schwankungen in der Gaszusammensetzung durch ein verbessertes Regelkonzept erreicht werden.

Zur Berechnung der in Kapitel 6 definierten Kennzahlen für das Viking-VHKW werden die Massen- und Energiebilanzen geschlossen. Als Bilanzzeitraum wird dafür der 09.04.2003 von 0:00 bis 24:00 Uhr gewählt. Im Anhang A.2 sind die geschlossenen Bilanzen dargestellt.

9.1.3 FICFB-Vergasungsheizkraftwerk in Güssing, Österreich

In Güssing, Österreich, wurde im September 2001 ein FICFB-VHKW (FICFB: Fast Internally Circulating Fluidised Bed) in Betrieb genommen. Nachdem umfangreiche Versuche mit dem Vergasungsreaktor und der Gasaufbereitung zufrieden stellend beendet wurden, wird seit April 2002 das motorische BHKW mit dem erzeugten Produktgas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben. In der Demonstrationsanlage wird aus einer Biomasseleistung von bis zu $\dot{Q}_{Bio} = 8100 \text{ kW}$ eine elektrische Leistung von bis zu $P_{el, Brutto} = 1800 \text{ kW}$ und eine Nutzwärmeleistung von ca. $\dot{Q}_N = 4500 \text{ kW}$ erzeugt.

Anlagenbeschreibung

Das vereinfachte Fließbild des FICFB-VHKW incl. der wesentlichen validierten Messdaten ist in Abbildung 9.7 dargestellt. Darin werden nur jene Wärmetauscher abgebildet, in denen Wärme aus dem Roh- oder Rauchgas ausgekoppelt wird. Auf eine detaillierte Darstellung der anlageninternen Wärmekreisläufe wird verzichtet, da diese die aus der Anlage ausgekoppelte Nutzwärmeleistung nicht beeinflussen.

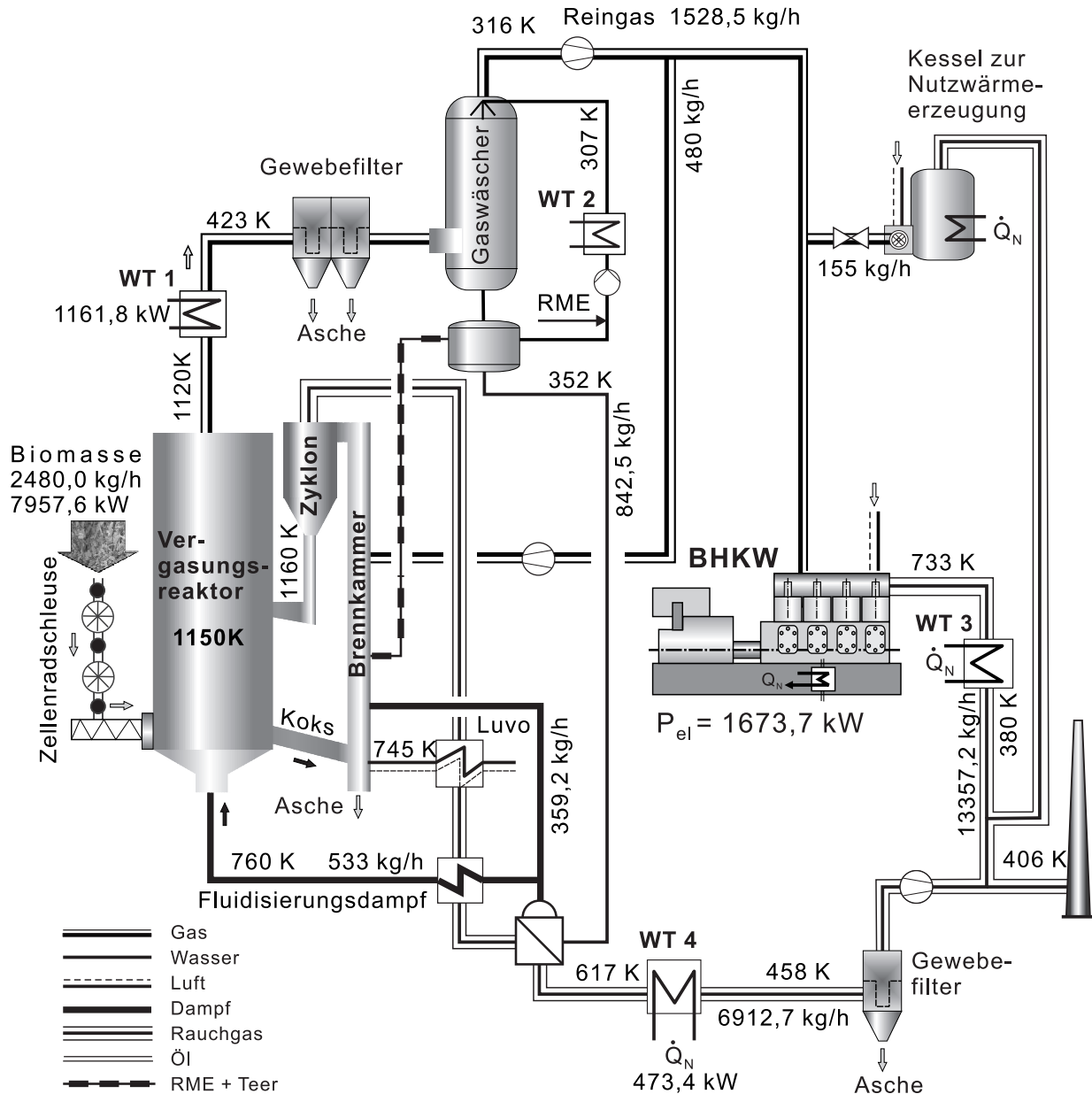


Abbildung 9.7: Vereinfachtes Fließbild des FICFB-VHKW

Die Holzhackschnitzel werden über einen Trogkettenförderer und eine Zellenradschleuse dem Vergasungsreaktor zugeführt. In diesem mit 760 K heißem Dampf fluidisierten Wirbelschichtvergasungsreaktor wird die Biomasse bei 1150 K allotherm vergast. Um die dafür notwendige Wärme bereitzustellen, wird das Bettmaterial mit einem Teil des bei der Vergasung entstandenen Kokes am Boden des Vergasungsreaktors abgezogen. Dieser Koks, Reststoffe aus der Rohgaswäsche sowie ein Teil des erzeugten Reingases werden in der Brennkammer verbrannt und erhitzen

dadurch das Bettmaterial erneut auf 1160 K. Am Kopf der Brennkammer wird das Bettmaterial in einem Zyklon von den Rauchgasen getrennt und dem Vergasungsreaktor zugeführt. Das in der Brennkammer entstehende Rauchgas durchströmt den Luvo, einen Dampferzeuger, in dem Dampf für die Vergasung erzeugt und überhitzt wird, sowie den Wärmetauscher WT4 zur Nutzwärmeerzeugung. Nach der anschließenden Entstaubung in einem Gewebefilter verlässt das Rauchgas die Anlage über den Kamin.

Das den Vergasungsreaktor mit 1120 K verlassende Rohgas wird im Rohrbündelwärmetauscher WT1 auf 423 K abgekühlt. Dabei kondensiert ein Teil der im Rohgas vorhandenen Teere. Aufgrund des Temperaturniveaus bleiben die kondensierten Teere jedoch flüssig und werden mit dem Rohgasstrom mitgerissen. Anschließend durchströmt das Rohgas ein beschichtetes Gewebefilter und wird entstaubt. Damit die im Rohgas vorhandenen Teertröpfchen das Gewebefilter nicht verkleben, wird das Filter mit einem Precoatisierungsmaterial beschichtet. Daher sind in der Anlage zwei Gewebefilter vorhanden. Während in einem Filter das Rohgas entstaubt wird, wird das zweite Filter gereinigt und mit dem Precoatisierungsmaterial erneut beschichtet. Der abgeschiedene Filterkuchen, bestehend aus kohlenstoffhaltiger Flugasche, kondensierten Teeren und Precoatisierungsmaterial, wird der Brennkammer zugeführt.

Das entstaubte Rohgas durchströmt einen mit Rapsölmethylester (RME) betriebenen Gegenstromwäscher. Darin werden die im Rohgas vorhandenen Teere aufgrund ihrer Löslichkeit im Waschmittel RME soweit abgeschieden, dass der Partialdruck der im Gas verbleibenden Teere unter dem Sättigungsdruck liegt. Da das Rohgas in der Wäsche auf 316 K abgekühlt wird, kondensiert ein Großteil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes aus. Die am Boden der Wäsche aufgefangene Emulsion aus kondensiertem Wasserdampf, abgeschiedenen Teeren und RME wird in einen Tank gepumpt. Das am Boden des Tanks abgezogene Wasser wird verdampft. 60 % werden auf 760 K überhitzt und als Vergasungsdampf genutzt. Der verbleibende Anteil wird in die Brennkammer eingeblasen. Das teerbeladene Lösungsmittel, das im oberen Teil des Tanks entnommen wird, wird im Wärmetauscher WT2 gekühlt, teilweise durch frisches RME ersetzt und erneut der Wäsche zugeführt. Das überschüssige teerbeladene RME wird in der Brennkammer verbrannt.

Durch das katalytische Bettmaterial werden die bei der Pyrolyse entstandenen Teere teilweise im Vergasungsreaktor aufgespalten, sodass trotz des niedrigen Temperaturniveaus von 1150 K ein Rohgas-Teergehalt von 2000 mg/m³(i.N.) erreicht wird.

24 % des Reingases werden zurück in die Brennkammer des Vergasungsreaktors geführt und zur Wärmeerzeugung verbrannt. Weitere 10 % des Reingases werden in einem Kessel zur Erzeugung von Nutzwärme verbrannt. Das bei der Stromerzeugung entstehende Motorabgas verlässt nach einer Nutzwärmeauskopplung (WT3) vermischt mit den Rauchgasen der Brennkammer und des Kessels die Anlage über den Kamin.

Versuchsdurchführung

Seit Ende 2003 erzeugt die Demonstrationsanlage in Güssing jährlich über mehrere 1000 Stunden Strom und Wärme. Vom 07.12.2003 bis 14.12.2003 wurde der Anlagenbetrieb begleitet. Sowohl die dabei gemessene Reingaszusammensetzung als auch die im motorischen BHKW erzeugte elektrische Leistung sind in Abbildung 9.8 dargestellt.

Während der Messkampagne kam es täglich zu Unterbrechungen bei der Stromerzeugung.

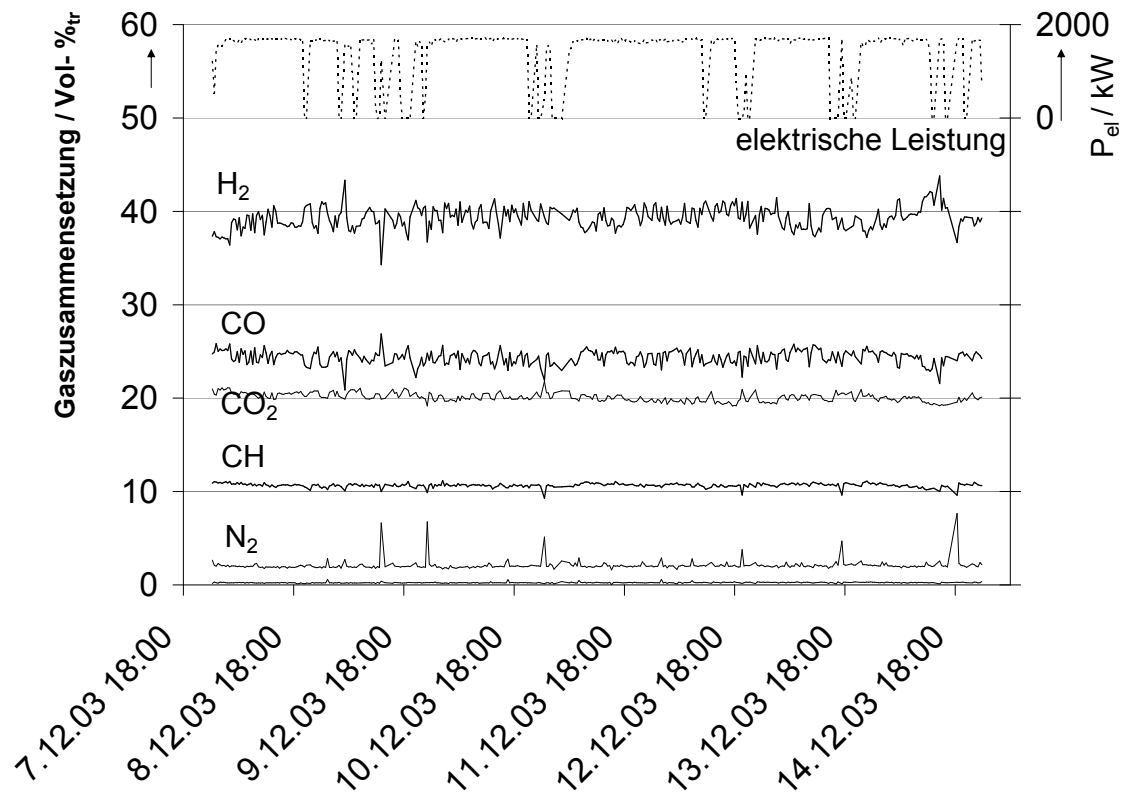


Abbildung 9.8: Reingaszusammensetzung und erzeugte elektrische Leistung des FICFB-VHKW

Durch Schwankungen im Wassergehalt der Biomasse wurden mit steigender Feuchte im Vergasungsreaktor mehr Wasserdampf und daher ein höheres Gasvolumen erzeugt. Aufgrund der Leistungsbegrenzung des Reingasverdichters stieg der Druck im Vergasungsreaktor und führte bei Überschreitung des zulässigen Maximalwertes zum automatischen Abfahren der Anlage. Daher kam es zu den in Abbildung 9.8 dargestellten Unterbrechungen der Stromerzeugung.

Nach dem automatischen Abfahren der Anlage wurde diese vom Personal wieder in Betrieb genommen. Während des Anfahrens wurde das erzeugte Reingas im Kessel verbrannt. Sobald der Vergasungsreaktor mit der nachgeschalteten Gasaufbereitung stabil betrieben werden konnte, wurde das Reingas im BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt.

Trotz der Betriebsunterbrechungen blieb die gemessene Reingaszusammensetzung weitestgehend konstant. Dies liegt zum einem daran, dass der Messstutzen zur Entnahme des Reingases, welches den Messgeräten zur Bestimmung der Reingaszusammensetzung zugeführt wird, direkt hinter dem Reingasgebläse angeordnet ist. So wurde die Reingaszusammensetzung auch dann gemessen, als das Reingas im Kessel verbrannt und nicht dem Motor zugeführt wurde. Zum anderen ist der den Messgeräten zugeführte Reingasmassenstrom sehr gering. So konnte beim kurzzeitigen Ausfall des Vergasungsreaktors weiterhin genügend Reingas aus dem Reingasrohr entnommen werden. Daher wurden trotz der Betriebsunterbrechungen nur sehr geringe Schwankungen in der Reingaszusammensetzung gemessen.

Vereinzelt wurden während der Betriebsunterbrechungen erhöhte Stickstoffkonzentrationen bei gleichzeitig reduzierten Konzentrationen der anderen Reingasbestandteile gemessen. Die erhöhten Stickstoffkonzentrationen entstanden durch eine Inertisierung des Vergasungsreaktors

mit Stickstoff beim automatischen Abfahren der Anlage.

Die Anlagenausfälle könnten durch Ersetzen des vorhandenen Reingasverdichters mit einem leistungsstärkeren Verdichter vermieden werden, da auf diese Weise auch bei erhöhtem Reingasvolumenstrom der Druck im Vergasungsreaktor konstant gehalten werden kann.

Bis auf die beschriebenen Anlagenausfälle konnte das FICFB-VHKW stabil betrieben werden. Als Bilanzzeitraum wird der 11.12.2003, 6:50 Uhr bis 12.12.2003, 10:50 Uhr gewählt, da die Anlage in diesem Zeitraum unterbrechungsfrei betrieben wurde. In Abbildung 9.9 sind die Messwerte der Gaszusammensetzung und der Temperatur am Kopf des Vergasungsreaktors T_V aufgetragen. Die gemessene Temperatur am Kopf des Vergasungsreaktors lag bei 1150 K bis 1156 K und schwankte nur unwesentlich. Auch die Gaszusammensetzung war im betrachteten Zeitraum nahezu konstant. Lediglich der Gehalt an H_2 und CO schwankte um maximal 3,5 Vol %. Es ist zu erkennen, dass bei steigendem H_2 -Gehalt der CO -Gehalt sank und umgekehrt. Der Grund dafür ist, dass mit steigendem Wassergehalt in der Biomasse mehr Wasserdampf erzeugt wird. Durch eine Überlagerung der Wassergas- und der homogenen Wassergasreaktion (Gleichung 4.6 und 4.7) wird mehr H_2 als CO und CO_2 gebildet.

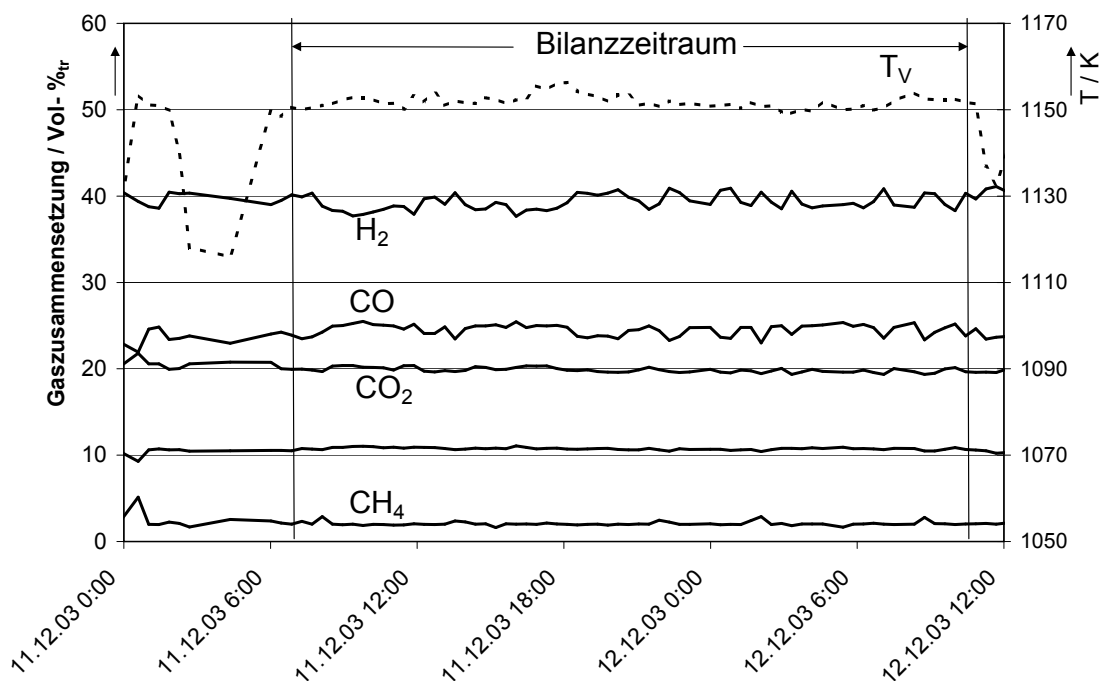


Abbildung 9.9: Gemessene Reingaszusammensetzung und Temperatur im Vergasungsreaktor des FICFB-VHKW

Im Anhang A.3 werden die aufbauend auf den Messwerten geschlossenen Massen- und Energiebilanzen gezeigt und erläutert.

9.1.4 Gegenstrom-Vergasungsheizkraftwerk in Harbøre, Dänemark

Die Firma Babcock & Wilcox Vølund betreibt seit 1993 ein Gegenstrom-VHKW mit nachgeschaltetem BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Harbøre, Dänemark.

Zunächst wurde nur der Gegenstromvergasungsreaktor betrieben und das erzeugte Gas in einem Kessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt. Nachdem ausreichend Erfahrungen mit dem Betrieb des Vergasungsreaktors vorlagen, wurde eine Gasaufbereitung errichtet und betrieben. Das erzeugte und gereinigte Gas wurde weiterhin zur Wärmeerzeugung im Kessel verbrannt. Anfang 2000 wurde die Anlage um 2 Gasmotoren erweitert, die seitdem mit dem Reingas betrieben werden. Nachdem 2002 eine Abwasseraufbereitung installiert wurde, in welcher die in der Gasaufbereitung anfallenden, teerbeladenen Abwässer gereinigt werden, werden die Motoren dauerhaft betrieben.

Anlagenbeschreibung

Das Fließbild des Gegenstrom-VHKW mit den wesentlichen Werten der geschlossenen Massen- und Energiebilanzen ist in Abbildung 9.10 dargestellt.

Im Gegenstromvergasungsreaktor werden Holzhackschnitzel mit einem Wassergehalt von bis zu 50 %, welche dem Reaktor über Schnecken zugeführt werden, mit vorgewärmter, befeuchteter Luft vergast. Am Vergasungsreaktorkopf wird das Rohgas mit 350 K abgezogen und im Rohrbündelwärmetauscher WT1 auf 310 K abgekühlt. Das dabei ausfallende Kondensat wird am Boden des Wärmetauschers abgezogen. Die mit dem Gasstrom mitgerissenen Tröpfchen werden in einem nachgeschalteten, nassen Elektrofilter abgeschieden. Das erzeugte Reingas wird in zwei motorischen BHKW mit einer elektrischen Leistung von je 750 kW_{el} zur Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt. Das Motorabgas wird zur Vergasungsluftvorwärmung auf 493 K und zur Nutzwärmeerzeugung verwendet (WT4 und WT6).

Das in der Gasaufbereitung abgeschiedene Kondensat besteht aus Wasser und Kohlenwasserstoffen. Das Kondensat wird in einen Tank geführt, in dem sich aufgrund der unterschiedlichen Dichte der abgeschiedenen Stoffe verschiedene Schichten ausbilden. Im oberen Teil des Tankes sammeln sich Teere mit mehr als zehn Kohlenstoffatomen. Diese Teere sind aufgrund der Vergasungsprozessführung auch bei Temperaturen um 273 K noch flüssig [52]. Daher können sie aus dem Tank abgezogen, in einem weiteren Tank gespeichert und im Winter zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt werden.

Am Boden des Tanks wird eine Emulsion aus Wasser und C_nH_m -Verbindungen mit bis zu zehn Kohlenstoffatomen abgepumpt und in der Abwasseraufbereitung thermisch nachbehandelt. Dabei wird ein Großteil der im Kondensat vorhandenen Kohlenwasserstoffe zunächst in einem Separator abgetrennt. Die verbleibende Emulsion wird unter Einkopplung von Motorabgaswärme erwärmt (WT3), verdampft und einem Reaktor zugeführt. Die abgeschiedenen Kohlenwasserstoffe werden bei 1070 K mit Luft in diesem Reaktor verbrannt. Durch die Vermischung der dabei entstehenden Rauchgase mit dem im Reaktor vorhandenen Dampf stellt sich eine Temperatur von 1050 K ein. Durch diese hohe Temperatur werden die noch im Reaktor vorhandenen Kohlenwasserstoffe vollständig aufgespalten und zu CO_2 und H_2O oxidiert. Das den Reaktor verlassende Dampf- CO_2 -Gemisch wird anschließend auf 346 K abgekühlt. Der kondensierte Wasserdampf wird in die Kanalisation geleitet und das verbleibende Rauchgas an die Umgebung abgegeben. Die bei der Kühlung anfallende Wärme wird zur Aufheizung des Motorabgases im Wärmetauscher WT5 genutzt. Dabei wird dem Abgas mehr Wärmeleistung zugeführt, als zur Verdampfung der Emulsion im Wärmetauscher WT3 ausgekoppelt wird.

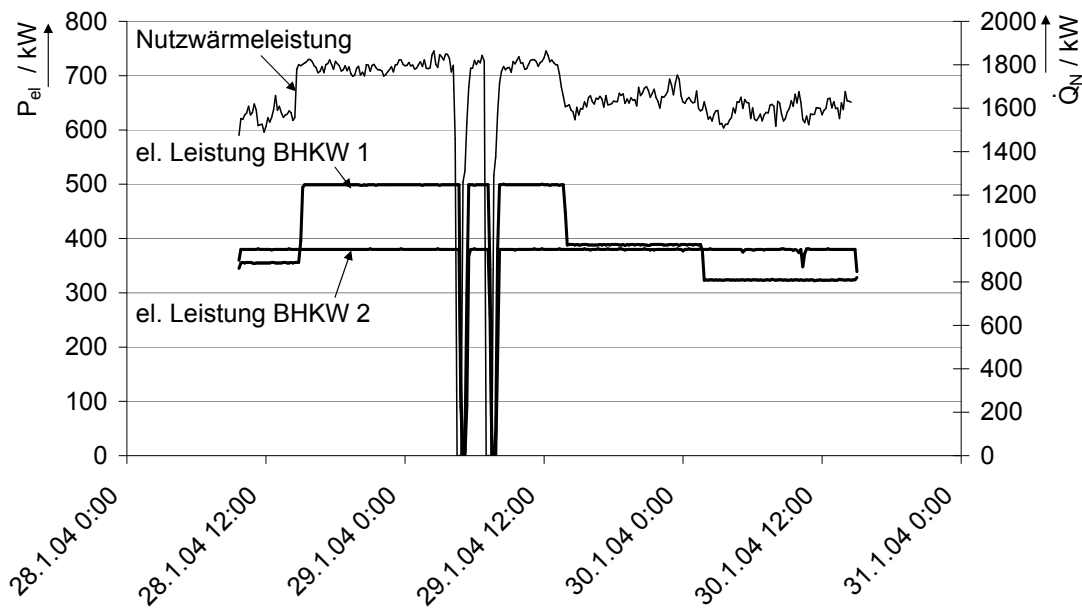


Abbildung 9.11: Elektrische Leistung und erzeugte Nutzwärmeleistung des Gegenstrom-VHKW

29.01.2004 kam es zu zwei Anlagenausfällen. Diese wurden durch eine Verklemmung der Förderschnecke durch Holzstücke mit einer Kantenlänge von 21 cm bzw. 29 cm verursacht. Nach dem automatischen Abfahren wurden die Blockaden manuell entfernt und die Anlage nach ca. 30 min. wieder in Betrieb genommen.

Aufgrund hoher Vergütungen der erzeugten Nutzwärmeleistung in Dänemark wird das Gegenstrom-VHKW wärmegeführt betrieben. Daher wurde während der Begleitung des Betriebs die Anlage in Teillast gefahren. So erzeugte das eine der beiden BHKW eine elektrische Leistung von $P_{el}=380$ kW, was 50,8 % der installierten Leistung (750 kW) dieses BHKW entspricht. Die Leistung des zweiten BHKW wurde vom 28.01.2004, 15:30 Uhr bis 29.01.2004, 14:30 Uhr auf 500 kW_{el} angehoben (Abbildung 9.11). Dazu wurde die dem Vergasungsreaktor zugeführte Vergasungsluftmenge erhöht, sodass die erzeugte Produktgasmenge stieg und in diesem BHKW eine höhere elektrische Leistung und eine höhere Nutzwärmeleistung erzeugt wurden.

Die während der Messkampagne gemessene Reingaszusammensetzung ist in Abbildung 9.12 dargestellt. Die Unterbrechungen in den Graphen der Reingaszusammensetzung sind auf einen zeitweiligen Ausfall der Messgeräte zurückzuführen.

Bei den unterschiedlichen Betriebspunkten schwankten die einzelnen Gasbestandteile um bis zu 3 %_{Vol.} um den im Betriebspunkt berechneten Mittelwert. Insgesamt war die Gaszusammensetzung stabil, was durch den störungsfreien Betrieb der Gasmotoren bestätigt wird. Gut zu erkennen sind die beiden Anlagenausfälle am 29.01.2004. Der N₂-Gehalt im Reingas stieg an, da beim automatischen Abfahren die Gasstrecke des Vergasungsheizkraftwerkes mit Stickstoff inertisiert wird.

Um die Schwankungen in der Gaszusammensetzung detailliert zu erläutern, sind in Abbildung 9.13 sowohl die trockene Reingaszusammensetzung als auch der Vergasungsluft- und der Reingasvolumenstrom über einen Zeitraum von 10 Stunden aufgetragen. Der erzeugte Reingas-

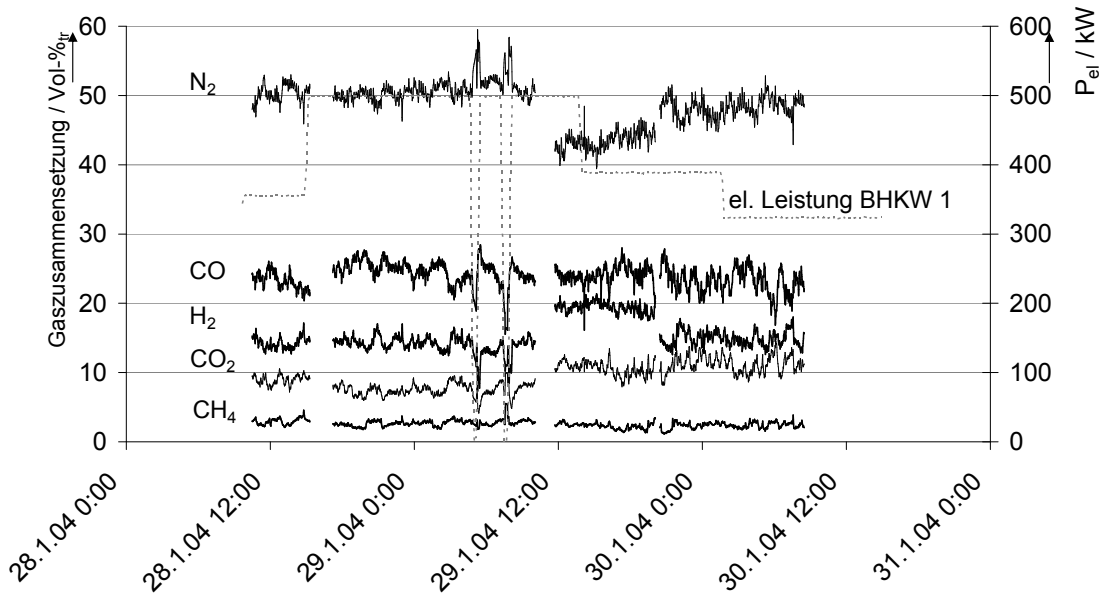


Abbildung 9.12: Trockene Reingaszusammensetzung und elektrische Leistung des BHKW 1 des Gegenstrom-VHKW

massenstrom wurde mit dem zugeführten Vergasungsluftmassenstrom geregelt. Daher steigt in Abbildung 9.13 mit zunehmendem Vergasungsluftvolumenstrom der erzeugte Reingasvolumenstrom. Gleichzeitig erhöht sich auch der N_2 -Gehalt im Reingas. Da die Gaszusammensetzung im Sekundentakt und die Volumenströme im 10 min.-Takt gemessen wurden, variiert der gemessene N_2 -Gehalt im Reingas stärker als der Vergasungsluftvolumenstrom.

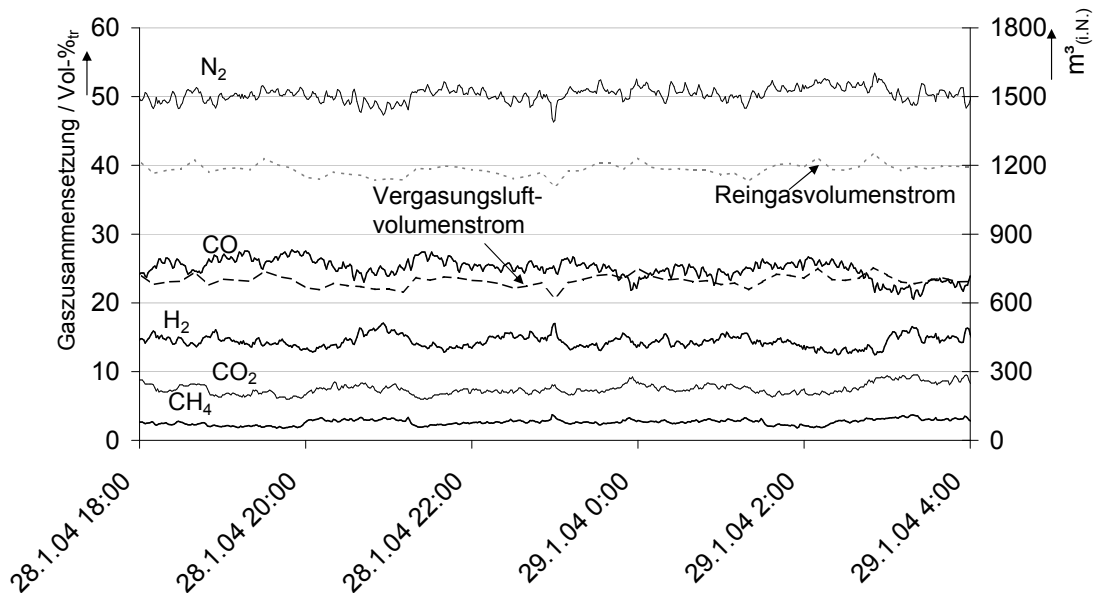


Abbildung 9.13: Trockene Reingaszusammensetzung, Vergasungsluft- und Reingasvolumenstrom des Gegenstrom-VHKW

Mit zunehmendem N_2 -Gehalt im Reingas stieg auch der CO-Gehalt im Reingas, da sich durch die

Anhebung des Vergasungsluftmassenstromes im Koksbett am Reaktorboden mehr CO_2 durch die vermehrt ablaufenden Oxidationsreaktionen bildete. Dieses strömte im Vergasungsreaktor nach oben und wurde am festen Kohlenstoff des Pyrolysekokes zu CO reduziert (Boudouard-Reaktion 4.5, Kapitel 4.2.1).

Mit zunehmenden CO -Gehalt sanken der Gehalt an H_2 -, CO_2 - und CH_4 im Reingas. Auch wenn dieser Zusammenhang in Abbildung 9.13 nur unscharf zu erkennen ist, so ist dies im Wesentlichen auf den größeren Anteil an N_2 und CO im Reingas zurückzuführen. Die Verhältnisse von erzeugtem H_2 -, CO_2 - und CH_4 -Massenstrom zum zugeführten Massenstrom der Biomasse blieben in etwa konstant.

Aufbauend auf den Messwerten werden die Massen- und Energiebilanzen geschlossen. Bilanziert wird über den Zeitraum vom 28.01.2004, 17:00 Uhr bis 29.01.2004, 10:00 Uhr, da in diesem Zeitraum die Leistung des Vergasungsheizkraftwerkes etwas angehoben wurde. Die während der Anlagenausfälle aufgenommenen Messwerte werden nicht bilanziert. Die geschlossenen Massen- und Energiebilanzen sind im Anhang A.4 aufgeführt.

9.2 Versuchsauswertung

Aufbauend auf den Messergebnissen werden die Massen- und Energiebilanzen geschlossen. Dafür werden die verfahrenstechnischen Schaltungen der Vergasungsheizkraftwerke in dem Simulationsprogramm Epsilon Professional abgebildet. Auf eine ausführliche Programmbeschreibung wird an dieser Stelle verzichtet und auf die Programmdokumentation in [62] verwiesen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Simulationsprogramm um ein Modul, in dem die in den Vergasungsreaktoren ablaufenden Reaktionen energetisch bilanziert werden, erweitert, da sich das im Simulationsprogramm vorhandene Vergasermodule nur für die energetische Simulation von Flugstromvergasungsreaktoren, die bei Temperaturen von 1700 K und höher betrieben werden, eignet. Das entwickelte Vergasermodule wird in Kapitel 9.2.1 kurz erläutert.

Die Validierung der Messdaten zum Schließen der Massen- und Energiebilanzen erfolgt mit Hilfe des Simulationsprogrammes durch Minimierung der Summe der Abweichungen zwischen den Messwerten und den validierten Daten. Mit den geschlossenen Bilanzen erfolgt die Auswertung der Messergebnisse mit den in Kapitel 6 aufgeführten Kennzahlen. Anhand dieser Kennzahlen wird gezeigt, welche Wirkungsgrade beim Betrieb der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke erreicht werden und in welchen Aggregaten hohe Verluste auftreten (Kapitel 9.2.2 und Kapitel 9.2.3).

Anschließend wird die gemessene Reingasqualität zur Beurteilung der Motortauglichkeit des Reingases aufgeführt und diskutiert. Insbesondere der Teergehalt des Reingases wird detailliert betrachtet (Kapitel 9.2.4).

Abschließend werden die gemessenen Emissionen aufgeführt und den gesetzlich zulässigen Emissionsgrenzwerten gegenübergestellt (Kapitel 9.2.5). Denn nur bei Einhaltung der zulässigen Grenzwerte dürfen die Vergasungsheizkraftwerke dauerhaft in Deutschland zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben werden.

9.2.1 Vergasermodule in Epsilon Professional

Bei der Vergasung der Biomasse laufen eine Vielzahl von chemischen Reaktionen ab. Bei ausreichender Verweilzeit stellt sich je nach Druck, Temperatur und Konzentration der Reaktionspartner chemisches Gleichgewicht ein. Wie sich jedoch im Rahmen dieser Arbeit gezeigt hat, wird dies bei den Vergasungsreaktoren, an denen Messungen durchgeführt wurden, aufgrund zu geringer Verweilzeiten nicht erreicht [68].

Die Geschwindigkeit des Ablaufes der bei der Vergasung stattfindenden chemischen Globalreaktionen wird durch die Reaktionsgeschwindigkeit der Elementarreaktionen und die molekularen Transportprozesse bestimmt. Daher müssen für die Berechnung der Reaktionskinetik sowohl das Temperatur- und Strömungsprofil als auch die Feststoffverteilung im Vergasungsreaktor detailliert gemessen und anschließend im Simulationsmodell nachgebildet werden. Da dieses jedoch aufgrund der in den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken vorhandenen Messtechnik nicht möglich war, basiert das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Vergasermodule auf der Einhaltung der Elementar-, Massen- und Energiebilanzen.

Ziel der energetischen Simulation der Vergasungsheizkraftwerke ist es, die Messdaten zu validieren und die Massen- und Energiebilanzen der Vergasungsheizkraftwerke zu schließen. So können die beim Betrieb in den Funktionsgruppen auftretenden Energieverluste bestimmt und das Optimierungspotenzial aufgezeigt werden. Daher besteht an ein zu erstellendes Vergasermodule die Anforderung, die in den Vergasungsreaktor ein- und austretenden Elementar-, Massen- und Energieströme realitätsnah nachzubilden.

In Abbildung 9.14 ist der Ablauf der im Vergasermodule hinterlegten Berechnung vereinfacht dargestellt.

Den untersuchten Vergasungsreaktoren wird Biomasse, Vergasungsluft und ggf. Vergasungsdampf oder Stickstoff (als Sperrgas in Schleusen und Dichtungen eingesetzt) zugeführt. Beim FICFB-Vergasungsreaktor wird mit dem heißen Bettmaterial zusätzlich eine Wärmeleistung in den Reaktor eingebracht. Während der Messkampagnen wurden sowohl der Massenstrom, die Temperatur und die Zusammensetzung der Stoffströme als auch die zugeführte Wärmeleistung $\dot{Q}_{zu,V}$ bestimmt. So ist der dem Vergasungsreaktor zugeführte Energiestrom \dot{Q}_{zu} bekannt.

Aus den Messwerten der dem Vergasungsreaktor zugeführten Massenströme und deren Zusammensetzung werden im programmierten Vergasermodule zunächst die zugeführten Molenströme \dot{n} für die Elemente C, H, O und N berechnet. Der dem Vergasungsreaktor zugeführte Kohlenstoff wird im Rohgas (CO, CO₂, CH₄, Teer (vereinfachend als eine aus CH₂-Verbindungen bestehende Kohlenwasserstoffkette angenommen)) und in der kohlenstoffhaltigen Asche gebunden. Daher werden die Verhältnisse der Molenströme $k_{CO} = \dot{n}_{CO}/\dot{n}_C$, $k_{CO_2} = \dot{n}_{CO_2}/\dot{n}_C$, $k_{CH_4} = \dot{n}_{CH_4}/\dot{n}_C$ und $k_{CH_2} = \dot{n}_{CH_2}/\dot{n}_C$ und der mit der Asche ausgetragene Kohlenstoffstrom mit Hilfe der Messwerte berechnet und auf diese Weise die Molenströme \dot{n} für die im Rohgas vorhandenen Verbindungen CO, CO₂, CH₄ und CH₂ bestimmt.

Da im erzeugten Rohgas aufgrund der Unterstöchiometrie im Vergasungsreaktor keine freien O₂-Moleküle vorhanden sind, wird mit der Sauerstoff-Elementarbilanz der Molenstrom des Wasserdampfes \dot{n}_{H_2O} im Rohgas berechnet.

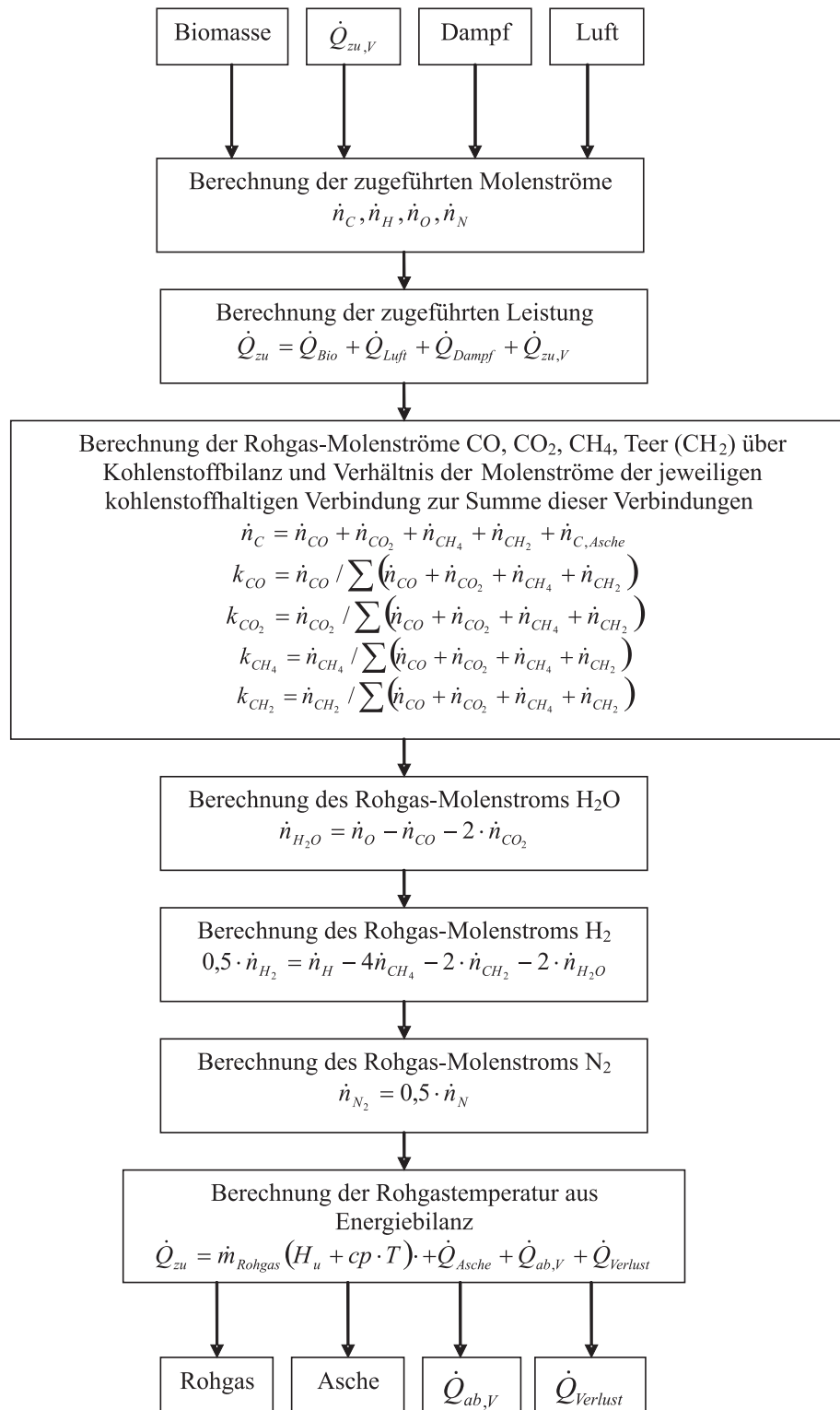


Abbildung 9.14: Ablauf der im Vergasermodul hinterlegten Berechnung

Die nicht in den Elementen CH₄, CH₂ und H₂O gebundenen H-Atome liegen im Rohgas als molekularer Wasserstoff vor, sodass nun der im Rohgas vorhandene Molenstrom \dot{n}_{H_2} berechnet werden kann.

Vereinfachend wird angenommen, dass der dem Vergasungsreaktor mit der Vergasungsluft, der Biomasse und dem Sperrstickstoff zugeführte Stickstoff nicht an den Vergasungsreaktionen

teilnimmt. Daher entspricht der zugeführte Stickstoffmolenstrom dem im Rohgas vorhandenen Molenstrom \dot{n}_{N_2} .

Aus den berechneten im Rohgas vorhandenen Molenströmen CO, CO₂, CH₄, CH₂, H₂, H₂O und N₂ wird der Heizwert und der Massenstrom des Rohgases bestimmt. Mit der dem Vergasungsreaktor zugeführten Leistungen \dot{Q}_{zu} , der chemisch gebundenen Rohgasleistung ($\dot{m} \cdot H_u$), dem Kohlenstoffverlust der Asche \dot{Q}_{Asche} und der aus dem Vergasungsreaktor ausgetragenen Wärmeleistung (Verlustwärme $\dot{Q}_{Verlust}$ und/oder abgeführte Wärmeleistung $\dot{Q}_{ab,V}$) wird die Rohgastemperatur berechnet.

Mit dem beschriebenen Programmablauf werden die Elementar-, Massen- und Energiebilanzen um den Vergasungsreaktor geschlossen und Abweichungen zwischen den Messwerten und den Werten einer geschlossenen Bilanz bestimmt.

9.2.2 Energetische Kennzahlen

Mit dem so erweiterten Simulationsprogramm Epsilon Professional werden die Messergebnisse validiert und die Massen- und Energiebilanzen geschlossen. Mit den validierten Messwerten werden die in Kapitel 6 aufgeführten Kennzahlen berechnet. Auch wenn die berechneten Kennzahlen aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes und der unterschiedlichen Leistungsgröße der einzelnen Anlagen nicht für einen aussagekräftigen Vergleich der betrachteten Vergasungsheizkraftwerke herangezogen werden können, werden sie im Folgenden dargestellt und zum Aufzeigen des ggf. vorhandenen energetischen Optimierungspotenzials genutzt.

In Tabelle 9.1 sind die berechneten energetischen Kennzahlen der vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerke zusammenfassend dargestellt. Diese werden im Folgenden detailliert erläutert und verglichen.

Tabelle 9.1: Energetische Kennzahlen der VHKW

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	VHKW			
\dot{Q}_{Bio} / kW	836,1	68,4	7957,6	3326,3
$\dot{Q}_{Zusatzbrennstoff}$ / kW	—	—	234,9	—
$P_{el,Brutto}$ / kW	—	16,8	1673,7	819,4
\dot{Q}_N / kW	—	30,9	3989,8	1736,6
$\eta_{el,Brutto}$ / %	—	24,6	20,4	24,6
ω / %	—	69,7	69,1	76,8
σ / %	—	54,4	42,0	47,2
η_{Gas} / %	48,7	83,2	62,5	76,1
ϵ_{Gas} / %	48,7	93,3	62,5	77,4
θ_{GA} / %	29,8	9,3	20,1	28,8

Zugeführte Biomasseleistungen

Die in den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken umgesetzte Biomasseleistung \dot{Q}_{Bio} liegt zwischen 68,4 kW und 7957,6 kW.

Im Viking-VHKW wird Biomasse mit einer Leistung von 68,4 kW vergast. Die Versuchsanlage wurde mit dieser geringen Leistung errichtet, um die Biomassekosten beim Erproben des Vergasungsreaktors und während des Nachweises der Betriebsstabilität über einen Zeitraum von mehreren 1000 Stunden niedrig zu halten und auf diese Weise den Betrieb finanzieren zu können. In einem zukünftigen Viking-VHKW müsste eine deutlich höhere Biomasseleistung umgesetzt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Auch beim Carbo-V-VHKW liegt die Leistung der Biomasse mit $\dot{Q}_{Bio} = 836,1 \text{ kW}$ deutlich unter der Leistung eines wirtschaftlich optimierten Carbo-V-VHKW, da hier der Betrieb der untersuchten Anlage zum Erproben des Vergasungsreaktors und der nachgeschalteten Aggregate der Gasaufbereitung dient.

Beim FICFB-VHKW in Güssing handelt es sich um eine Demonstrationsanlage, in der die gesamte Anlagentechnik über mehrere 1000 Stunden jährlich erprobt wird. Die durch den Verkauf der erzeugten elektrischen Leistung und der Nutzwärmeleistung erzielten Einnahmen decken bei diesem Heizkraftwerk die laufenden Kosten. Die Anlage, in der Biomasse mit einer Leistung von $\dot{Q}_{Bio} = 7957,6 \text{ kW}$ vergast wird, wurde als Zwischenschritt vor dem Bau eines wirtschaftlich optimierten FICFB-VHKW errichtet.

Das Gegenstrom-VHKW in Harbøre wird zur Nutzwärmeversorgung des Ortes Harbøre betrieben. Die in dieser Demonstrationsanlage erzeugte elektrische Leistung wird in das Stromnetz eingespeist. So decken die erzielten Einnahmen die laufenden Kosten. Während der Begleitung des Anlagenbetriebs wurde eine durchschnittliche Biomasseleistung von $\dot{Q}_{Bio} = 3326,3 \text{ kW}$ umgesetzt. Nach Aussage des Anlagenbetreibers kann die Leistung des bestehenden Vergasungsreaktors durch Erhöhung des Vergasungsluftmassenstromes auf bis zu $\dot{Q}_{Bio} = 10000 \text{ kW}$ angehoben werden. Da die eingesetzte Biomasseleistung jedoch abhängig vom Nutzwärmebedarf des angeschlossenen Wärmenetzes geregelt wird, wurde während der Messkampagne eine deutlich geringere Biomasseleistung umgesetzt.

Es wird deutlich, dass die in den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken umgesetzte Biomasseleistung im Wesentlichen vom Entwicklungsstand der Anlagen abhängt. So wird in den Versuchsanlagen (Carbo-V-VHKW und Viking-VHKW) deutlich weniger Biomasse als in den Demonstrationsanlagen (FICFB-VHKW und Gegenstrom-VHKW) vergast. Doch auch die Biomasseleistungen der errichteten Demonstrationsanlagen liegen bei nur 30 % von entsprechend optimierten Vergasungsheizkraftwerken.

Mit der in der jeweiligen Anlage erzeugten elektrischen Leistung und der erzeugten Nutzwärmeleistung werden der elektrische Wirkungsgrad und der Brennstoffausnutzungsgrad berechnet. Im Folgenden werden diese Kennzahlen der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke und ggf. vorhandene Optimierungspotenziale erläutert.

Elektrischer Bruttowirkungsgrad

Während der Begleitung des Betriebs des Carbo-V-VHKW wurde das Reingas in einer Fackel und nicht in einem motorischen BHKW verbrannt. Die beim Betrieb anfallende Wärme wurde an die Umgebung abgeführt. So wurde weder elektrische Leistung noch Nutzwärmeleistung erzeugt. Daher sind in Tabelle 9.1 weder der elektrische Bruttowirkungsgrad noch der Brennstoffausnutzungsgrad angegeben.

Beim Betrieb des Viking-VHKW wird ein elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el, Brutto} = 24,6\%$ erreicht. Dies ist für mit fester Biomasse betriebene Heizkraftwerke mit einer elektrischen Bruttoleistung von bis zu $P_{el, Brutto} = 100,0\text{ kW}$ sehr hoch [55]. Der hohe elektrische Bruttowirkungsgrad wird dadurch erreicht, dass 93,3 % der zugeführten Biomasseleistung im Reingas chemisch gebunden dem BHKW zugeführt werden. In diesem werden 26,4 % der Reingasleistung in elektrische Leistung umgewandelt. Gemessen mit modernen Schwachgasmotoren ist der elektrische Bruttowirkungsgrad des BHKW gering. Da in modernen Schwachgas-BHKW bis zu 37,0 % der Reingasleistung verstromt werden, kann der elektrische Wirkungsgrad dieses Vergasungsheizkraftwerkes deutlich angehoben werden.

Von den in Tabelle 9.1 aufgeführten Anlagen wird der niedrigste elektrische Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el, Brutto} = 20,4\%$ im FICFB-VHKW erreicht, obwohl im auf Schwachgas optimierten BHKW 36,4 % der zugeführten Reingasleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden. Der vergleichsweise niedrige elektrische Bruttowirkungsgrad ergibt sich, weil nur 62,5 % der zugeführten Biomasse- und RME-Leistung (8192,5 kW) im Reingas gebunden sind und 10,1 % davon in einem Kessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt werden. Würde auf die Verbrennung des Reingases im Kessel verzichtet und das gesamte Reingas im BHKW verbrannt werden, würde der elektrische Bruttowirkungsgrad auf $\eta_{el, Brutto} = 22,8\%$ steigen. Um diesen elektrischen Bruttowirkungsgrad weiter anzuheben, muss die Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 62,5\%$ erhöht werden.

Der elektrische Bruttowirkungsgrad des Gegenstrom-VHKW in Harbøre beträgt $\eta_{el, Brutto} = 24,6\%$. Dieser Wirkungsgrad ergibt sich, weil 77,4 % der Biomasseleistung den motorischen BHKW mit dem Reingas zugeführt und dort zu 31,8 % in elektrische Leistung umgewandelt werden. Dabei werden in der Anlage auf Schwachgas optimierte BHKW betrieben, mit denen elektrische Wirkungsgrade von bis zu 37,0 % erreicht werden können. Da das Gegenstrom-VHKW jedoch wärmegeführt gefahren wird und die BHKW während der Messkampagne in Teillast betrieben wurden, liegen die erreichten elektrischen Wirkungsgrade der BHKW unter 37,0 %. Beim Volllastbetrieb werden entsprechend höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht.

Brennstoffausnutzungsgrad

Im Viking-VHKW wird neben der elektrischen Bruttoleistung von $P_{el, Brutto} = 16,8\text{ kW}$ eine Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_N = 30,9\text{ kW}$ erzeugt, sodass der Brennstoffausnutzungsgrad $\omega = 69,7\%$ beträgt. Dafür wird das Rohgas im Wärmetauscher WT2 auf eine Temperatur von 380 K abgekühlt. Zusätzlich wird im Wärmetauscher WT4 Nutzwärme aus dem Abgas, das die Anlage mit 380 K verlässt, ausgekoppelt. Nur bei der Kühlung des Rohgases auf 320 K im Wärmetauscher WT3 wird Niedertemperaturwärme an die Umgebung abgegeben. Durch diese Prozessführung, bei der nur 18,1 % der Rohgaswärme an die Umgebung abgegeben werden, gelingt es im Viking-VHKW den hohen Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 69,7\%$ zu erreichen.

Mit der Erzeugung einer elektrischen Leistung von $P_{el, Brutto} = 1673,7\text{ kW}$ und einer Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_N = 3989,8\text{ kW}$ wird im FICFB-VHKW ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 69,1\%$ erreicht. 12,3 % der Nutzwärme (489,8 kW) werden durch die Verbrennung von 155 kg/h Reingas in einem Kessel erzeugt. Würde dieser Reingasmassenstrom im BHKW mitverbrannt werden, würde die erzeugte elektrische Leistung um 172,3 kW steigen. Gleichzeitig würde jedoch die erzeugte Nutzwärmeleistung um 232,1 kW reduziert werden, sodass der Brennstoffausnutzungsgrad auf $\omega = 68,4\%$ sinken würde.

In der Rohgaswäsche des FICFB-VHKW nimmt die Rohgastemperatur von 435 K auf 318 K ab, sodass eine Wärmeleistung von 757,4 kW ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird. Da bei dieser Abkühlung Teere auskondensieren, wird die abgeführte Wärme nicht in einem Rohrbündelwärmetauscher zur Nutzwärmeerzeugung ausgekoppelt.

Der höchste Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 76,8\%$ wird im Gegenstrom-VHKW in Harbøre erreicht. Die Nutzwärme wird beim Abkühlen des Rohgases auf 310 K und durch Nutzen der Abwärme aus dem BHKW und der Abwasseraufbereitung erzeugt. Nicht berücksichtigt wird dabei die Wärme, die durch die Verbrennung der aus dem Rohgas abgeschiedenen Teere mit mehr als zehn Kohlenstoffatomen entsteht, da diese Teere entsprechend dem Nutzwärmebedarf im Winter diskontinuierlich verbrannt werden. Beim Betrieb des Gegenstromvergasers werden 19,6 % der Biomasseleistung in Teeren gebunden. 54 % der in den Teeren gespeicherten chemischen Energie sind in den Teeren mit mehr als zehn Kohlenstoffatomen, die im Teertank gespeichert werden, zu finden. Bei einer kontinuierlichen Verbrennung dieser Teere würde der Brennstoffausnutzungsgrad $\omega = 86,4\%$ betragen.

Im Gegenstrom-VHKW in Harbøre wird die Nutzwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau von 318/341 K ausgekoppelt. Im Vergleich dazu liegt die im FICFB-VHKW ausgekoppelte Nutzwärme auf einem Temperaturniveau von 353/393 K. Mit einer Anhebung der Vor- und Rücklauftemperaturen des Gegenstrom-VHKW würde weniger Nutzwärme im Rohgaswärmetauscher WT1 erzeugt werden und daher der Brennstoffausnutzungsgrad sinken.

Wirkungsgrad der Vergasung

Der höchste Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 83,2\%$ wird beim Betrieb des Viking-VHKW erreicht. Durch die Rohgaskühlung von 940 K auf 690 K zur Vergasungsluftvorwärmung und zur Aufheizung des Motorabgases, das zur Beheizung der Pyrolyseschnecke verwendet wird, werden 39,4 % der Rohgaswärme zurück in den Vergasungsreaktor geführt. Eine Anhebung des Wirkungsgrades der Vergasung gelingt, indem Rohgaswärme anstatt von Abgaswärme zur Beheizung der Schnecke, in der die Pyrolysereaktionen und die Trocknung der Biomasse stattfinden, verwendet wird.

Der Wirkungsgrad der Vergasung des Gegenstrom-VHKW beträgt $\eta_{Gas} = 76,1\%$. Dabei werden 19,6 % der Biomasseleistung in den Teeren des Rohgases gebunden. Diese werden in der Gasaufbereitung aus dem Rohgas abgeschieden und entweder zur Nutzwärmeerzeugung oder in der Abwasseraufbereitung verbrannt. Zusätzlich entstehen Wärmeverluste an der Oberfläche des Vergasungsreaktors, sodass weitere 4,0 % der Biomasseleistung nicht im Rohgas gebunden werden. Gelänge es, die Teere, die zurzeit zur Nutzwärmeerzeugung im Winter verbrannt werden, zurück in den Vergasungsreaktor zu führen und dort zu verbrennen, könnte der Wirkungsgrad der Vergasung um 10,4 % angehoben werden. Da diese Möglichkeit der Prozessverbesserung jedoch noch nicht erprobt worden ist, wird sie in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Beim Betrieb des FICFB-VHKW wird ein Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 62,5\%$ erreicht. Damit liegt er 13,6 %-Punkte bzw. 20,7 %-Punkte niedriger als der Wirkungsgrad der Vergasung des Gegenstrom- bzw. des Viking-VHKW. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die im WT1 aus dem Rohgas ausgekoppelte Wärme von 1161,8 kW (14,6 % der Biomasseleistung) nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt sondern zur Nutzwärmeerzeugung verwendet wird. Durch die autotherme Dampfvergasung und durch die Verwendung von Biomasse mit

einem Wassergehalt von 30 % beträgt der Wasserdampfgehalt des Rohgases $38,5 \%_{Vol.}$. 75,3 % davon werden in der Rohgaswäsche kondensiert. Bei der Rückkühlung des Waschmediums werden 757,4 kW Niedertemperaturwärme an die Umgebung abgegeben, sodass weitere 9,5 % der Biomasseleistung nicht im Reingas gebunden werden. Des Weiteren entsteht bei der Wiederaufheizung des Bettmaterials in der Brennkammer 1015 K heißes Rauchgas. Dieses wird bei der Vergasungsdampferzeugung und zur Verbrennungsluftvorwärmung im Luvo auf 617 K abgekühlt. Die verbleibende Rauchgaswärme (867,4 kW) wird zur Erzeugung von 473,4 kW Nutzwärme verwendet, bevor sie die Anlage über den Kamin verlässt. Auf diese Weise werden weitere 10,9 % der zugeführten Biomasseleistung nicht im Reingas gebunden. Infolge dieser Verluste erreicht das FICFB-VHKW nur einen Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 62,5 \%$. In einem zukünftigen, energetisch optimierten FICFB-VHKW könnte der Wirkungsgrad der Vergasung durch eine Trocknung der Biomasse mit Prozesswärme deutlich angehoben werden. Auf diese Weise würde ein Teil der in der Anlage anfallenden Wärme zurück in den Vergasungsprozess geführt werden, sodass weniger Koks in der Brennkammer zur Wiederaufheizung des Bettmaterials verbrannt werden müsste.

Der niedrigste Wirkungsgrad der Vergasung wird mit $\eta_{Gas} = 48,7 \%$ beim Betrieb des Carbo-V-VHKW erreicht. Dieser niedrige Wert ist damit zu erklären, dass es sich bei der Anlage um eine Versuchsanlage handelt, die betrieben wird, um die Auswirkungen unterschiedlicher Einsatzstoffe und Betriebsparameter auf den Vergasungsreaktor zu erproben. Auf die Realisierung wirkungsgradsteigernder Maßnahmen wurde bei der Errichtung der Anlage verzichtet. Daher traten bei der Begleitung des Anlagenbetriebs Verluste auf, die in einer zukünftigen, energetisch optimierten Anlage verhindert werden müssen:

- Die Brennkammer wurde bei 1720 K mit Sauerstoff als Oxidationsmedium betrieben. Dementsprechend musste das Rohgas vor dem Verlassen des HTV von 1300 K auf 1070 K gequenchet werden, sodass 5,3 % der Biomasseleistung durch Kondensation des Quenchwassers in der Gaswäsche an die Umgebung abgeführt wurden.
- Durch die hohe Brennkammertemperatur von 1720 K wurden bei der Kühlung des Brennkammermantels 56,9 kW bzw. 6,8 % der Biomasseleistung als Wärme an das Kühlwasser übertragen und an die Umgebung abgeführt.
- Infolge der hohen Temperaturen in der Brennkammer und im HTV entstanden zusätzlich Abstrahlverluste an der HTV-Reaktoroberfläche in Höhe von 5,4 % der Biomasseleistung.
- Während der Begleitung des Anlagenbetriebs wurden dem Koksunker 33,0 kg/h (298,8 kW) Pyrolysekoks aus dem NTV zugeführt, aber nur 25,3 kg/h (192,9 kW) für die Vergasung im HTV entnommen, sodass 105,9 kW Pyrolysekoksleistung im Koksunker verblieben und somit quasi 12,7 % der Biomasseleistung als Pyrolysekoks aus dem Prozess ausgeschleust wurden.

Durch den Betrieb der Brennkammer mit Luft als Oxidationsmedium und durch die Nutzung des gesamten erzeugten Pyrolysekoks kann daher der Wirkungsgrad der Vergasung des Carbo-V-VHKW deutlich erhöht werden.

Effizienz der Vergasung

Durch die Rückführung von Wärme aus der Funktionsgruppe der Stromerzeugung in die Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung und der Vergasung gelingt es, eine Effizienz der Vergasung

ϵ_{Gas} zu erreichen, die über dem Wirkungsgrad der Vergasung η_{Gas} liegt. Neben der Beheizung des Vergasungsreaktors oder der Vergasungsluftvorwärmung kann die Effizienz der Vergasung insbesondere durch die Trocknung der Biomasse mit Motorabgaswärme angehoben werden.

Die höchste Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 93,3\%$ wird im Viking-VHKW erreicht, da sowohl Rohgaswärme als auch Motorabgaswärme zum Beheizen der Schnecke, in der die Pyrolysereaktionen und die Trocknung der Biomasse stattfinden, genutzt wird. Auf diese Weise übersteigt die Effizienz der Vergasung mit $\epsilon_{Gas} = 93,3\%$ den Wirkungsgrad der Vergasung η_{Gas} um 10,1 %-Punkte. Eine weitere Anhebung der Effizienz der Vergasung ist nur durch den Einsatz von Biomasse mit einem höheren Wassergehalt als jenem der in der Versuchsanlage verwendeten Biomasse möglich, da dann noch mehr Abgaswärme zurück in die Biomasseaufbereitung geführt werden könnte.

Im Gegenstrom-VHKW werden 45,7 % der Vergasungsluft von 283 K auf 493 K mit 28,2 kW Motorabgaswärme vorgewärmt, sodass die Effizienz der Vergasung mit $\epsilon_{Gas} = 77,4\%$ um 1,3 %-Punkte höher als der Wirkungsgrad der Vergasung liegt.

Beim Carbo-V-VHKW und beim FICFB-VHKW wird keine zusätzliche Wärme aus dem BHKW in den Vergasungsreaktor oder die Brennkammer eingekoppelt, sodass bei beiden Anlagen die Effizienz der Vergasung dem Wirkungsgrad der Vergasung entspricht.

Verlust der Gasaufbereitung

In der Gasaufbereitung des Carbo-V-VHKW wird Rohgaswärme an die Umgebung abgeführt, sodass 29,8 % der Rohgasleistung nicht genutzt werden ($\theta_{GA} = 29,8\%$). Durch Verwendung dieser Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse und/oder zur Vergasungsluftvorwärmung könnte der Verlust der Gasaufbereitung deutlich gesenkt werden.

Da im Viking-VHKW 16,0 % der Rohgasleistung in Form von Wärme vorliegen und 39,6 % dieser Wärme (4,8 kW) zur Motorabgasaufheizung im WT1 und zur Vergasungsluftvorwärmung im Luvo genutzt und damit zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden, beträgt der Verlust der Gasaufbereitung nur $\theta_{GA} = 9,3\%$. Eine weitere Reduktion des Verlustes der Gasaufbereitung ist möglich, wenn ausschließlich Rohgaswärme zur Beheizung der Schnecke, in welcher die Pyrolysereaktionen und die Trocknung der Biomasse stattfinden, verwendet wird. Allerdings würde dies den Gesamtprozess nicht verbessern, da die in den Vergasungsreaktor und die Biomasseaufbereitung zurückgeführte Leistung gleich bleibt.

Im FICFB-VHKW beträgt der Verlust der Gasaufbereitung $\theta_{GA} = 20,1\%$, da mit dem teerbeladenen Lösungsmittel und einem Teil des Reingases der Brennkammer des Vergasungsreaktors 1980,7 kW zugeführt werden. 84,0 % dieser Leistung werden zur Aufheizung des Bettmaterials und zur Dampferzeugung für die Vergasung genutzt und zurück in den Vergasungsreaktor geführt (Anhang A.3). 16 % werden im Wärmetauscher WT4 als Nutzwärme aus der Anlage ausgekoppelt und nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt. Daher wird diese Wärme bei der Berechnung des Verlustes der Gasaufbereitung nicht als Nutzen berücksichtigt. Bei der Rückkühlung des Waschmittels werden 757,4 kW Wärme an die Umgebung abgeführt. Mit der Rohgasleistung von 8495,0 kW und der Reingasleistung von 5122,2 kW berechnet sich der Verlust der Gasaufbereitung zu $\theta_{GA} = 20,1\%$. Durch Nutzung von Rohgaswärme zur Trocknung

der Biomasse könnte auch in dieser Anlage der Verlust der Gasaufbereitung reduziert werden.

Die Reingasleistung des Gegenstrom-VHKW beträgt 2527,7 kW. Mit einer Rohgasleistung von 3617,3 kW wird der Verlust der Gasaufbereitung zu $\theta_{GA} = 28,8\%$ berechnet. Der Verlust entsteht, da sowohl die aus dem Rohgas abgeschiedenen leichten und schweren Teere als auch die Rohgaswärme in der Gasaufbereitung abgeschieden und nicht dem BHKW zugeführt werden. Wie bereits erwähnt, ist es denkbar, einen Teil der Teere im Vergasungsreaktor mitzuverbrennen und damit den Verlust der Gasaufbereitung zu reduzieren.

9.2.3 Exergetische Kennzahlen

Mit Biomasse betriebene Vergasungsheizkraftwerke bieten gegenüber Dampfheizkraftwerken den Vorteil, dass besonders im KWK-Betrieb höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden können. Dafür müssen vor allem Exergieverluste vermieden werden. Daher werden im Folgenden aufbauend auf den im Anhang A aufgeführten Bilanzen die in Kapitel 6.3 vorgestellten exergetischen Kennzahlen berechnet und diskutiert.

In Tabelle 9.2 sind die exergetischen Kennzahlen, die sich aus den begleitenden Messungen der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke ergeben haben, aufgelistet.

Tabelle 9.2: Exergetische Kennzahlen der VHKW

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	VHKW			
\dot{E}_{Bio} / kW	888,1	78,1	9131,6	3984,7
$P_{el, Brutto}$ / kW	—	16,8	1673,7	819,4
\dot{E}_N / kW	—	6,8	1008,8	436,6
$\zeta_{el, Brutto}$ / %	—	21,5	17,8	20,6
ζ_{ges} / %	—	30,2	28,6	31,5
ζ_{Gas} / %	48,0	70,7	55,6	63,7
χ_{Gas} / %	48,0	80,3	55,6	64,6

Exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad

Da beim Carbo-V-VHKW das erzeugte Reingas in einer Fackel verbrannt und nicht in einem BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt und die beim Betrieb der Anlage anfallende Wärme an die Umgebung abgegeben wurde, können der exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad $\zeta_{el, Brutto}$, der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad ζ_{ges} und der Heizexergieanteil μ nicht berechnet werden.

Der höchste exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad von $\zeta_{el, Brutto} = 21,5\%$ wurde beim Betrieb des Viking-VHKW erreicht, da 80,3 % der mit der Biomasse zugeführten Exergie im Reingas chemisch gebunden werden und im BHKW zur Stromerzeugung verbrannt werden können. Allerdings treten bei der irreversiblen Verbrennung des Reingases in dem nicht für Schwachgas optimierten BHKW hohe Exergieverluste auf. Nur 26,8 % der Reingasexergie

können in elektrische Leistung umgewandelt werden. Daher sollte in einem optimierten Viking-VHKW ein auf Schwachgas optimiertes BHKW zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Beim Betrieb des FICFB-VHKW wird ein exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\zeta_{el, Brutto} = 17,8\%$ erreicht. In der Anlage werden 55,6 % der zugeführten Exergie der Biomasse und des RME im Reingas chemisch gebunden. 10,1 % des erzeugten Reingases wird in einem Kessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt, sodass nur 89,9 % des Reingases dem BHKW zugeführt werden. Im BHKW werden 35,7 % der dem BHKW zugeführten Reingasexergie in elektrische Leistung umgewandelt. Bei der Verbrennung des Reingases zur Nutzwärmeerzeugung gehen 81,2 % der dem Kessel zugeführten Reingasexergie verloren. Daher sollten in einem optimierten FICFB-VHKW das gesamte Reingas im BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt werden, um auf diese Weise die exergetische Effizienz der Vergasung anzuheben und eine maximale elektrische Leistung zu erzeugen.

Im Gegenstrom-VHKW in Harbøre werden 20,6 % der zugeführten Exergie der Biomasse in elektrische Leistung umgewandelt. Im Reingas, das den BHKW zugeführt wird, sind 64,6 % der Exergie der Biomasse chemisch gebunden und werden in den BHKW zu 31,9 % in elektrische Leistung umgewandelt. Vergleicht man die auf Schwachgas optimierten BHKW des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW, zeigt sich, dass bei der Stromerzeugung in den BHKW des Gegenstrom-VHKW weniger Reingasexergie in elektrische Leistung umgewandelt wird. Da diese Anlage wärmegeführt gefahren wird und daher die BHKW während der Begleitung des Anlagenbetriebs in Teillast betrieben wurden, wird ein geringerer Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung in den BHKW erreicht. Um einen hohen exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad zu erreichen, sollten die BHKW in einem optimierten Gegenstrom-VHKW in Vollast betrieben werden.

Exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad

In den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken liegen die Vor- und Rücklauftemperaturen der Nutzwärmeauskopplung unterschiedlich hoch (Viking-VHKW: 311/335 K, Gegenstrom-VHKW: 318/342 K, FICFB-VHKW: 353/393 K). Daher ist ein Vergleich der in den Anlagen erreichten exergetischen Brennstoffausnutzungsgrade ζ_{ges} und der Heizexergieanteile μ ohne Aussage. Der in den VHKW erreichte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad ζ_{ges} ist in Tabelle 9.2 jedoch aufgeführt, da im Folgenden untersucht wird, ob diese Kennzahl in optimierten VHKW noch angehoben werden kann.

In den Wärmetauschern WT2 und WT4 des Viking-VHKW wird Nutzwärme erzeugt, nachdem zuvor Wärme aus dem Roh- und Abgas auf einem höheren Temperaturniveau ausgekoppelt und zurück in den Vergasungsreaktor geführt wird. Daher wird die hohe Rohgasaustrittstemperatur von 940 K zunächst im WT1 und im Luvo auf 690 K gesenkt, sodass die obere Grädigkeit im WT2 355 K beträgt. Aufgrund dieser hohen Grädigkeit entstehen hohe Exergieverluste, sodass nur 39,1 % der ausgekoppelten Exergie der Rohgaswärme auf den Nutzwärmekreislauf übertragen werden. Im WT4 wird das Abgas von 570 K auf 380 K abgekühlt, sodass etwas geringere Exergieverluste als im WT2 entstehen und 39,8 % der Exergie des Abgases im Nutzwärmekreislauf gebunden werden. Zur Verminderung dieser beiden Exergieverluste sollte bei der Konzipierung eines optimierten Viking-VHKW geprüft werden, ob die Temperatur des in den WT2 und WT4 eintretenden Roh- bzw. Abgases reduziert werden kann.

Die im Viking-VHKW erzeugte Nutzwärme liegt auf einem niedrigen Temperaturniveau von 311/335 K, sodass das Verhältnis von Nutzwärmeleistung zur Exergie der Nutzwärme

$\dot{Q}_N/\dot{E}_N=4,56$ beträgt. Daher übersteigt der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad mit $\zeta_{ges} = 30,2\%$ den exergetischen elektrischen Wirkungsgrad nur um 8,7 %-Punkte. Durch eine Anhebung der Vor- und Rücklauftemperaturen wird der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad weiter erhöht.

Da beim FICFB-VHKW Nutzwärme auf einem relativ hohen Temperaturniveau von 353/393 K ausgekoppelt wird ($\dot{Q}_N/\dot{E}_N = 3,96$) und zusätzlich 10,1 % des Reingases im Kessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt werden, wird ein exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad von 28,6 % erreicht. Dieser liegt um 10,8 %-Punkte über dem exergetischen elektrischen Wirkungsgrad. Allerdings entstehen bei der Nutzwärmeerzeugung hohe Exergieverluste. Daher werden im Kessel nur 18,8 % der Rohgasexergie und im Rohgaswärmetauscher WT1 bei einer oberen Grädigkeit von 727 K nur 26,0 % der ausgekoppelten Exergie der Rohgaswärme in der Exergie der Nutzwärme gebunden. In einem optimierten FICFB-VHKW sollte deshalb auf eine Verbrennung von Reingas im Kessel vollständig verzichtet werden. Auch sollte geprüft werden, ob Rohgaswärme auf einem hohen Temperaturniveau zurück in den Vergasungsprozess geführt werden kann.

Im Gegenstrom-VHKW in Harbøre beträgt der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad $\zeta_{ges} = 31,5\%$, da zusätzlich zur elektrischen Leistung von $P_{el, Brutto} = 819,4\text{ kW}$ Nutzwärme mit einer Exergie von $\dot{E}_N = 436,6\text{ kW}$ erzeugt wird. Dafür wird unter anderem im Wärmetauscher WT1 Nutzwärme bei der Abkühlung des Rohgases von 350 K auf 310 K ausgekoppelt. Da bei der Optimierung der untersuchten VHKW ein einheitliches Temperaturniveau der Nutzwärmeauskopplung von 333/363 K gewählt wird, kann in einem optimierten Gegenstrom-VHKW keine Nutzwärme bei der Rohgaskühlung mehr ausgekoppelt werden.

Durch die diskontinuierliche Verbrennung der im Teertank gespeicherten Teere wird zusätzlich Nutzwärme erzeugt, die jedoch bei der Berechnung des Brennstoffausnutzungsgrades nicht berücksichtigt wird. Würden diese Teere kontinuierlich verbrannt werden, würden zusätzlich 79,0 kW Nutzwärmeexergie erzeugt und der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad auf $\zeta_{ges} = 33,5\%$ steigen.

Insgesamt wird deutlich, dass ein sinnvoller Vergleich des exergetischen Brennstoffausnutzungsgrades der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke nur dann möglich ist, wenn die in den unterschiedlichen VHKW ausgekoppelte Nutzwärme auf gleichem Temperaturniveau liegt. Dies wird bei der Erstellung der Simulationsmodelle der optimierten Vergasungsheizkraftwerke (Kapitel 10) berücksichtigt, sodass die vergleichende Bewertung der optimierten Anlagen (Kapitel 11) aussagekräftig ist.

Exergetischer Wirkungsgrad der Vergasung

Bei der Vergasung finden nach der Trocknung der festen Biomasse Pyrolyse, Oxidations- und Reduktionsreaktionen statt. Die Oxidationsreaktionen laufen bei Temperaturen von über 1200 K ab. Das Temperaturniveau der Reduktionsreaktionen sollte, um eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit zu erhalten, bei über 1000 K liegen. Für die Pyrolyse der Biomasse ist ein Temperaturniveau von ca. 470 K bis 850 K notwendig. Die Trocknung findet bereits bei einer vergleichsweise niedrigen Temperatur von bis zu 470 K statt.

In den vier untersuchten Anlagen kann das Reingas in einem Motor zur Stromerzeugung verbrannt werden. Dafür muss es bei einer Temperatur von $T < 320\text{ K}$ vorliegen und teerfrei sein (siehe Kapitel 4.3). Beim Carbo-V- und beim Viking-VHKW wird ein teerfreies Rohgas

erzeugt, da bei der Erhitzung des teerhaltigen Pyrolysegases auf eine Temperatur von über 1300 K die langkettigen Kohlenwasserstoffe aufgespalten werden. Beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW müssen im Rohgas vorhandene Teere vor der motorischen Nutzung des Reingases in der Gasaufbereitung abgeschieden werden. Wenn diese Kohlenwasserstoffe nicht wieder in den Vergasungsreaktor zurückgeführt werden, stellen sie einen Exergieverlust dar.

Daher ist es zum Erreichen hoher exergetischer Wirkungsgrade der Vergasung ζ_{Gas} zielführend, wenn

- das Temperaturniveau der Wärmezufuhr zur Deckung des Energiebedarfs der Reduktions- und Pyrolysereaktionen und der Trocknung der zum Ablauf der Reaktionen notwendigen Temperatur entspricht,
- ein Großteil der bei der Oxidation der Biomasse entstandenen Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Vergasungsreaktionen genutzt wird und
- durch Erhitzen des Pyrolysegases auf über 1300 K ein teerfreies Gas erzeugt wird und damit keine Teere in der Gasaufbereitung abgeschieden werden müssen oder
- bei einer notwendigen Teerabscheidung in der Gasaufbereitung die Exergie der abgeschiedenen Kohlenwasserstoffe zurück in den Vergasungsreaktor geführt und auf diese Weise auf die Oxidation der Biomasse im Vergasungsreaktor teilweise verzichtet werden kann.

Beim Carbo-V-VHKW wird der niedrigste exergetische Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 48,0\%$ erreicht. Der Grund dafür ist, dass bei der Vergasung im NTV und HTV nur 75,8 % der Exergie der Biomasse und der vorgewärmten Vergasungsluft im Rohgas gebunden werden. In der anschließenden Gasaufbereitung werden 27,8 % der Exergie der Biomasse bei der Kühlung des Rohgases von 1070 K auf 284 K ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Daher treten bei der Vergasung der Biomasse und der anschließenden Gasaufbereitung erhebliche Exergieverluste auf, die in einer optimierten Anlage teilweise verhindert werden können:

- Im NTV wird Biomasse zur Trocknung der Holzhackschnitzel und zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen partiell oxidiert. Die exergetisch hochwertige Biomasse wird daher zur Erzeugung von Wärme auf einem Temperaturniveau von 770 K verbrannt, wobei hohe Exergieverluste entstehen. In einer optimierten Anlage sollte daher die Trocknung der Biomasse in einem vorgeschalteten, mit Roh- oder Abgaswärme beheizten Trockner erfolgen. Eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen mit Prozesswärme, wie es beispielsweise im Viking-VHKW geschieht, ist mit dem NTV des Carbo-V-VHKW nicht möglich. Zusätzlich sollte auch die dem NTV zugeführte Vergasungsluft mit Prozesswärme vorgewärmt werden.
- Bei der Begleitung des Anlagenbetriebs wurde der Brennkammer reiner Sauerstoff als Oxidationsmedium zugeführt, sodass Brennkammertemperaturen von bis zu 1720 K gefahren wurden. Aufgrund dieser hohen Temperatur musste der Brennkammermantel gekühlt werden. Des Weiteren musste das Rohgas, dessen Temperatur vor dem Austritt aus dem HTV noch bis zu 1300 K betrug, zum Schutz der nachfolgenden Aggregate auf eine Austrittstemperatur von 1070 K gequenchet werden. In einem optimierten Carbo-V-VHKW kann die Brennkammertemperatur durch den Einsatz von Luft als Vergasungsmittel herabgesetzt werden, sodass die Exergieverluste bei der Kühlung des Brennkammermantels und beim Quenchen des Rohgases reduziert werden. Dabei muss jedoch darauf geachtet werden, dass die im Rohgas vorhandenen Teere weiterhin vollständig aufgespalten werden.

- Wie bereits beschrieben, muss in einer optimierten Anlage der gesamte, im NTV erzeugte Biokoks im HTV vergast werden.
- Die in der Gasaufbereitung aus dem Rohgas ausgekoppelte Wärme wurde ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Zukünftig kann diese teilweise zur Biomassetrocknung und zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt werden.

Der höchste exergetische Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 70,7\%$ wird beim Betrieb des Viking-VHKW erreicht. Dies gelang, weil 3,8 kW Exergie (4,9 % der Exergie der Biomasse) im WT1 und im Luvo aus dem Rohgas ausgekoppelt und davon 3,4 kW in den Vergasungsreaktor zurückgeführt werden. Auf diese Weise wird die für die Trocknung und Pyrolyse der Biomasse benötigte Wärme durch Beheizen dieser Zonen mit exergetisch minderwertiger Prozesswärme ($T < 900\text{ K}$) bereitgestellt. Zur Deckung des Wärmebedarfs dieser Zonen bedarf es somit keiner Oxidation von exergetisch hochwertiger Biomasse. Durch diese exergetisch optimierte Prozessgestaltung gelingt es im Viking-VHKW, den hohen exergetischen Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 70,7\%$ zu realisieren. Eine weitere Anhebung von ζ_{Gas} kann bei diesem Verfahren erreicht werden, wenn anstatt von Abgaswärme nur Rohgaswärme zur Beheizung der Schnecke, in der die Pyrolysereaktionen stattfinden, genutzt wird.

Beim FICFB-VHKW betrug der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung $\zeta_{Gas} = 55,6\%$ und liegt damit zwischen den Werten des Carbo-V-VHKW und des Gegenstrom-VHKW. Bei der Vergasung der Biomasse und der anschließenden Gasaufbereitung entstehen Exergieverluste, die in einer zukünftigen Anlage noch teilweise verhindert werden können:

- Die Trocknung der Biomasse findet im Vergasungsreaktor bei 1150 K statt. Die dafür notwendige Wärme wird in der Brennkammer durch Verbrennung des Biokokes, des Reingases und des teerbeladenen RME bereitgestellt. In einer optimierten Anlage könnte die Trocknung auf einem niedrigeren Temperaturniveau in einem dem Vergasungsreaktor vorgeschalteten Trockner vorgenommen werden. Dieser könnte mit Rohgas- oder Abgaswärme beheizt werden.
- Das in der Gaswäsche entstandene Kondensat, das nicht zur Erzeugung von Fluidisierungsdampf verwendet wird, wird verdampft und in der 1160 K heißen Brennkammer entsorgt. Durch einen dem Vergasungsreaktor vorgeschalteten Trockner würden der Wassergehalt im Rohgas und damit der Kondensatmassenstrom sinken, sodass weniger Exergie zur Verdampfung und Überhitzung des überschüssigen Kondensats benötigt würde.

Im Gegenstrom-VHKW in Harbøre wurde trotz des hohen Teergehaltes im Rohgas ein exergetischer Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 63,7\%$ erreicht, da die bei der Oxidation entstehenden, ca. 1250 K heißen Gase im Gegenstromvergaser der Anlage nacheinander Bereiche durchströmen, in denen Reduktions- und Pyrolysereaktionen ablaufen und die Trocknung der Biomasse stattfindet. Dabei sinkt die Temperatur bis auf die Rohgasaustrittstemperatur von 350 K ab, sodass die Wärmezufuhr für die endothermen Reaktionen auf einem zu den Reaktionen passenden Temperaturniveau stattfindet. Wie bereits erwähnt wird jedoch - bedingt durch die Vergasungsreaktorbauart - ein teerhaltiges Rohgas erzeugt. Mit einer mittleren spezifischen Brennstoffexergie der Teere von 26174 kJ/kg (berechnet nach Gleichung 6.26) [77], werden 17,5 % der Exergie der Biomasse in der Exergie der Teere gebunden. Weitere Exergieverluste entstehen durch die Wärmeverluste an der Oberfläche des Vergasungsreaktors und durch die Abfuhr der Kondensationswärme des aus dem Rohgas abgeschiedenen Wassers an die Umgebung. Eine deutliche Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades der Vergasung ζ_{Gas} ist nur durch eine Rückführung der schweren Teere in den Vergasungsreaktor möglich. Da diese Möglichkeit

jedoch noch nicht realisiert und erprobt worden ist, wird sie nicht in das Simulationsmodell des optimierten Gegenstrom-VHKW integriert.

Exergetische Effizienz der Vergasung

Beim Carbo-V-VHKW und beim FICFB-VHKW wird keine Exergie aus der Funktionsgruppe der Stromerzeugung zurück in den Vergasungsreaktor geführt, sodass die Effizienz der Vergasung χ_{Gas} dem Wirkungsgrad der Vergasung ζ_{Gas} entspricht. Bei beiden Anlagen könnte die exergetische Effizienz der Vergasung durch Rückführung von Prozesswärme zur Trocknung der Biomasse deutlich angehoben werden, sodass diese Maßnahme in optimierten Anlagen realisiert werden sollte.

Im Gegenstrom-VHKW in Harbøre werden bei der Vergasungsluftvorwärmung auf 440 K 15,0 kW Exergie aus dem Abgas ausgekoppelt, sodass die exergetische Effizienz der Vergasung mit $\chi_{Gas} = 64,6\%$ geringfügig über dem Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 63,7\%$ liegt. Neben der bereits diskutierten Rückführung der schweren Teere existieren keine weiteren Möglichkeiten, die exergetische Effizienz der Vergasung χ_{Gas} anzuheben.

Die höchste exergetische Effizienz der Vergasung von $\chi_{Gas} = 80,3\%$ wird im Viking-VHKW erreicht, da zusätzlich zur aus dem Rohgas ausgekoppelten Exergie 10,4 kW Exergie aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und sowohl zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen als auch für die Trocknung der Biomasse verwendet werden. Daher übersteigt die Effizienz der Vergasung χ_{Gas} den Wirkungsgrad der Vergasung ζ_{Gas} um 9,6 %-Punkte. Durch den Einsatz von Biomasse mit einem höheren Wassergehalt könnte noch mehr Abgasexergie zur Trocknung der Biomasse verwendet werden, sodass die Effizienz der Vergasung weiter angehoben würde.

Die in diesem Kapitel ermittelten Kennzahlen sind nicht repräsentativ für energetisch und exergetisch optimierte Anlagen. Die vier Anlagen, an denen Messungen durchgeführt worden sind, dienen zur Erprobung der Technologie und zur Untersuchung des Langzeitverhaltens der Aggregate. Um diese Anlagen dennoch energetisch und exergetisch mit Dampfkraftwerken, die den heutigen Stand der Technik bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse darstellen, vergleichen zu können, werden aufbauend auf den Messergebnissen Simulationsmodelle von optimierten Anlagen aufgestellt. Die aufgezeigten Optimierungsmöglichkeiten werden in diese Modelle integriert.

9.2.4 Reingasqualität

Das in den Vergasungsheizkraftwerken erzeugte Reingas wird zum Erreichen hoher elektrischer Wirkungsgrade in Gasmotoren verbrannt. Dabei müssen für einen stabilen und dauerhaften Betrieb die in Kapitel 4.3 aufgeführten Anforderungen an die Reingasqualität eingehalten werden. In Tabelle 9.3 sind diese Qualitätsanforderungen den bei den Messungen ermittelten Werten gegenübergestellt.

¹Die laminare Flammgeschwindigkeit wird für ein Reingas/Luftgemisch mit einem Luftüberschuss von $\lambda=2$ angegeben.

Tabelle 9.3: Erreichte Reingasqualität in den untersuchten VHKW

		Anfor- derung	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom- VHKW
Heizwert	/ MJ/m ³ (i.N.)	> 2	5,43	5,56	11,76	5,94
Änderungsgeschwin- digkeit Heizwert	/ %/min	< 5	13,5	7,12	0,82	5,3
Grenzwertüberschrei- tung pro Stunde	1/h	–	6	0,006	0	0,6
laminare Flammen- geschwindigkeit ¹	/ cm/s	> 8	30	82	62	47
Staubgehalt	mg/m ³ (i.N.)	<10-50	nicht gemessen			
NH ₃ bzw. HCN	/ mg/m ³ (i.N.)	<30-55	73-262	60-140	425	< 192
H ₂ S	/ mg/m ³ (i.N.)	<200	5,5	5,1	36-42	33

Wie in Tabelle 9.3 zu sehen ist, entspricht die Reingasqualität bei allen vier Anlagen hinsichtlich des Heizwertes, der laminaren Flammgeschwindigkeit und des Schwefelwasserstoffgehaltes den gasmotorischen Anforderungen.

Die von den Motorherstellern angegebene Änderungsgeschwindigkeit des Heizwertes von weniger als 5 % / min wird nur beim FICFB-VHKW im stationären Betrieb eingehalten. Bei den anderen Anlagen treten maximale Änderungsgeschwindigkeiten von 5,3 %/min bis zu 13,5 %/min auf.

Da während der Messkampagne beim Carbo-V-VHKW kein dauerhafter, stabiler Anlagenbetrieb gefahren wurde, schwankten die Reingaszusammensetzung und daher auch der Heizwert des Reingases. Daher wurde während des Bilanzzeitraumes die max. Änderungsgeschwindigkeit des Heizwertes von 5,0 %/min durchschnittlich sechs mal die Stunde überschritten. Die höchste Änderungsgeschwindigkeit lag bei 13,5 %/min. Allerdings ist der begleitete Anlagenbetrieb in diesem Fall nicht repräsentativ für einen späteren stabilen Anlagenbetrieb. Nach Aussagen der Anlagenbetreiber werden in einem stationären Betriebspunkt nur noch geringe Schwankungen in der Reingaszusammensetzung auftreten, sodass der geforderte Grenzwert der Änderungsgeschwindigkeit des Heizwertes eingehalten wird.

Beim Viking-VHKW wurde der Grenzwert der Änderungsgeschwindigkeit des Heizwertes im stationären Betrieb nur einmal während der einwöchigen Messkampagne überschritten, beim Gegenstrom-VHKW ca. 0,6-mal pro Stunde. Da die Motoren des Gegenstrom-VHKW bis August 2006 über 13 000 Stunden mit erzeugtem Reingas betrieben und bis dahin keine Schäden an den Aggregaten beobachtet wurden, scheinen vereinzelt auftretende Änderungsgeschwindigkeiten des Heizwertes von etwas mehr als 5 %/min den dauerhaften Betrieb der Gasmotoren nicht zu behindern.

Der zulässige Gehalt an Ammoniak (NH₃) und Blausäure (HCN) im Reingas wird bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken überschritten. Diese Stickstoffverbindungen reduzieren die Neutralisationsfähigkeit des Motorschmieröls. Daher beträgt das Ölwechselintervall beim Gegenstrom-VHKW ca. 400 h. Beim FICFB-VHKW wurde die Motorölqualität an den Betrieb mit dem erzeugten Reingas angepasst. Daher werden trotz des hohen NH₃-Gehaltes im Reingas Ölwechselintervalle von ca. 800 h erreicht. Dies entspricht den Standzeiten des Schmieröls erdgasbetriebener Gasmotoren [22], [36]. Daher scheint eine konstante Überschreitung der von den Motorherstellern geforderten NH₃- und HCN-Grenzwerte den dauerhaften, stabilen

Betrieb der BHKW nicht zu verhindern. Durch entsprechende Modifikation der Qualität des Schmieröls der BHKW sind Ölstandzeiten herkömmlicher Gasmotoren zu erreichen, sodass in zukünftigen Vergasungsheizkraftwerken keine wesentlichen Mehrkosten durch einen erhöhten Schmierölverbrauch zu erwarten sind.

Der Einbau einer Vorrichtung zur isokinetischen Probenahme, die für eine Partikelgehaltsbestimmung notwendig ist, war im Rahmen der Messungen nicht möglich. Allerdings wurden an den Motoren weder bei den Messungen noch bei den regelmäßig stattfindenden Revisionen Auswirkungen einer unzulässig hohen Staubbeladung beobachtet. Daher wird davon ausgegangen, dass der zulässige Staubgehalt mit den in den Anlagen eingesetzten Gewebe- oder Elektrofiltern eingehalten werden kann.

Der Gasmotor des FICFB-VHKW ist bis August 2006 über 15 000 Stunden und die Motoren des Gegenstrom-VHKW sind über 13 000 Stunden betrieben worden. Somit wurde der Nachweis erbracht, dass Biomassevergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW bei geeigneter Prozessführung dauerhaft und stabil betrieben werden können.

Teergehalt im Reingas

Um das erzeugte Reingas in motorischen BHKW zu verstromen, muss ein Ausfall von Teeren (gemäß „Tar-Protocol“ alle Kohlenwasserstoffverbindungen mit mehr als sechs Kohlenstoffatomen [54]) in diesen Aggregaten sicher verhindert werden. Folglich darf der Partialdruck der im Reingas vorhandenen Teere deren Sättigungsdruck nicht überschreiten (Kapitel 4.3). In Tabelle 9.4 sind die vom Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD) der Universität Stuttgart mit dem Teermessgerät Tar Analyser TA 120-3 [45] gemessene Teergehalte im Roh- und Reingas aufgeführt.

Tabelle 9.4: Gemessene Teerkonzentrationen im Roh- und Reingas der untersuchten VHKW

Teergehalt	Anforderung	Carbo-V-	Viking-	FICFB- VHKW	Gegenstrom- VHKW
Rohgas / mg/m ³ (i.N.)	keine	n.n. ²	n.n.	—	3000-4000
Reingas / mg/m ³ (i.N.)	100	—	n.n.	Messfehler	n.n.

Die Messungen am Carbo-V- und am Viking-VHKW belegen, dass in diesen Anlagen ein teerfreies Roh- und Reingas erzeugt wird. Zusätzlich bestätigen sowohl der geringe Gehalt an organischen Kohlenwasserstoffen im Kondensat, das in der Gasaufbereitung abgeschieden wird (Tabelle 9.5), als auch von den Betreibern durchgeführte Messungen die Teerfreiheit des Roh- und Reingases dieser beiden Anlagen [31].

Aufgrund des hohen Methan-Gehaltes im Reingas des FICFB-VHKW konnten bei dieser Anlage keine aussagekräftigen Messwerte mit dem Teermessgerät TA 120-3 aufgenommen werden. In der Gaswäsche werden Teerverbindungen im Waschmittel RME gelöst. Dadurch werden die Teere bis unter den Sättigungspartialdruck aus dem Rohgas entfernt. Um dies zu bestätigen, wurden in Kooperation mit der TU-Wien nasschemische Teer-Messungen durchgeführt. Dazu wurde das Reingas durch mit Toluol gefüllte Impinger-Waschflaschen gezogen. Die Messauswertung belegt,

²n.n.: nicht nachweisbar

dass die Teerkonzentration im Reingas deutlich unter $100 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})$ liegt. [13]

Beim Gegenstrom-VHKW wurden mit dem Teermessgerät TA 120-3 Kohlenwasserstoffmessungen im Roh- und Reingas bei einer Filtertemperatur des Messgerätes von 293 K und 353 K durchgeführt. Entsprechend dieser Filtertemperatur kondensieren die in der gezogenen Gasprobe vorhandenen Kohlenwasserstoffe. In Tabelle 9.4 sind die Messwerte für eine Filtertemperatur von 353 K aufgeführt. Bei einer Filtertemperatur von 293 K steigt der gemessene Kohlenwasserstoffgehalt im Rohgas auf $5000\text{-}8000 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})$ und im Reingas auf $1000\text{-}2000 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})$ an. Nach der Abkühlung des Rohgases im WT1 und der Abscheidung aller kondensierten Gaskomponenten im Elektrofilter kommt es zu keiner weiteren Abkühlung des Reingases. Durch die Reingasverdichtung vor den BHKW steigt die Reingastemperatur sogar von 308 K auf 318 K an. Daher wird eine Kondensation von Kohlenwasserstoffverbindungen nach der Gasaufbereitung sicher vermieden.

Aufgrund der Prozessführung im Gegenstrom-Vergasungsreaktor sind die im Rohgas vorhandenen Teere auch bei Umgebungstemperatur noch flüssig (Kapitel 4.2.2). Daher wächst weder der Rohrbündelwärmetauscher WT1 noch das Elektrofilter zu, sodass die Gasaufbereitung trotz des hohen Teergehaltes im Rohgas dauerhaft und stabil betrieben werden kann.

Die durchgeführten Messungen belegen, dass mit einer auf den Vergasungsreaktor angepassten Gasaufbereitung ein Teergehalt im Reingas von weniger als $100 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})$ eingehalten und bei geeigneter Prozessführung (Kapitel 5.2.1) eine Kondensation von Teeren im BHKW sicher vermieden werden können.

9.2.5 Emissionen

Um ein Biomassevergasungsheizkraftwerk in Deutschland dauerhaft zu betreiben, müssen die zulässigen Emissionsgrenzwerte eingehalten werden. Diese sind in der TA-Luft festgelegt und in Tabelle 9.5 aufgeführt [8]. Es ist zu beachten, dass beim Betrieb eines Gasmotors mit Biogas, Klärgas oder Grubengas der zulässige CO Grenzwert von $300 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$ auf $650 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$ steigt. Der SO_2 -Grenzwert erhöht sich beim Einsatz von Biogas oder Klärgas von $10 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$ auf $350 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$. Vergasungsheizkraftwerke werden in der TA-Luft nicht gesondert aufgeführt. Da die Gasqualität des in VHKW erzeugten Reingases eher mit Biogas oder Klärgas als mit Erdgas verglichen werden kann, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die oben aufgeführten erhöhten Grenzwerte auch für mit Biomasse betriebene Vergasungsheizkraftwerke mit integriertem Gasmotor gelten.

In Anhang 47 der „Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer“ (AbwV) wird ein maximaler TOC-Gehalt von 50 mg/l für Abwasser aus Rauchgaswäschen gefordert [7]. Auch wenn in der AbwV für das Einleiten von Abwasser aus einer Rohgaswäsche keine Grenzwerte vorgeschrieben werden, wird in Tabelle 9.5 der im Abwasser der jeweiligen Anlage gemessene TOC-Gehalt dem Grenzwert von 50 mg/l der AbwV gegenübergestellt.

Um die bei der Vergasung anfallende Asche ohne weitere Nachbehandlung zu deponieren, muss der in der „Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen“ (Abfallablagerungsverordnung) aufgeführte Grenzwert für den Glühverlust von 3 Gew.-% bei Deponieklasse I bzw. 5 Gew.-% bei Deponieklasse II eingehalten werden [10].

Beim Viking-VHKW wurde der Gasmotor während der Messkampagne mit einem Luft-

Tabelle 9.5: Abgasemissionen, Abwasserzusammensetzung und Glühverlust der Aschen der untersuchten VHKW

	Anforderung	Carbo-V-	Viking-VHKW	FICFB-	Gegenstrom-
CO / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$	< 650	kein Motor	540-720	1820-2235	1635-2075
NO _x / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$	< 500	kein Motor	460-1590	400	230-400
SO ₂ / $\text{mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$	< 350	kein Motor	18-20	80-125	20-36
TOC / mg/l	< 50	42-68	n.n.	kein Abwasser	n.n.
Glühverlust / %	3 bzw. 5	0,5	Rostasche: 2 Flugasche: <30	0,5	8,5

überschuss von $\lambda=1,4$ betrieben. Infolge des guten innermotorischen Ausbrandes wurden relativ geringe CO-Emissionen bei gleichzeitig hohen NO_x-Emissionen erreicht [3]. Bei den Motoren im FICFB- und im Gegenstrom-VHKW handelt es sich um auf Schwachgas optimierte Jenbacher Gasmotoren. Aufgrund der mageren Fahrweise ($\lambda \approx 2$) können bei diesen Anlagen die in Deutschland gültigen NO_x-Emissionsgrenzwerte eingehalten werden. In beiden Anlagen werden Versuche zur CO-Reduktion mit Abgaskatalysatoren (Oxidationskatalysatoren) im Bypassstrom durchgeführt. Dabei werden im Gegenstrom-VHKW die CO-Konzentrationen im Abgas beim Durchströmen des Oxidationskatalysators durchschnittlich um 76 % gesenkt [3]. Die Katalysatoren konnten in beiden Anlagen bereits über mehrere 1000 Stunden betrieben werden, ohne dass eine Verminderung ihrer Reaktivität beobachtet wurde. Aufbauend auf den Messergebnissen wird daher erwartet, dass die in Tabelle 9.5 aufgeführten Emissionsgrenzwerte von $650 \text{ mg/m}^3_{N,5\%O_2}$ für CO, $500 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$ für NO_x und $350 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\%O_2}$ für SO₂ bei zukünftigen Vergasungsheizkraftwerken mit nachgeschaltetem Oxidationskatalysator eingehalten werden können.

Nur beim Carbo-V-VHKW wird ein unzulässig hoher TOC-Gehalt von bis zu 68 mg/l im Washwasser der zweiten Stufe nachgewiesen (Tabelle 9.5). Nach Aussagen der Firma Choren handelt es sich bei den nachgewiesenen Kohlenwasserstoffen um Rückstände des beim Anfahren eingesetzten Heizöls. Da im Rohgas des Carbo-V-VHKW keine Kohlenwasserstoffe gemessen wurden (siehe oben), wird für eine zukünftige, im Dauerbetrieb stabil gefahrene Anlage erwartet, dass im Abwasser keine organischen Kohlenwasserstoffe vorhanden sein werden.

Beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW liegt der Glühverlust der Asche unterhalb des in der Abfallablagereungsverordnung aufgeführten Grenzwertes von 3 % (Tabelle 9.5). Beim Viking-VHKW ist eine Nachbehandlung der Flugasche und bei dem Gegenstrom-VHKW eine Nachbehandlung der gesamten Asche notwendig [77].

9.2.6 Zusammenfassung der Messergebnisse

An den vier technisch aussichtsreichen Biomasse-Vergasungsheizkraftwerken wurden Messungen durchgeführt, um sowohl die Betriebsstabilität als auch das Wirkungsgradpotenzial der Anlagen zu ermitteln.

Bei der Begleitung des Betriebs der untersuchten Anlagen konnten keine technischen Schwie-

rigkeiten beobachtet werden, die den dauerhaften Betrieb der jeweiligen Anlage grundsätzlich verhindern. Der Betrieb des Viking- und des Gegenstrom-VHKW war nahezu unterbrechungsfrei. Nur Verklemmungen in der Biomassezufuhr führten in diesen beiden Anlagen zu kurzzeitigen Stillständen. Durch eine Leistungserhöhung des Reingasgebläses des FICFB-VHKW können die Betriebsunterbrechungen, die in dieser Anlage durch die schwankende Feuchte der zugeführten Biomasse und dem daraus resultierenden, höheren Gasvolumenstrom entstehen, vermieden werden. Obwohl beim Carbo-V-VHKW während der Messkampagne kein stabiler Anlagenbetrieb demonstriert wurde, konnten keine grundsätzlichen, technischen Probleme beobachtet werden, die einen dauerhaften Anlagenbetrieb verhindern würden. Auch konnte nach Aussagen der Anlagenbetreiber das Vergasungsheizkraftwerk zu einem späteren Zeitpunkt stabil betrieben werden.

Mit Hilfe von Simulationsmodellen wurden anhand der Messwerte die Massen- und Energiebilanzen der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke geschlossen (Anhang A) und die in Kapitel 6 aufgeführten Kennzahlen berechnet. Da es sich bei den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken um Versuchs-, Pilot- und Demonstrationsanlagen handelt, sind die ermittelten Kennzahlen nicht repräsentativ für energetisch und exergetisch optimierte Anlagen. Beispielsweise wird beim Carbo-V-VHKW die Rohgaswärme ungenutzt an die Umgebung abgeführt und das erzeugte Reingas in einer Fackel verbrannt. Die installierte Leistung des Viking-VHKW von $P_{el, Brutto} = 16,8 \text{ kW}$ liegt deutlich niedriger als die einer zukünftigen wirtschaftlichen Anlage. Beim FICFB-VHKW wird das erzeugte Reingas teilweise zur Wiederaufheizung des Bettmaterials und zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt. Anhand dieser Beispiele wird deutlich, dass die berechneten Kennzahlen nicht zur Bewertung der jeweiligen Technologie verwendet werden können. Daher werden im Folgenden (Kapitel 10), aufbauend auf den Messergebnissen, Simulationsmodelle energetisch, exergetisch und ökonomisch optimierter Vergasungsheizkraftwerke erstellt und anhand der in Kapitel 6 und 7 aufgeführten Kennzahlen bewertet (Kapitel 11).

Die in den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken erreichte Reingasqualität (Tabelle 4.2) ist bei allen Anlagen ausreichend, um das erzeugte Gas dauerhaft zur Stromerzeugung in Gasmotoren nutzen zu können. Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass auch bei einem sehr hohen Teergehalt im Rohgas mit einer entsprechenden Gasaufbereitung ein teerfreies Reingas erzeugt werden kann.

Da sowohl die Funktionsweise der Vergasungsreaktoren als auch die bei der Gasreinigung verwendeten Verfahren bei der in Kapitel 10 beschriebenen Optimierung der Vergasungsheizkraftwerke nicht verändert werden, wird auch das in den optimierten Vergasungsheizkraftwerken erzeugte Reingas dauerhaft zur Stromerzeugung in Gasmotoren verbrannt werden können.

Hinsichtlich der Abgasemissionen ist anzumerken, dass durch den Magerbetrieb der Gasmotoren NO_x -Emissionen von $400 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.}, 5\% \text{O}_2)$ sicher eingehalten werden können. Zur Einhaltung der zulässigen CO-Emissionen ist eine Nachbehandlung der Abgase notwendig. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass hierfür zukünftig Abgaskatalysatoren bereit stehen, wie sie zum Beispiel bereits im FICFB- und im Gegenstrom-VHKW erprobt worden sind.

Im Rahmen der Messungen konnte nachgewiesen werden, dass das beim Betrieb der untersuchten VHKW anfallende Abwasser in der Kanalisation entsorgt werden kann und nicht gesondert aufbereitet werden muss.

Zusammenfassend zeigen die Auswertungen der Messungen, dass die in der Vergangenheit aufgetretenen technischen Probleme der Vergasungsheizkraftwerke lösbar sind. Ob energetisch

optimierte VHKW auch unter ökonomischen Gesichtspunkten eine interessante Alternative zu bestehenden, mit Biomasse betriebenen Dampfheizkraftwerken darstellen, wird im Folgenden untersucht.

Kapitel 10

Energetisch und ökonomisch optimierte Biomasse-Vergasungsheizkraftwerke

Bei den vier Biomasse-VHKW, an denen Messungen durchgeführt worden sind, handelt es sich um Versuchs-, Pilot- und Demonstrationsanlagen. Folglich ist, wie in Kapitel 9.2.6 erläutert, ein Vergleich der in den Anlagen erreichten Wirkungsgrade nicht sinnvoll. Um dennoch die unterschiedlichen Anlagentechnologien energetisch, exergetisch und ökonomisch vergleichen zu können, werden aufbauend auf den existierenden Anlagen Konzepte optimierter VHKW entwickelt. Die optimierten Schaltungen werden jeweils in einem Simulationsmodell abgebildet. Damit werden aufbauend auf den Messergebnissen die Massen- und Energiebilanzen geschlossen. Des Weiteren werden in Absprache mit den jeweiligen Anlagenentwicklern der Investitionsaufwand und die fixen und weiteren variablen Betriebskosten abgeschätzt. Abschließend wird die Bewertung der Anlagen aufbauend auf den in diesem Kapitel aufgeführten Ergebnissen und den in Kapitel 6 und 7 vorgestellten Kennzahlen vorgenommen (Kapitel 11).

10.1 Randbedingungen für die energetische Vergleichbarkeit

Für eine Vergleichbarkeit der mit den Simulationsmodellen der unterschiedlichen Vergasungsheizkraftwerke berechneten Kennzahlen (Leistungen, Wirkungsgrade etc.) werden folgende einheitliche Randbedingungen festgelegt:

- Es werden Holzhackschnitzel mit einem Wassergehalt von 40 %, einem Aschegehalt von 1 % und einem Heizwert von $9,5 \text{ MJ/kg}$ vergast. Die trockenen, aschefreien Hackschnitzel setzen sich zu 49,0 % aus Kohlenstoffatomen, zu 6,2 % aus Wasserstoffatomen und zu 44,8 % aus Sauerstoffatomen zusammen.
- Beim Carbo-V-, beim Viking und beim FICFB-VHKW wird die Biomasse vor Eintritt in den Vergasungsreaktor auf einen Wassergehalt von 17,5 % getrocknet. Beim Gegenstrom-VHKW wird auf eine Vortrocknung der Biomasse verzichtet, da dies die Gaszusammensetzung aufgrund steigender Rohgasaustrittstemperatur verändern und den Wirkungsgrad der Vergasung negativ beeinflussen würde.
- Die Oberflächenverluste der Vergasungsreaktoren betragen 2 % der dem jeweiligen Vergasungsreaktor zugeführten Energieströme. Diese Annahme wird anhand von Recherche- und Messergebnissen getroffen und wurde von den Herstellern der Vergasungsreaktoren bestätigt.

- In dieser Arbeit wird mit den Gasmotoren der optimierten Vergasungsheizkraftwerke eine elektrische Leistung von $P_{el} = 2000 \text{ kW}$ bis 7700 kW erzeugt. Da die maximale Leistung der zurzeit verfügbaren Gasmotoren auf 3000 kW limitiert ist, werden ggf. mehrere Aggregate parallel betrieben. Im Leistungsbereich von $P_{el} = 2000 \text{ kW}$ bis 3000 kW besteht dabei keine Abhängigkeit zwischen der Leistung der Gasmotoren und dem erreichten Wirkungsgrad. Daher wird bei den vier optimierten VHKW ein einheitlicher elektrischer Wirkungsgrad von $P_{el}/(\dot{m}_{Reingas} \cdot H_{u, Reingas}) = 37,0 \%$ für die Gasmotoren angesetzt.
- Der elektrische Eigenbedarf beträgt beim Carbo-V-, beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW 5% und beim FICFB-VHKW 8% der erzeugten Bruttostromleistung. Aufgrund des Wirbelschichtvergasers des FICFB-VHKW wird ein etwas höherer elektrischer Eigenbedarf erwartet. Diese Annahmen wurden unter Absprache mit den Anlagenbetreibern getroffen. Da im EEG hohe Vergütungen garantiert werden, wird die gesamte erzeugte elektrische Bruttoarbeit ins Netz eingespeist. Der elektrische Eigenbedarf wird wiederum aus dem Netz bezogen. Daher beeinflusst der elektrische Eigenbedarf nur die Höhe der weiteren variablen Betriebskosten.
- Die Fernwärme wird mit einer Vorlauftemperatur von 363 K ausgekoppelt. Die Rücklauf-temperatur beträgt 333 K .
- Die Rauchgastemperatur im Schornstein beträgt mindestens 393 K .
- Die in einem Wärmetauscher mindestmögliche Temperaturdifferenz zwischen einem wärmeabgebenden und einem wärmeaufnehmenden Fluid beträgt 20 K . Nur in den Kondensatoren der Dampfturbinenanlage des optimierten Carbo-V-VHKW und der ORC-Anlage des FICFB-VHKW wird eine niedrigere Grädigkeit von 5 K bzw. 10 K angenommen.
- Bei der berechneten Stromausbeute der Heizkraftwerke wird angenommen, dass beim Betrieb eines Heizwerkes 90% der zugeführten Biomasseleistung als Nutzwärmeleistung aus der Anlage ausgekoppelt werden können.

Die optimierten VHKW sollen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme betrieben werden. In Abbildung 10.1 ist die auf den maximalen Nutzwärmebedarf bezogene geordnete Jahresdauerlinie des Wärmenetzes der Stadt Hamburg und eines lokalen Gewerbegebietes dargestellt [46] [58]. Zusätzlich ist der nach Gleichung 6.9 berechnete Verlauf einer geordneten Jahresdauerlinie aufgetragen (Annahme $b = 0,4$).

Da der Wärmebedarf eines Wärmenetzes stark von den lokalen Gegebenheiten (Kunden- und Wärmenutzungsstruktur) beeinflusst wird, kann keine exakte Vorhersage über den Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie getroffen werden. Um bei der Bewertung der optimierten Vergasungsheizkraftwerke einheitliche Randbedingungen zu gewährleisten, wird in dieser Arbeit der in Abbildung 10.1 dargestellte, berechnete Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie bei der Berechnung der aus den Vergasungsheizkraftwerken ausgekoppelten Nutzwärmeleistung zugrunde gelegt. So können die über das Jahr gemittelten Kennzahlen bestimmt werden.

Des Weiteren wird angenommen, dass die in den VHKW maximal erzeugte Nutzwärmeleistung 50% der im Wärmenetz maximal benötigten Wärmeleistung beträgt. So muss für 2016 Stunden ein Spitzenlastkessel zur Erzeugung der zusätzlich benötigten Wärmeleistung vorgesehen werden (siehe Abbildung 10.1). Der Spitzenlastkessel dient auch zur Deckung des Wärmebedarfs bei einem Ausfall des Heizkraftwerkes oder während der durchzuführenden Revisions- und Wartungsarbeiten. Bei der energetischen und ökonomischen Bewertung der VHKW mit den in Kapitel 11 aufgeführten Kennzahlen wird weder die zusätzliche Brennstoffwärmeleistung des

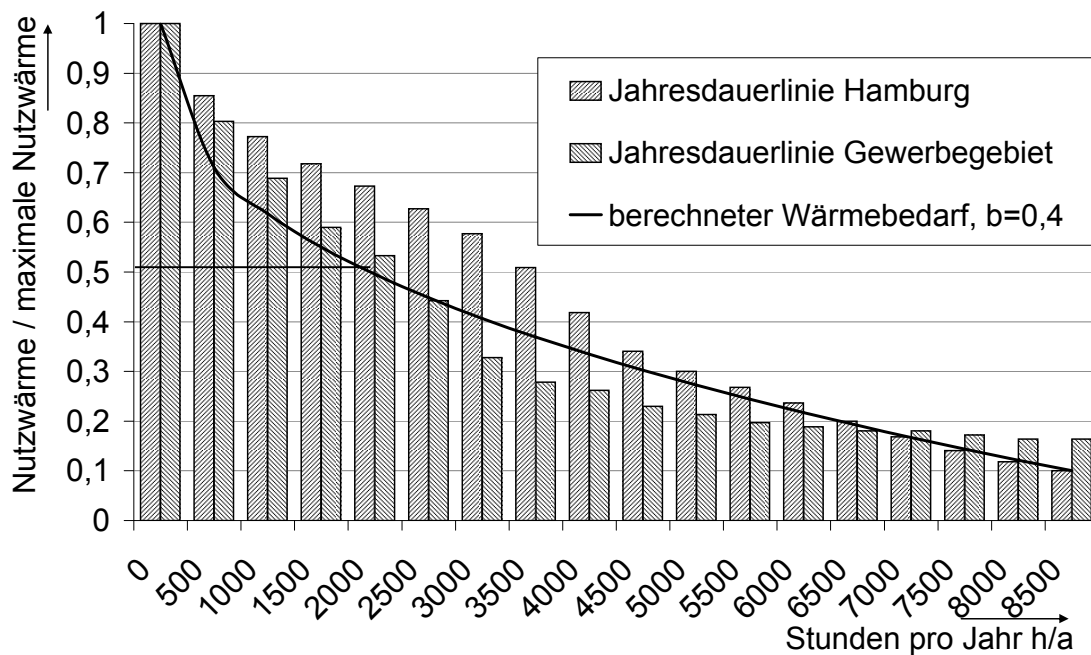


Abbildung 10.1: Auf den maximalen Nutzwärmebedarf bezogene geordnete Jahresdauerlinie des kumulierten Nutzwärmebedarfs in Hamburg und in einem Gewerbegebiet, nach Gleichung 6.9 berechneter Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie des Nutzwärmebedarfs

Spitzenlastkessels noch die darin erzeugte Nutzwärmeleistung berücksichtigt.

In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Vergasungsheizkraftwerke jährlich 7600 Stunden betrieben werden (siehe Kapitel 10.5). Da im EEG hohe Einspeisevergütungen für aus Biomasse erzeugten Strom festgelegt sind, resultieren die beim Betrieb der Anlage erzielten Einnahmen vorrangig aus dem Verkauf der erzeugten elektrischen Leistung. Daher ist es für einen wirtschaftlichen Betrieb zielführend, ganzjährig die maximal mögliche elektrische Leistung zu erzeugen. So wird im Folgenden angenommen, dass die optimierten Vergasungsheizkraftwerke jährlich über 7600 Stunden unter Volllast betrieben werden und die maximale elektrische Leistung erzeugt wird.

Da der elektrische Wirkungsgrad bei Vergasungsheizkraftwerken unabhängig von der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung konstant bleibt, können durch den zusätzlichen Verkauf von Nutzwärme die beim Betrieb der Anlagen erzielten Einnahmen erhöht werden. Daher wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass in den VHKW jährlich 7600 Stunden lang Nutzwärme entsprechend dem in Abbildung 10.1 dargestellten berechneten Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie erzeugt und verkauft wird. Wird in den VHKW mehr Nutzwärme erzeugt, als an das Wärmenetz abgegeben werden kann, wird die überschüssige Wärme an die Umgebung abgeführt. Dadurch verringert sich die KWK-Stromleistung und damit der sich nach dem EEG ergebende KWK-Zuschlag (siehe Gleichungen 7.11 bis 7.14).

10.2 Optimierte Verfahrenskonzepte

Nachfolgend werden die optimierten VHKW beschrieben und anhand der entwickelten Kennzahlen miteinander verglichen.

10.2.1 Zweistufiges Carbo-V-Vergasungsheizkraftwerk

Da das in Freiberg bestehende Carbo-V-VHKW weder energetisch noch ökonomisch optimiert ist, werden in einem optimierten Carbo-V-VHKW diverse verfahrens- und betriebstechnische Änderungen zur Anhebung der Wirkungsgrade und zur Senkung des spezifischen Investitionsaufwandes realisiert:

- Aufgrund der Anlagenkomplexität wird die elektrische Bruttoleistung eines ökonomisch optimierten Carbo-V-VHKW mit $P_{el, Brutto} = 10 \text{ MW}_{el}$ festgelegt, um den spezifischen Investitionsaufwand zu reduzieren.
- Zur Verminderung der Baugröße der Vergasungsreaktoren wird die Vergasung unter Druck vorgenommen. Der Verdichter der Vergasungsluft wird von einer Radialturbine angetrieben, in der das erzeugte Rohgas nach Kühlung und Entstaubung entspannt wird.
- Mit den Gasmotoren wird eine elektrische Leistung von $7775,8 \text{ kW}_{el}$ erzeugt. Daher müssen drei Gasmotoren parallel betrieben werden.
- Die Brennkammer des HTV wird mit Luft anstatt mit Sauerstoff betrieben. Daher beträgt die Temperatur in der Brennkammer 1450 K bis 1500 K . Diese Temperatur reicht aus, um die im Pyrolysegas vorhandenen Teere vollständig aufzuspalten, sodass weiterhin ein teerfreies Gas erzeugt wird. Durch die Reduktion der Brennkammertemperatur sinkt der durch die Kühlung der Brennkammer entstehende Wärmeverlust. Auch kann auf ein Quenchen des Rohgases vor dem Austritt aus dem HTV verzichtet werden, da die maximale Austrittstemperatur von 1200 K durch die Temperaturabnahme im HTV eingehalten wird.
- Da in Deutschland hohe Vergütungen für aus Biomasse erzeugten Strom gezahlt werden, wird die in der Anlage anfallende Wärme, die nicht in den Vergasungsprozess eingekoppelt werden kann, einer Dampfkraftanlage zur Stromerzeugung zugeführt.
- Nach Aussagen der Anlagenentwickler soll in einem optimierten Carbo-V-VHKW sowohl die dem NTV als auch die dem HTV zugeführte Vergasungsluft mit Rauchgas, welches durch Verbrennung von Erdgas erzeugt wird, im Luvo auf 770 K vorgewärmt werden.
- Das den Luvo verlassende Rauchgas wird mit dem Abgas des BHKW, aus dem zuvor Wärme zur Frischdampferzeugung ausgekoppelt wird, vermischt und zur Trocknung der Biomasse verwendet. Die Trocknung der Biomasse findet durch direkten Kontakt der Biomasse mit dem heißen Rauchgas statt. Damit dabei keine Pyrolysereaktionen ablaufen, muss die Rauchgastemperatur unter 470 K liegen (Kapitel 4.2.1).
- Alternativ wird im Rahmen dieser Arbeit auch untersucht, welche Wirkungsgrade in einer Anlage ohne Erdgasbrenner erreicht werden können.

Anlagenbeschreibung

In Abbildung 10.2 ist das Fließbild eines optimierten Carbo-V-VHKW dargestellt, in welchem die Vorwärmung der Vergasungsluft und die Trocknung der zugeführten 10 000 kg/h Holzhackschnitzel mit der oben genannten Variante der Erdgasverbrennung vorgenommen wird. Die bei der Verbrennung des Erdgases entstehenden heißen Rauchgase durchströmen den Luvo und werden dabei auf 620 K abgekühlt. Anschließend wird dem Rauchgasstrom das in einem Dampferzeuger bereits auf 450 K abgekühlte Motorabgas zugemischt. Im Trockner wird der Wassergehalt der Hackschnitzel auf 17,5 % reduziert. Das abgekühlte Rauchgas verlässt den Trockner mit 393 K und wird an die Umgebung abgeführt.

Die getrocknete Biomasse wird dem NTV über ein Schleusensystem zugeführt. Zusätzlich tritt ein Teil der 770 K heißen und auf 5 bar verdichteten Vergasungsluft in den NTV ein. Das im NTV entstehende Pyrolysegas wird in der Brennkammer des HTV verbrannt. Der im NTV erzeugte Pyrolysekoks wird aufgemahlen, unterhalb der Brennkammer in den HTV eingeblasen und mit dem heißen Gas aus der Brennkammer vergast. Die bei der Kühlung der Mäntel der Brennkammer und des HTV abgeführte Kühlleistung wird zur Erzeugung von Satttdampf (4 bar, 417 K) genutzt.

Das im HTV erzeugte Rohgas verlässt den Vergasungsreaktor mit 1193 K und wird in der anschließenden Gaskühlung auf 533 K abgekühlt. Die Wärme wird zur Erzeugung von überhitztem Dampf bei 20 bar und 673 K genutzt.

Bei der Vergasung des aufgemahlene Pyrolysekokes bleibt ein feiner, kohlenstoff- und aschehaltiger Staub zurück, der mit dem Rohgas als Flugstaub aus dem HTV ausgetragen wird. Dieser Flugstaub wird im Gewebefilter abgeschieden und zurück in die Brennkammer geführt. Dort wird der im Flugstaub vorhandene Kohlenstoff aufoxidiert und die Asche, bedingt durch die hohen Temperaturen, teilweise geschmolzen. Die flüssige Asche tropft aus der Brennkammer in ein am HTV-Boden befindliches Wasserbad, erstarrt und wird als feste Schlacke abgezogen.

Nach der Entstaubung im Gewebefilter wird das Rohgas in einer Turbine, die den Verdichter der Vergasungsluft antreibt, auf 1,1 bar entspannt. Anschließend durchströmt das 420 K heiße Rohgas eine Gaswäsche, um die im Rohgas vorhandenen Schwefel- und Chlorverbindungen abzuscheiden. Die in der Wäsche vom Rohgas abgegebene Wärme wird durch Kühlung des Waschwassers an die Umgebung abgeführt.

Mit dem Reingas werden in den drei motorischen BHKW $7775,8 \text{ kW}_{el}$ Strom und $3499,1 \text{ kW}_{th}$ Wärme erzeugt. Das die Motoren mit 730 K verlassende Abgas wird in einem Abhitzeessel bei der Erzeugung von Dampf (20 bar, 673 K) auf 450 K abgekühlt. Anschließend wird die Abgaswärme zur Trocknung der Holzhackschnitzel genutzt.

27,1 % der elektrischen Leistung werden in einer Dampfkraftanlage erzeugt. Um die Komplexität und damit den Investitionsaufwand der Dampfkraftanlage gering zu halten, wird auf eine regenerative Speisewasservorwärmung verzichtet und ein Kondensatordruck von 0,1 bar gewählt. Damit wird in der Dampfkraftanlage, welcher 52,7 % der Biomasse- und Erdgasleistung als Wärme zugeführt werden, eine elektrische Leistung von $2893,7 \text{ MW}_{el}$ mit einem auf die zugeführte Wärme bezogenen elektrischen Bruttowirkungsgrad von 19,4 % erzeugt.

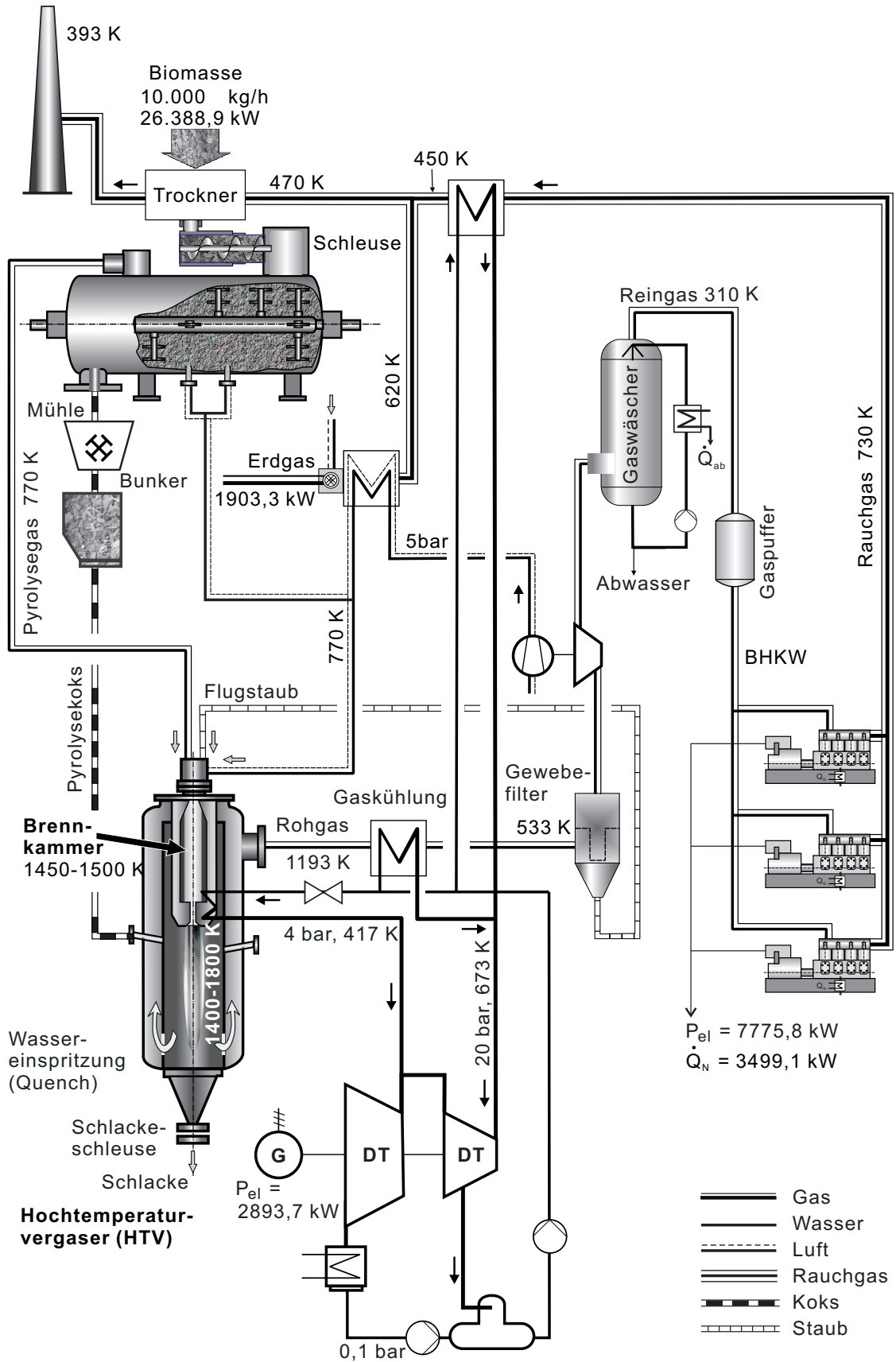


Abbildung 10.2: Fließbild eines optimierten Carbo-V-VHKW

Kennzahlen des optimierten Carbo-V-VHKW

Die wichtigsten Parameter und Kennzahlen des in Abbildung 10.2 dargestellten energetisch und ökonomisch optimierten Carbo-V-VHKW sind in Tabelle 10.1 aufgeführt und den in der bestehenden Versuchsanlage erreichten Werten gegenübergestellt.

Tabelle 10.1: Gemessene und berechnete Parameter und Kennzahlen der Versuchsanlage und eines optimierten Carbo-V-VHKW

Wert	Versuchsanlage	optimiertes Carbo-V-VHKW
Massenstrom Biomasse	175 kg/h	10000 kg/h
Biomasseleistung	836,1 kW	26388,9 kW
Erdgas	–	137,0 kg/h
Erdgasleistung	–	1903,3 kW
Vergasungsluft	57,3 kg/h	15060 kg/h
Verbrennungsluft BHKW	nicht betrieben	49564 kg/h
Rohgasaustrittstemperatur	1070 K	1193 K
Rohgastemperatur vor Wäsche	440 K	444 K
Reingastemperatur nach Wäsche	284 K	310 K
Lufttemperatur nach LuVo	nicht betrieben	770 K
Abwassermassenstrom	146,7 kg/h	1341,6 kg/h
Abgastemperatur n. Motor	nicht betrieben	730 K
Abgastemperatur Schornstein	nicht betrieben	393 K
$P_{el,Brutto}$	nicht betrieben	10669,5 kW
\dot{Q}_N	nicht betrieben	3499,1 kW
\ddot{Q}_N	nicht betrieben	2484,0 kW
$\eta_{el,Brutto} = \bar{\eta}_{el,Brutto}$	nicht betrieben	37,7 %
ω	nicht betrieben	50,1 %
$\bar{\omega}$	nicht betrieben	46,5 %
σ	nicht betrieben	304,9 %
$\bar{\sigma}$	nicht betrieben	429,5 %
η_{Gas}	48,7 %	70,3 %
ϵ_{Gas}	48,7 %	74,2 %
θ_{GA}	29,8 %	25,2 %

Das optimierte Carbo-V-VHKW erreicht einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = 37,7\%$. Obwohl nur 74,2 % der zugeführten Biomasse- und Erdgasleistung im Reingas chemisch gebunden werden, kann durch die zusätzlich zum Gasmotor betriebene Dampfkraftanlage, in welcher die in der Anlage anfallende Abwärme zur Stromerzeugung genutzt wird, dieser hohe elektrische Wirkungsgrad erreicht werden. Auf diese Weise wird im BHKW eine elektrische Leistung von $P_{el,BHKW} = 7775,8\text{ kW}$ und in der Dampfkraftanlage von $P_{el,D} = 2893,7\text{ kW}$ erzeugt.

Nutzwärme wird beim Betrieb des optimierten Carbo-V-VHKW ausschließlich aus den Kühlkreisläufen der BHKW ausgekoppelt. Weitere in der Anlage ausgekoppelte Wärmeleistungen werden zur Vergasungsluftvorwärmung, zur Trocknung der Biomasse und zur Stromerzeugung in der im Kondensationsbetrieb gefahrenen Dampfkraftanlage genutzt. Daher erreicht das Carbo-V-VHKW einen Brennstoffausnutzungsgrad von nur $\omega = 50,1\%$, der um 12,4 %-Punkte

über dem elektrischen Bruttowirkungsgrad liegt. Bei der in Kapitel 10.1 beschriebenen, saisonal schwankenden Nutzwärmeauskopplung beträgt der gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad sogar nur $\bar{\omega} = 46,5\%$.

Die Anlage erreicht einen Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 70,3\%$. Dieser liegt um 21,6 %-Punkte über dem der Versuchsanlage, da

- der gesamte, im NTV erzeugte Koks im HTV vergast wird und
- die Brennkammer mit Luft betrieben wird. Daher können die in der Versuchsanlage aufgetretenen Quench-, Kühl- und Abstrahlverluste der Brennkammer reduziert werden.

Durch Nutzung von Motorabgaswärme zur Trocknung der Biomasse wird eine Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 74,2\%$ erreicht, die um 3,9 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung liegt. Da zusätzlich zur Wärmeleistung, die zur Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt wird, keine weitere Wärme in den Vergasungsprozess eingebracht werden kann, ist eine weitere Anhebung der Effizienz der Vergasung nicht möglich.

In der Gaswäsche werden 6,8 % der Rohgasleistung als Wärme an die Umgebung abgeführt. Mit der zusätzlich aus dem Rohgas ausgekoppelten Wärmeleistung von 5900 kW, die der Dampfkraftanlage zugeführt wird, beträgt der Verlust der Gasaufbereitung $\theta_{GA} = 25,2\%$. Dieser liegt um 23,0 %-Punkte niedriger als in der Versuchsanlage, da die bei der Rohgaskühlung ausgekoppelte Wärme der Dampfkraftanlage zugeführt und nicht an die Umgebung abgegeben wird. Nur die in der Gaswäsche abgeführte Rohgaswärme wird nicht in der Funktionsgruppe der Vergasung oder der Stromerzeugung genutzt.

Die in dem in Abbildung 10.2 dargestellten Carbo-V-VHKW erzeugte elektrische Leistung wird nicht zu 100 % aus Biomasse hergestellt, da permanent Erdgas (7,2 % der Biomasseleistung) zur Luftvorwärmung und Biomassetrocknung verbrannt wird.

Verfahrensvariationen

In dem in Abbildung 10.2 dargestellten optimierten Carbo-V-VHKW wird die aus dem Rohgas und dem Rauchgas ausgekoppelte Wärme zur Trocknung der Biomasse, zur Vorwärmung der Vergasungsluft und zur Stromerzeugung in einer Dampfkraftanlage verwendet. Würde auf die Stromerzeugung in der Dampfkraftanlage verzichtet und die der Dampfkraftanlage zugeführte Wärme als Nutzwärme verkauft werden, würde die Nutzwärmeleistung auf $\dot{Q}_N = 18417,7\text{ kW}$ steigen und die elektrische Leistung auf $P_{el, Brutto} = 7775,8\text{ kW}$ sinken. Der Brennstoffausnutzungsgrad würde dann $\omega = 92,6\%$ und der elektrische Bruttowirkungsgrad $\eta_{el, Brutto} = 27,5\%$ betragen.

Alternativ könnte die Dampfkraftanlage auch im Gegendruck betrieben werden. Würde beispielsweise der Abdampfdruck auf 1,2 bar angehoben werden, könnte die im Kondensator abgeführte Wärme als Nutzwärme verkauft werden. Dadurch würde die in der Dampfkraftanlage erzeugte elektrische Leistung auf 1930,4 kW sinken. Dafür könnten jedoch aus dem Kondensator 10553,9 kW Nutzwärme ausgekoppelt werden, sodass die Anlage einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el, Brutto} = 34,3\%$ und einen Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 84,0\%$ erreichen würde. Daher ist diese Verfahrensvariante energetisch günstiger als die oben genannte erste Variante. Da nach Aussagen der Anlagenentwickler die Dampfturbine in einem zukünftigen, optimierten Carbo-V-VHKW im Kondensationsbetrieb gefahren werden soll, werden für die in

Kapitel 11 vorgenommene Bewertung die in Tabelle 10.1 aufgeführten Kennzahlen herangezogen. Mit einer Entnahme-Kondensationsturbine könnte die aus der Dampfkraftanlage ausgekoppelte Nutzwärme dem Wärmebedarf angepasst werden. Diese Verfahrensalternative wird in dieser Arbeit jedoch nicht weiter untersucht.

Wahlweise zu der in Abbildung 10.2 dargestellten Anlage könnte auch die Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt werden. Dazu würde das Rohgas zunächst die Vergasungsluft im Luvo auf 773 K aufwärmen, wobei die Rohgastemperatur von 1070 K auf 995 K abnimmt. Anschließend würden 2816,0 kW Wärme aus dem Rohgas zur Dampferzeugung ausgekoppelt werden. Dabei sinkt die Rohgastemperatur auf 678 K. Die im Rohgas verbliebene Wärme wird noch zur Erzeugung von 20000 kg/h heißer Trocknungsluft verwendet, sodass das Rohgas wie in der in Abbildung 10.2 dargestellten Anlage mit 533 K in die Turbine eintritt. Die 473 K heiße Trocknungsluft wird mit dem mit 450 K aus dem Abhitzeessel austretenden Abgas des BHKW vermischt und dem Biomassetrockner zugeführt. Bei der Trocknung der Biomasse kühlt das Rauchgas ab und verlässt die Anlage mit 393 K über den Kamin.

Durch diese Anlagenschaltung kann auf eine Verbrennung von Erdgas verzichtet werden. Der aus dem Rohgas ausgekoppelte Wärmestrom wird zurück in die Biomasseaufbereitung und den Vergasungsreaktor geführt, sodass der Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 70,3\%$ auf $\eta_{Gas} = 77,0\%$ und die Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 74,2\%$ auf $\epsilon_{Gas} = 79,6\%$ steigt. Der elektrisch Bruttowirkungsgrad bleibt mit $\eta_{el, Brutto} = 37,65\%$ nahezu unverändert, obwohl die in der Dampfkraftanlage erzeugte elektrische Leistung um 733 kW sinkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass auf die Verbrennung von 1903 kW Erdgas verzichtet werden kann. Ebenso bleibt der Brennstoffausnutzungsgrad mit $\omega = 50,9\%$ nahezu unverändert, da die im BHKW ausgekoppelte Wärmeleistung konstant bleibt.

10.2.2 Zweistufiges Viking-Vergasungsheizkraftwerk

Das an der Dänisch Technischen Universität errichtete Viking-VHKW wird zur Erprobung des Betriebs- und Langzeitverhaltens sowohl der einzelnen Aggregate als auch der gesamten Anlage über mehrere 1000 Stunden unterbrechungsfrei betrieben. Auch wenn bei der Auslegung und Errichtung der Versuchsanlage darauf geachtet wurde, bereits in der Versuchsanlage hohe Wirkungsgrade zu erreichen, werden in einem energetisch und ökonomisch optimierten Viking-VHKW weitere Optimierungsmaßnahmen realisiert:

- Damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich ist, muss zur Reduktion des spezifischen Investitionsaufwandes die elektrische Leistung des VHKW erhöht werden. In dieser Arbeit wird in Absprache mit den Anlagenentwicklern angenommen, dass in einem zukünftigen, optimierten Viking-VHKW eine elektrische Bruttogleistung von ca. $P_{el, Brutto} = 2 \text{ MW}_{el}$ erzeugt wird. Damit wird im optimierten Viking-VHKW eine 80-fach höhere Biomasseleistung als in der bestehenden Versuchsanlage umgesetzt.
- Die Pyrolyseschnecke wird mit Wärme aus dem Rohgas beheizt, sodass auf eine Aufheizung des Motorabgases verzichtet werden kann.
- Die Trocknung der Holzhackschnitzel findet in einer mit heißem Dampf durchströmten Schnecke statt. Durch den direkten Kontakt der Biomasse mit heißem Dampf wird ein hoher Wärmeübergang von dem wärmeabgebenden Dampf zur zu trocknenden Biomasse erreicht.

Daher kann die Baugröße im Vergleich zu einer von außen beheizten Schnecke, wie sie in der Versuchsanlage vorhanden ist, vermindert werden.

- Das Reingas wird in einem auf Schwachgas optimierten motorischen BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt.

Anlagenbeschreibung

In Abbildung 10.3 ist das Fließbild eines energetisch und ökonomisch optimierten Viking-VHKW dargestellt.

Die Trocknung der Biomasse findet in einer Schnecke statt, die im Gegenstrom zur Förderrichtung der Biomasse von überhitztem Wasserdampf (1 bar, 520 K) direkt durchströmt wird. Bedingt durch den Wärmebedarf für die Trocknung der Biomasse sinkt dabei die Dampftemperatur von 520 K auf 390 K ab. Der bei der Trocknung entstandene Wasserdampf wird mit der getrockneten Biomasse in den hinteren Teil der Schnecke geführt. Der Dampfmassenstrom, der bei der Trocknung der Biomasse abgekühlt ist, wird im mit Abgas beheizten Wärmetauscher WT4 wieder auf 520 K überhitzt und erneut der Schnecke zugeführt.

Im hinteren Teil der Schnecke findet die Pyrolyse der getrockneten Biomasse statt. Zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen durchströmt heißes Rohgas die Ummanntelung der Schnecke.

Das entstehende Pyrolysegas wird in der Brennkammer partiell oxidiert. Die dafür notwendige Luft wird im Luvo auf 563 K erhitzt. Zur Erzeugung eines teerfreien Reingases wird die Brennkammer bei einer Temperatur von 1370 K betrieben, sodass die im Pyrolysegas vorhandenen Teere sicher aufgespalten werden.

Der Pyrolysekoks fällt aus der Pyrolyseschnecke durch die Brennkammer auf ein darunter befindliches Koksbedt. Das aus der Brennkammer austretende, 1370 K heiße Gas durchströmt das Koksbedt. Dabei finden endotherme Reduktionsreaktionen am festen Kohlenstoff des Koksbedtes statt, sodass die Gastemperatur bis auf die Rohgasaustrittstemperatur von 1070 K abnimmt.

Das aus dem Vergasungsreaktor austretende Rohgas wird beim Durchströmen des Mantels der Pyrolyseschnecke von 1070 K auf 583 K, im Luvo auf 505 K und im Wärmetauschers WT1 auf 353 K abgekühlt und in einem Gewebefilter entstaubt. Nach einer weiteren Gaskühlung im WT2 auf 320 K, bei der ein Großteil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes auskondensiert, wird das Reingas im BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt.

Das aus dem BHKW austretende Abgas wird zur Überhitzung des Dampfes, der zur Trocknung der Biomasse verwendet wird, von 710 K auf 615 K abgekühlt. Im Wärmetauscher WT3 wird Nutzwärme ausgekoppelt, sodass das Abgas die Anlage mit 393 K über den Kamin verlässt.

Kennzahlen des optimierten Viking-VHKW

In Tabelle 10.2 sind die wesentlichen Parameter und Kennzahlen eines optimierten Viking-VHKW den bei der Begleitung des Betriebs der Viking-Versuchsanlage ermittelten Werten gegenübergestellt.

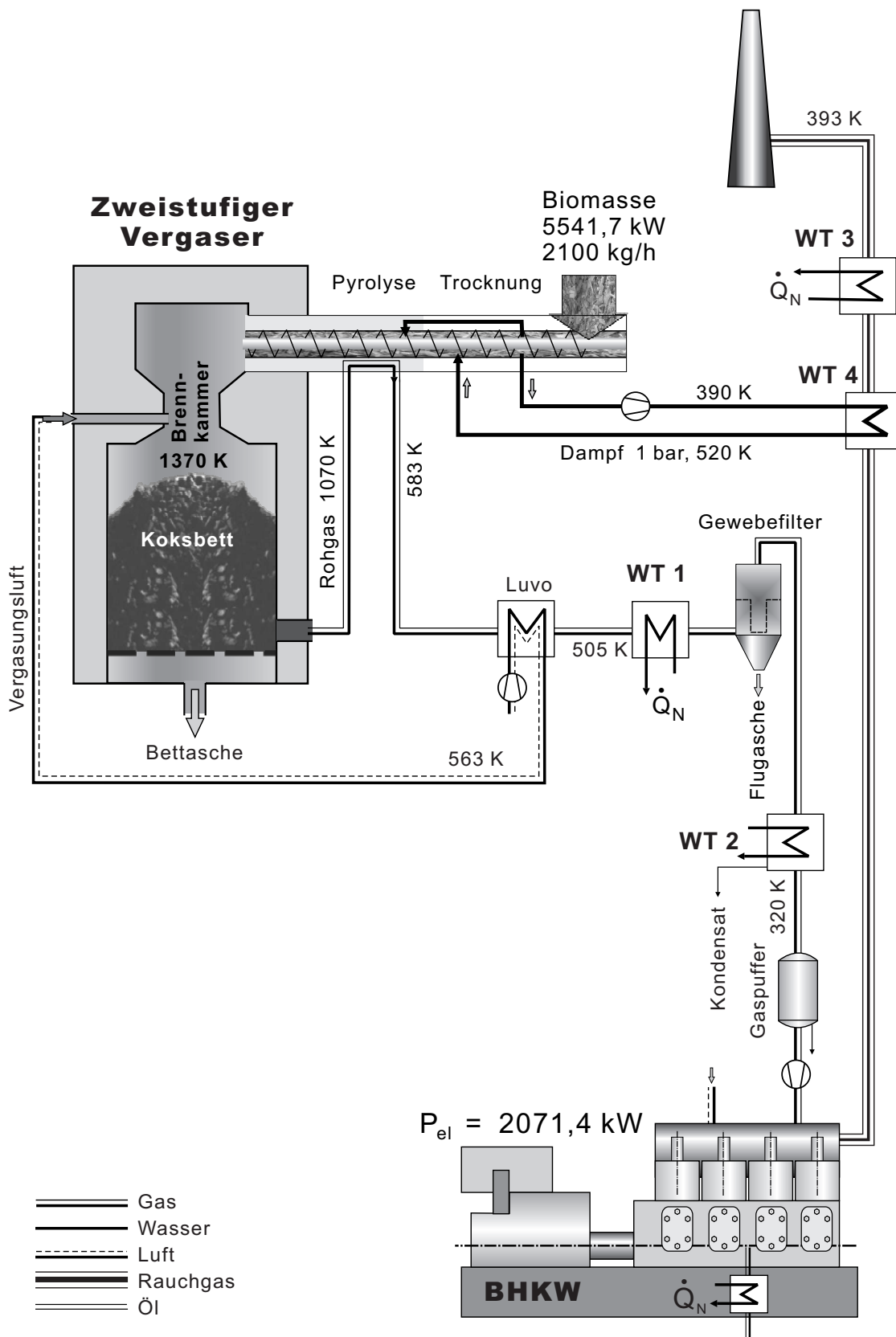


Abbildung 10.3: Fließbild des optimierten Viking-VHKW

Tabelle 10.2: Gemessene und berechnete Parameter und Kennzahlen der Versuchsanlage und des optimierten Viking-VHKW

Wert	Versuchsanlage	Optimiertes Viking-VHKW
Biomassestrom	22,0 kg/h	2100 kg/h
Biomasseleistung	68,4 kW	5541,7 kW
Vergasungsluft	20,5 kg/h	1730,0 kg/h
Verbrennungsluft	122,4 kg/h	13984,5 kg/h
Rohgasaustrittstemperatur	940 K	1070 K
Rohgastemperatur nach WT1 bzw. nach Pyrolyse	870 K	583 K
Rohgastemperatur nach LuVo	690 K	505 K
Lufttemperatur nach LuVo	860 K	563 K
$\dot{Q}_{Gaskühler}$	7,9 kW	243,9 kW
Abwassermassenstrom	4,7 kg/h	340,5 kg/h
Abgastemperatur n. Motor	870 K	710 K
Abgastemperatur Schornstein	380 K	393 K
$P_{el,Brutto}$	16,8 kW	2071,4 kW
\dot{Q}_N	30,9 kW	2673,8 kW
\dot{Q}_N	—	1897,9 kW
$\eta_{el,Brutto} = \bar{\eta}_{el,Brutto}$	24,6 %	37,4 %
ω	69,7 %	85,6 %
$\bar{\omega}$	—	71,6 %
σ	54,4 %	77,5 %
$\bar{\sigma}$	—	109,1 %
η_{Gas}	83,2 %	92,1 %
ϵ_{Gas}	93,3 %	100,9 %
θ_{GA}	9,3 %	5,3 %

Die elektrische Bruttogleistung von $P_{el,Brutto} = 2071,4 \text{ kW}$ wird mit einem elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = 37,4 \%$ erzeugt, sodass im Vergleich zur Versuchsanlage ein um 12,8 %-Punkte höherer elektrischer Bruttowirkungsgrad erreicht wird. Der Grund dafür ist, dass im optimierten VHKW ein auf Schwachgas optimiertes BHKW betrieben wird. In diesem Aggregat werden 37 % der mit dem Reingas zugeführten Gasleistung in elektrische Leistung umgewandelt. In der Versuchsanlage der DTU beträgt der elektrische Wirkungsgrad des BHKW ($P_{el}/(\dot{m}_{Rein} \cdot Hu_{Rein})$) nur 26,4 %. Auch wird im optimierten Viking-VHKW eine um 7,6 %-Punkte höhere Effizienz der Vergasung erreicht, sodass bezogen auf die eingesetzte Biomasseleistung dem BHKW eine höhere Reingasleistung zugeführt wird.

Zusätzlich zur erzeugten elektrischen Leistung wird eine Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_N = 2673,8 \text{ kW}$ erzeugt und damit ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 85,6 \%$ erreicht. Dieser liegt um 15,9 %-Punkte über dem der Versuchsanlage, da im Gegensatz zur Versuchsanlage die Kühlwasserwärme des BHKW nicht an die Umgebung abgeführt sondern zur Nutzwärmeerzeugung verwendet wird.

Durch die Nutzung von Rohgaswärme anstatt von Abgaswärme zur Beheizung der Pyrolyseschnecke wird im optimierten Viking-VHKW ein um 8,9 %-Punkte höherer Wirkungsgrad

der Vergasung von $\eta_{Gas} = 92,1\%$ erreicht. Dabei werden 73,2% der Wärme des aus dem Vergasungsreaktor austretenden Rohgases zum Beheizen der Pyrolyseschnecke und zur Vergasungsluftvorwärmung verwendet und zurück in den Vergasungsreaktor geführt. - in der Viking-Versuchsanlage sind dies nur 39,4%.

Im optimierten Viking-VHKW sinkt bei der Nutzwärmeauskopplung im WT1 die Rohgastemperatur auf 353 K. In der Versuchsanlage wird die Rohgaswärme nur bis zu einem Temperaturniveau von 380 K genutzt. Daher sinkt der Verlust der Gasaufbereitung von $\theta_{GA} = 9,3\%$ in der Versuchsanlage auf $\theta_{GA} = 5,3\%$ im optimierten Viking-VHKW.

Wie in Tabelle 10.2 dargestellt wird im optimierten Viking-VHKW eine Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 100,9\%$ erreicht, die 7,6%-Punkte höher als in der Versuchsanlage liegt. Dies ist auf den im optimierten VHKW zugrunde gelegten Wassergehalt von 40%, der bei der Viking-Versuchsanlage 34,3% betrug (Anhang A.2), zurückzuführen. Da die Effizienz der Vergasung das Verhältnis von Reingasleistung zur zugeführten Biomasseleistung darstellt und dabei die ggf. zur Trocknung der Biomasse verwendete Wärmeleistung nicht berücksichtigt wird, steigt in einem Viking-VHKW mit zunehmendem Wassergehalt der Biomasse die Effizienz der Vergasung.

Verfahrensvariationen

Der größte energetische Verlust entsteht beim Betrieb des optimierten Viking-VHKW durch die Abgabe des 393 K heißen Abgases an die Umgebung. Da diese Temperatur einheitlich für alle optimierten Vergasungsheizkraftwerke in Kapitel 10.1 festgelegt wird, ist eine Reduktion des Abgasverlustes nicht möglich.

6,6% der Biomasseleistung wird im Wärmetauscher WT2 an die Umgebung abgegeben. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus ist eine wirtschaftliche Nutzung dieser Wärme nicht möglich.

Somit besteht keine verfahrenstechnische Möglichkeit, die in der Anlage erreichten Wirkungsgrade weiter anzuheben, sodass keine weiteren Verfahrensvariationen untersucht werden. Eine Erhöhung des elektrischen Bruttowirkungsgrades und der Effizienz der Vergasung wäre nur durch den Einsatz von Biomasse mit einem höheren Wassergehalt möglich. Dieses wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht untersucht.

10.2.3 FICFB-Vergasungsheizkraftwerk

Beim FICFB-VHKW in Güssing handelt es sich um eine Demonstrationsanlage, welche mit einer elektrischen Bruttoleistung von $P_{el,Brutto} = 1673,7 \text{ kW}_{el}$ als Scale-up-Schritt vor dem Bau eines wirtschaftlichen FICFB-VHKW dient. Bei der Errichtung eines energetisch und ökonomisch optimierten FICFB-VHKW würden folgende Optimierungsmaßnahmen realisiert werden:

- Zur Reduktion des spezifischen Investitionsaufwandes wird die elektrische Bruttoleistung auf ca. $P_{el,Brutto} = 5 \text{ MW}$ angehoben.
- Zur Anhebung der Effizienz der Vergasung wird Wärme, die aus dem Motorabgas des BHKW ausgekoppelt wird, zur Trocknung der Biomasse auf einen Wassergehalt von 17,5%

verwendet. Daher findet ein Teil der Trocknung der Biomasse nicht mehr im Vergasungsreaktor statt, und es kann auf eine Verbrennung von Reingas in der Brennkammer zur Wärmebereitstellung verzichtet werden.

- Da die Wärme, die aus dem Rohgas, aus dem Abgas des BHKW und aus dem aus der Brennkammer austretenden Rauchgas ausgekoppelt wird, auf einem Temperaturniveau von bis zu 1120 K liegt, wird diese Wärme zur Stromerzeugung in einer ORC-Anlage (Organic Ranking Cycle) genutzt. Die ORC-Anlage wird dabei im Gegendruckbetrieb gefahren, sodass in der ORC-Anlage zusätzlich zur elektrischen Leistung Nutzwärme erzeugt wird.

Anlagenbeschreibung

Das Fließbild eines optimierten FICFB-VHKW ist in Abbildung 10.4 dargestellt. Auf eine detaillierte Darstellung der anlageninternen Wärmeein- und -auskopplungen zur Erzeugung des Vergasungsdampfes, zum Betrieb der ORC-Anlage und zur Nutzwärmeerzeugung wird verzichtet.

Der Wassergehalt der zugeführten Biomasse wird in einem Trockner, der von Abgas aus dem BHKW durchströmt wird, von 40 % auf 17 % reduziert. Das Abgas kühlt dabei von 493 K auf 393 K ab und verlässt anschließend die Anlage über den Kamin.

Nach der Trocknung wird die Biomasse im FICFB-Vergasungsreaktor bei 1150 K mit 673 K heißem Dampf vergast. Ein Teil des bei der Pyrolyse der Biomasse entstehenden Kokes wird am Reaktorboden abgezogen und mit dem teerbeladenen RME aus der Rohgaswäsche in der Brennkammer verbrannt. Dabei wird das Bettmaterial auf 1160 K erhitzt und erneut dem Vergasungsreaktor zugeführt.

Das den Vergasungsreaktor mit 1120 K verlassende Rohgas durchströmt einen Dampferzeuger mit Überhitzer, in dem 35,5 % des organischen Arbeitsmittels der ORC-Anlage verdampft und überhitzt (573 K, 20 bar) werden. Dabei kühlt das Rohgas auf 423 K ab, sodass bereits ein Teil der Teere in diesem Wärmetauscher kondensieren und mit dem Rohgasstrom mitgerissen werden.

Wie auch in der Demonstrationsanlage in Güssing wird das Rohgas in einem beschichteten, zweistraßig ausgeführten Gewebefilter entstaubt. Während in einem Filter sowohl der im Rohgas vorhandene Flugstaub als auch die durch die Rohgaskühlung kondensierten Teertropfen abgeschieden werden, wird das zweite Filter gereinigt und erneut beschichtet. Der im Filter abgeschiedene Flugstaub und Teer wird der Brennkammer zugeführt, sodass sowohl der im Flugstaub vorhandene Restkohlenstoff als auch die Teere verbrannt werden.

Die nach dem Filter im Rohgas noch vorhandenen Teere werden in einer nachfolgenden, mit RME betriebenen Wäsche soweit abgeschieden, dass der Partialdruck der im Gas verbleibenden Teere unter dem Sättigungsdruck liegt. Dabei sinkt die Rohgastemperatur auf 316 K ab, sodass auch ein Großteil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes kondensiert. Allerdings ist der Wasserdampfgehalt im Rohgas aufgrund der dem Vergasungsreaktor vorgeschalteten Trocknung geringer als in der Demonstrationsanlage, sodass das Verhältnis von Kondensatmassenstrom zu Biomassestrom von 36,0 % in der Demonstrationsanlage auf 27,7 % im optimierten FICFB-VHKW sinkt. Das am Boden der Wäsche aufgefangene Kondensat wird in einen Beruhigungstank geführt. Am Boden des Tanks wird eine Emulsion aus Wasser und Teerverbindungen abgezogen. Die Emulsion wird mit Wärme aus dem Rauchgas der Brennkammer verdampft. 98 % des Dampfes werden anschließend überhitzt und als Vergasungsdampf dem Vergasungsreaktor

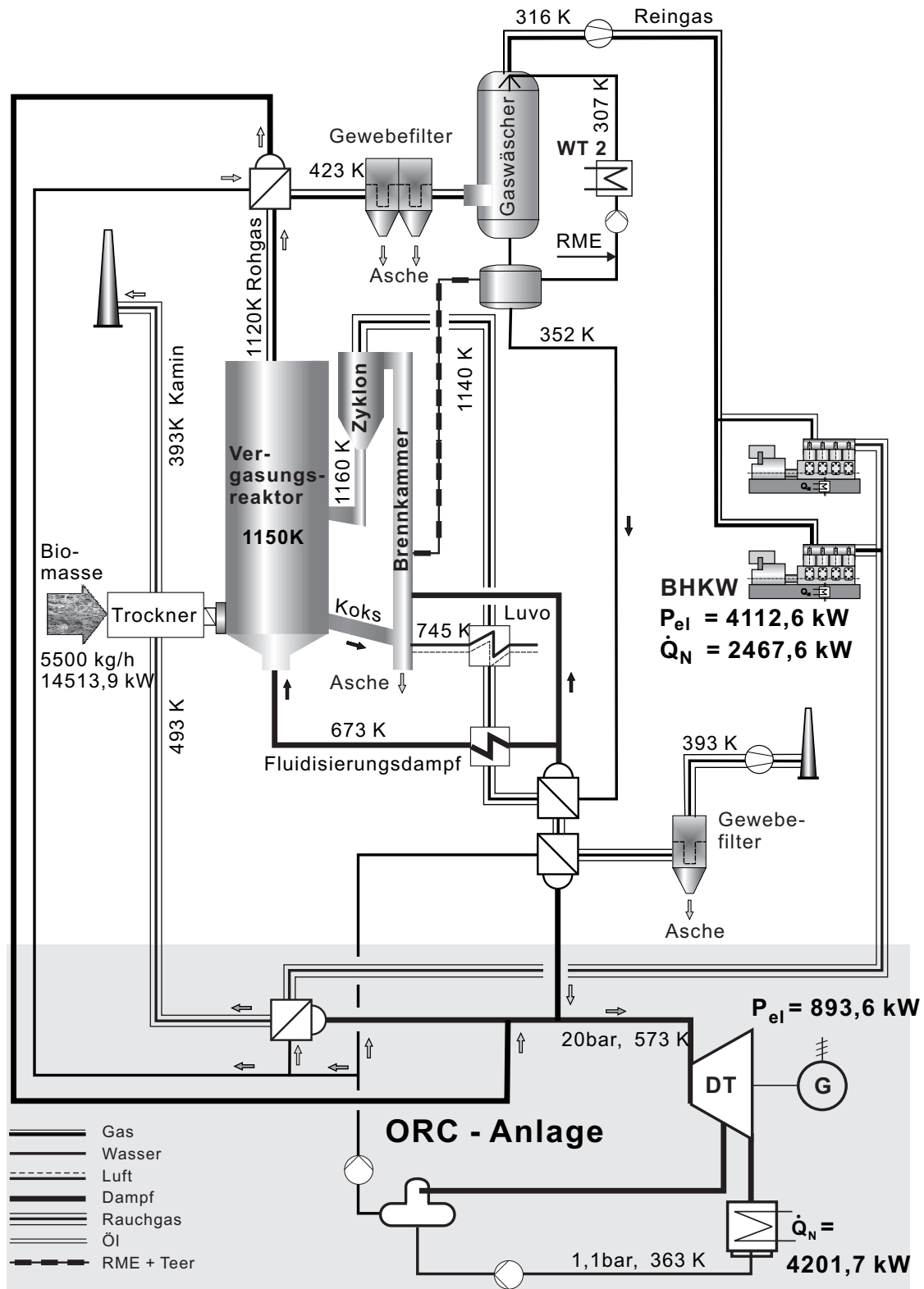


Abbildung 10.4: Fließbild des optimierten FICFB-VHKW

zugeführt. Der verbleibende Wasserdampf wird in der Brennkammer entsorgt.

Am Kopf des Beruhigungstanks wird teerbeladenes RME abgezogen und in der Brennkammer verbrannt. Das verbrauchte Waschmittel wird durch frisches RME ersetzt. Dabei wird das Verhältnis von ersetzttem RME zu zugeführter trockener Biomasse von $0,01 \text{ kg}_{RME}/\text{kg}_{Bio, tr}$, das aus den Messwerten der FICFB-Demonstrationsanlage bestimmt wurde, beibehalten, sodass dem optimierten FICFB-VHKW kontinuierlich $34,1 \text{ kg/h}$ RME zugeführt werden.

Das Reingas wird zur Stromerzeugung in zwei motorischen BHKW verbrannt, in denen eine elektrische Leistung von insgesamt $4112,6 \text{ kW}_{el}$ erzeugt wird. Die dabei entstehenden Abgase werden in einem Abhitzeessel, in dem das organische Arbeitsmittel der ORC-Anlage verdampft und auf 573 K überhitzt wird, auf 493 K abgekühlt. Bei der anschließenden Trocknung der Biomasse werden die Abgase weiter auf 393 K abgekühlt und verlassen die Anlage über den Kamin.

In der im Gegendruck betriebenen ORC-Anlage wird der im Rohgas- und Abgas-Dampferzeuger erzeugte Dampf des organischen Arbeitsmittels in einer Turbine entspannt. Neben der erzeugten elektrischen Leistung werden in einem Heizkondensator $4201,7 \text{ kW}_{th}$ Nutzwärme bei einem Kondensationsdruck von $1,1 \text{ bar}$ erzeugt.

Kennzahlen des optimierten FICFB-VHKW

Die wesentlichen Parameter und Kennzahlen des optimierten FICFB-VHKW sind in Tabelle 10.3 jenen der FICFB-Demonstrationsanlage gegenübergestellt.

Das in Abbildung 10.4 dargestellte FICFB-VHKW erzeugt eine elektrische Bruttoleistung von $P_{el} = 5006,2 \text{ kW}_{el, Brutto}$ bei einem elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el, Brutto} = 33,3 \%$. Dabei werden $82,2 \%$ der elektrischen Leistung im BHKW ($4112,6 \text{ kW}_{el}$) und $17,8 \%$ in der ORC-Anlage erzeugt ($893,6 \text{ kW}_{el}$). Zur Dampferzeugung für die ORC-Anlage werden bei der Kühlung des Rohgases und der Motorabgase $5124,4 \text{ kW}$ ausgekoppelt und der ORC-Anlage zugeführt. Dies entspricht $34,1 \%$ der Biomasse- und RME-Leistung. Die der ORC-Anlage zugeführte Leistung wird zu $17,4 \%$ in elektrische Leistung umgewandelt.

Aus der im Gegendruck betriebenen ORC-Anlage sowie durch Nutzung der Abwärme aus dem Wasser- und Ölkühlkreislauf der BHKW ($2467,6 \text{ kW}$) werden zusätzlich $\dot{Q}_N = 6669,3 \text{ kW}$ Nutzwärme erzeugt. Auf diese Weise erreicht das FICFB-VHKW einen Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 77,7 \%$. Bei der in Kapitel 10.1 beschriebenen schwankenden Nutzwärmeauskopplung beträgt der gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\omega} = 64,8 \%$.

Der Wirkungsgrad der Vergasung des optimierten FICFB-VHKW beträgt $\eta_{Gas} = 68,9 \%$ und liegt um $6,4 \%$ -Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung der FICFB-Demonstrationsanlage in Güssing. Dies wird durch die Vortrocknung der Biomasse mit Abgaswärme aus dem BHKW erreicht, durch welche der Wassergehalt der Biomasse auf $17,5 \%$ sinkt. Daher wird weniger Wasser im Vergasungsreaktor verdampft, sodass das Verhältnis von Rohgasmassenstrom zum zugeführten Biomassemassenstrom von $118,1 \%$ in der Demonstrationsanlage auf $92,7 \%$ im optimierten FICFB-VHKW sinkt. Durch den niedrigeren Wasserdampfgehalt im Rohgas und den gleichzeitig gestiegenen Heizwert des Rohgases nimmt das Verhältnis von im Rohgas gebundener Wärmeleistung zur gesamten Rohgasleistung ab. Daher wird ein höherer Anteil der

Tabelle 10.3: Gemessene und berechnete Parameter und Kennzahlen des VHKW in Güssing und des optimierten FICFB-VHKW

Wert	Demonstrationsanlage	Optimiertes FICFB-VHKW
Biomassestrom	2480 kg/h	5500 kg/h
Biomasseleistung	7957,6 kW	14513,9 kW
Massenstrom RME	23,5 kg/h	52,1 kg/h
Leistung RME	234,9 kW	521,0 kW
Rohgasaustrittstemperatur	1120 K	1120 K
Rohgastemperatur nach WT	423 K	423 K
Reingastemperatur nach Wäsche	316 K	310 K
Lufttemperatur nach LuVo	745 K	745 K
Kondensat	892,2 kg/h	1520,8 kg/h
Raughastemperatur Schornstein	406 K	393 K
$P_{el,Brutto}$	1673,7 kW	5006,2 kW
\dot{Q}_N	3989,8 kW	6669,3 kW
\dot{Q}_N	—	4734,5 kW
$\eta_{el,Brutto} = \bar{\eta}_{el, Brutto}$	20,4 %	33,3 %
ω	69,1 %	77,7 %
$\bar{\omega}$	—	64,8 %
σ	42,0 %	75,1 %
$\bar{\sigma}$	—	105,7 %
η_{Gas}	62,5 %	68,9 %
ϵ_{Gas}	62,5 %	73,9 %
θ_{GA}	20,1 %	16,4 %

Biomasseleistung im Rohgas chemisch gebunden, sodass der Wirkungsgrad der Vergasung steigt.

Die Effizienz der Vergasung des optimierten FICFB-VHKW liegt mit $\epsilon_{Gas} = 73,9\%$ um 11,4 %-Punkte über jener der Demonstrationsanlage, da durch die Vortrocknung der Biomasse mit Abgas aus dem BHKW der Biomasseaufbereitung 1080,8 kW Leistung zugeführt werden. Diese wird jedoch bei der Berechnung der Effizienz der Vergasung nicht berücksichtigt.

Hinsichtlich des Verlustes der Gasaufbereitung beträgt im optimierten FICFB-VHKW die chemisch gebundene Reingasleistung 11104,1 kW. Mit den Teeren werden 653,5 kW aus dem Rohgas abgeschieden und zurück in die Brennkammer des Vergasungsreaktors geführt. Damit werden 83,6 % der Rohgasleistung dem motorischen BHKW bzw. dem Vergasungsreaktor zugeführt. So berechnet sich der Verlust der Gasaufbereitung des optimierten FICFB-VHKW nach Gleichung 6.24 zu $\theta_{GA} = 16,4\%$. Damit ist der Verlust der Gasaufbereitung gegenüber der Demonstrationsanlage in Güssing um 3,7 %-Punkte gefallen. Das ist insbesondere darauf zurück zu führen, dass in der Demonstrationsanlage 23,9 % des erzeugten Reingases zurück in die Brennkammer des Vergasungsreaktors geführt und dort verbrannt werden. Da die der Brennkammer zugeführten Leistungen nur zu 84,0 % zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden, werden 16 % der zurückgeführten Reingasleistung aus dem Vergasungsprozess ausgetragen. Dieser Verlust entsteht im optimierten FICFB-VHKW nicht, da auf eine Rückführung von Reingas aufgrund der Vortrocknung der Biomasse verzichtet werden kann.

Verfahrensvariationen

Würde die gesamte in der Vergasungsanlage mit nachgeschaltetem BHKW entstehende Wärme als Nutzwärme ausgekoppelt und nicht teilweise der ORC-Anlage zugeführt werden, würde bei nahezu gleichem Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 77,8\%$ der elektrische Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = 33,3\%$ auf $\eta_{el,Brutto} = 27,4\%$ sinken, sodass dies keine Prozessverbesserung darstellen würde.

Alternativ zur Trocknung der Biomasse mit Abgaswärme könnte dies mit Rohgaswärme erfolgen. Dazu würde beispielsweise Umgebungsluft in einem Rohgas-Wärmetauscher auf 473 K erhitzt werden, den Trockner durchströmen und anschließend wieder an die Umgebung abgegeben werden. Da die Temperatur der den Trockner verlassenden Luft über der Umgebungstemperatur liegen muss, entstehen bei dieser Alternative jedoch zusätzliche Wärmeverluste. Daher stellt auch diese Variante keine Prozessverbesserung dar.

10.2.4 Gegenstrom-Vergasungsheizkraftwerk

Das Gegenstrom-VHKW in Harbøre ist weitestgehend optimiert und wird wirtschaftlich betrieben. Bei einer zukünftigen Anlage würden keine wesentlichen technischen Veränderungen vorgenommen werden. Da der bestehende Gleichstromvergasungsreaktor mit einer Biomasseleistung von maximal 10 MW_{th} stabil betrieben werden kann, wird im Folgenden eine Biomasseleistung von 9 MW_{th} als Auslegungsgröße für ein optimiertes Gegenstrom-VHKW angenommen. Außerdem wird, um den Investitionsaufwand zu senken, im Gegensatz zur bestehenden Anlage in Harbøre nur ein BHKW in die Anlage integriert.

Anlagenbeschreibung

Ein Fließbild des optimierten Gegenstrom-VHKW ist in Abbildung 10.5 dargestellt.

Die Holzhackschnitzel werden ohne weitere Trocknung im Gegenstromvergasungsreaktor des VHKW vergast. Die dem Vergasungsreaktor zugeführte Vergasungsluft wird mit Motorabgas auf 466 K erhitzt. Das erzeugte Rohgas verlässt den Vergasungsreaktor mit 356 K und wird im Wärmetauscher WT1 auf 310 K abgekühlt. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus wird die dabei ausgekoppelte Wärme an die Umgebung abgegeben. Durch die Rohgaskühlung kondensieren die im Rohgas vorhandenen Teere und ein Teil des Wasserdampfes. Im nachfolgenden Elektrofilter werden sowohl die im Rohgas vorhandenen Staubpartikel als auch die gebildeten Teer- und Wassertropfen abgeschieden. Aus dem abgeschiedenen Kondensat werden in einem Beruhigungstank die Teere mit mehr zehn Kohlenstoffatomen abgetrennt, in einen separaten Tank gepumpt und können zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt werden. Die Emulsion aus Wasser und Teeren mit weniger als zehn Kohlenstoffatomen wird einer Abwasseraufbereitung zugeführt, deren Funktion bereits im bestehenden VHKW in Harbøre nachgewiesen wurde (Kapitel 9.1.4).

Das Reingas wird im BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt. Ein Teil der Motorabgaswärme wird wie beschrieben zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt.

Kennzahlen des optimierten Gegenstrom-VHKW

Die wesentlichen Parameter und Kennzahlen des optimierten Gegenstrom-VHKW sind in Tabelle 10.4 den Werten der Versuchsanlage gegenübergestellt.

Tabelle 10.4: Gemessene und berechnete Parameter und Kennzahlen der Demonstrationsanlage in Harbøre- und des optimierten Gegenstrom-VHKW

Wert	Demonstrationsanlage	Optimiertes Gegenstrom-VHKW
Biomassestrom	1350,1 kg/h	3400 kg/h
Biomasseleistung	3326,3 kW	8972,2 kW
Vergasungsluft	1094,4 kg/h	3400 kg/h
Rohgasaustrittstemperatur	350 K	356 K
Reingastemperatur	310 K	310 K
Abwassermassenstrom	674,9 kg/h	1581,9 kg/h
Teer	95,9 kg/h	232,4 kg/h
Abgastemperatur n. Motor	740-760 K	680 K
Rauchgastemperatur Schornstein	373 K	393 K
$P_{el,Brutto}$	819,4 kW	2506,5 kW
\dot{Q}_N	1736,6 kW	2879,4 kW
\dot{Q}_N	—	3439,5 kW
$\eta_{el,Brutto} = \bar{\eta}_{el,Brutto}$	24,6 %	27,9 %
ω	76,8 %	60,0 %
$\bar{\omega}$	—	66,3 %
σ	47,2 %	87,0 %
$\bar{\sigma}$	—	72,9 %
η_{Gas}	76,1 %	73,8 %
ϵ_{Gas}	77,4 %	75,4 %
θ_{GA}	28,8 %	28,8 %

Das optimierte Gegenstrom-VHKW erzeugt eine elektrische Bruttoleistung von $P_{el} = 2506,5 \text{ kW}_{el}$ bei einem elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = 27,9 \%$. Die Anhebung des elektrischen Bruttowirkungsgrades um 3,3 %-Punkte gegenüber der Demonstrationsanlage ($\eta_{el,Brutto} = 24,6 \%$) gelingt durch die Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades der BHKW. So wurde in der Demonstrationsanlage in Harbøre ein elektrischer Wirkungsgrad der BHKW von nur 31,8 % gemessen, der durch den Teillastbetrieb der BHKW entstand. Bei der Stromerzeugung mit modernen Schwachgas-BHKW werden Wirkungsgrade von 37 % erreicht.

Zusätzlich können 2879,4 kW als Nutzwärme ausgekoppelt werden. Die Vor- und Rücklauf-temperatur der Fernwärmeauskopplung betragen bei der Begleitung des Anlagenbetriebs des Gegenstrom-VHKW in Harbøre 318/343 K. Im optimierten Gegenstrom-VHKW beträgt das Temperaturniveau des Heizwassers 333/363 K, sodass die Rohgaswärme nicht zur Nutzwärmeerzeugung verwendet werden kann. Da zusätzlich die Temperatur im Kamin im Vergleich zu der Anlage in Harbøre von 373 K auf 393 K angehoben wird, sinkt der Brennstoffausnutzungsgrad auf $\omega = 60,0 \%$.

Beim Betrieb des optimierten Gegenstrom-VHKW werden in der Gasaufbereitung kontinuierlich 232,4 kg/h Teer abgeschieden. Die Leistung der Teere mit mehr als zehn Kohlenstoffatomen, die

in einem Tank gespeichert und diskontinuierlich verbrannt werden, beträgt 1087,9 kW. Bei einer jährlichen Betriebsdauer des VHKW von 7600 Stunden und einem Kesselwirkungsgrad von 90 % können mit den im Tank gespeicherten Teeren maximal 7441,2 MWh Wärme erzeugt werden.

Beträgt, wie in Kapitel 10.1 vorgegeben, die im Vergasungsheizkraftwerke erzeugte Nutzwärmeleistung 50 % der im Wärmenetz maximal benötigten Wärmeleistung, wird die im VHKW und im Spitzenlastkessel erzeugte Nutzwärme durch Integration von Gleichung 6.9 über 8760 Stunden zu 18027,6 MWh berechnet. Davon werden 15534,6 MWh im VHKW und 2493,0 MWh im Spitzenlastkessel erzeugt. Da mit den im Tank gespeicherten Teeren 7441,2 MWh Wärme erzeugt werden können, würden 66,5 % der Teere nicht zur Nutzwärmeerzeugung im Spitzenlastkessel verbrannt werden. Daher wird bei der Berechnung der gemittelten Kennzahlen davon ausgegangen, dass die im Vergasungsheizkraftwerk erzeugte Nutzwärmeleistung nur 34,5 % der im Wärmenetz maximal benötigten Wärmeleistung beträgt. Dadurch werden im Spitzenlastkessel 7405,2 MWh Wärme erzeugt und somit die gesamte in den zwischengespeicherten Teeren gebundene Leistung genutzt.

Auch die im Vergasungsheizkraftwerk maximal erzeugte Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_N = 2879,4 \text{ kW}$ wird nun über 3964 Stunden anstatt über 2016 Stunden (Kapitel 10.1) vollständig an das Fernwärmenetz abgegeben. Daher steigt die im VHKW jährlich erzeugte Wärmemenge von 15534,6 MWh auf 18734,8 MWh. Wird zusätzlich die im Spitzenlastkessel erzeugte Wärme berücksichtigt, beträgt die an das Wärmenetz abgegebene Wärme 26140,0 MWh.

Da die im Spitzenlastkessel verbrannten Teere beim Betrieb des VHKW erzeugt werden, wird bei der Berechnung der gemittelten Nutzwärmeleistung die in der gesamten Anlage jährlich erzeugte Wärmemenge von 26140,0 MWh zugrunde gelegt. Die jährlich gemittelte Nutzwärmeleistung des optimierten VHKW beträgt somit $\dot{Q}_N = 3439,5 \text{ kW}$ (bezogen auf 7600 Stunden) und es wird ein gemittelter Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 66,3 \%$ erreicht.

Im VHKW in Harbøre wurde während der Begleitung des Anlagenbetriebs Biomasse mit einem Wassergehalt von 42 % vergast. Bei der Berechnung der Kennzahlen der optimierten Vergasungsheizkraftwerke wird davon ausgegangen, dass der Wassergehalt der Biomasse 40 % beträgt (Kapitel 10.1). Mit sinkendem Wassergehalt steigt die Rohgasaustrittstemperatur des Gegenstromvergasungsreaktors, da weniger Wärme zur Trocknung der Biomasse benötigt und so aus dem die Pyrolysezone verlassenden Gas ausgekoppelt wird. Da die Rohgaswärme nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt wird und bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung nicht berücksichtigt wird, erreicht das optimierte Gegenstrom-VHKW mit $\eta_{Gas} = 73,8 \%$ ein um 2,3 %-Punkte niedrigeren Wirkungsgrad der Vergasung als das VHKW in Harbøre.

Mit sinkendem Wirkungsgrad der Vergasung nimmt auch die Effizienz der Vergasung ab. Daher erreicht das optimierte Gegenstrom-VHKW nur eine Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 75,4 \%$, die um 2 %-Punkte niedriger als im VHKW in Harbøre liegt.

Der Verlust der Gasaufbereitung der bestehenden Anlage in Harbøre und des optimierten Gegenstrom-VHKW ist mit $\theta_{GA} = 28,8 \%$ identisch, da in der optimierten Anlage keine Prozessveränderungen realisiert werden, die zu einer Änderung dieses Verlustes führen.

Verfahrensvariationen

Eine Steigerung des Wirkungsgrades und der Effizienz der Vergasung wäre durch eine Wiedereinkopplung der in den schweren Teeren gespeicherten Leistung in den Vergasungsreaktor möglich. Dazu müssten die schweren Teere im Bereich des Vergasungsreaktors, in dem die Oxidationsreaktionen ablaufen, verbrannt werden. Auf diese Weise würde ein Teil der Wärme, die bei der Oxidation der Biomasse zur Deckung des Energiebedarfs der nachfolgenden endothermen Vergasungsreaktionen erzeugt wird, substituiert werden. Die Gasleistung und damit auch der Wirkungsgrad und die Effizienz der Vergasung würden steigen. Da diese Prozessveränderung bislang weder technisch erprobt wurde, noch die Veränderung der Gaszusammensetzung oder der Rohgasaustrittstemperatur bekannt sind, können keine Aussagen über die in einer solchen Anlage erreichbaren Wirkungsgrade getroffen werden. Weitere Verfahrensvariationen zur Verbesserung der im optimierten VHKW erreichten Wirkungsgrade sind zurzeit nicht erkennbar.

Aufbauend auf den Kennzahlen der in diesem Kapitel beschriebenen Vergasungsheizkraftwerke erfolgt in Kapitel 11.1 die energetische Bewertung dieser Anlagen.

10.3 Risiken bei der Errichtung der optimierten Vergasungsheizkraftwerke

Wie in Kapitel 5.2 beschrieben, konnten in der Vergangenheit diverse Vergasungsheizkraftwerke aufgrund technischer Schwierigkeiten einzelner Aggregate nicht dauerhaft und damit auch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Daher wurden während der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Messungen an den bestehenden Vergasungsheizkraftwerken die Anlagen auch hinsichtlich der Betriebsstabilität und Funktionalität aller Aggregate einzeln und miteinander betrachtet. In den Simulationsmodellen der optimierten Vergasungsheizkraftwerke sind ausschließlich Komponenten abgebildet, welche bereits in bestehenden Versuchsanlagen erprobt wurden. Werden zur energetischen Optimierung in den Modellen zusätzliche Aggregate integriert, werden dafür wiederum nur bereits erprobte und bewährte Bauteile verwendet. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die in dieser Arbeit entwickelten Verfahrenskonzepte stabil und dauerhaft betrieben werden können.

Allerdings wird den in Kapitel 10.2.1 bis 10.2.4 beschriebenen optimierten Vergasungsheizkraftwerken eine höhere Biomasseleistung als den entsprechenden Versuchs- bzw. Demonstrationsanlagen zugeführt. So beträgt das Verhältnis der Biomasseleistung des optimierten FIFCB- bzw. Gegenstrom-VHKW zur Biomasseleistung der entsprechenden Demonstrationsanlage 1,8 bzw. 2,7. Beim Carbo-V-VHKW liegt das Verhältnis bei 31,6 und beim Viking-VHKW sogar bei 81,0. Ob die Erhöhung der Leistung um den Faktor 31,6 bzw. 81,0 problemlos zu realisieren ist, konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden. Daher sollte vor dem Bau eines zukünftigen Carbo-V- bzw. Viking-VHKW die Leistungserhöhung der Vergasungsreaktoren in einem weiteren Zwischenschritt erprobt werden.

Auch die Druckaufladung der NTV- und HTV-Vergasungsreaktoren des Carbo-V-VHKW wurde bisher nicht erprobt. Da es in der Vergangenheit immer wieder zu Schwierigkeiten beim Betrieb von druckaufgeladenen Vergasungsreaktoren gekommen ist, bedarf es vor der Errichtung des in Kapitel 10.2.1 beschriebenen Carbo-V-VHKW einer entsprechenden Erprobung.

Um in Deutschland ein VHKW dauerhaft betreiben zu dürfen, müssen die gesetzlichen Emissionsvorschriften eingehalten werden (Kapitel 9.2.5). Durch den Magerbetrieb der Gasmotoren werden die NO_x -Emissionsgrenzwerte von $500 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\% \text{O}_2}$ und die SO_2 -Emissionsgrenzwerte von $350 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\% \text{O}_2}$ sicher eingehalten. Weiterhin ist zu erwarten, dass die CO -Emissionsgrenzwerte von $650 \text{ mg/m}^3(\text{i.N.})_{5\% \text{O}_2}$ durch die Nachbehandlung der Motorabgase in einem Oxidationskatalysator eingehalten werden können. Dies wurde im FICFB- und im Gegenstrom-VHKW erfolgreich demonstriert.

10.4 Beschreibung eines Biomasse-Dampfheizkraftwerkes

In Deutschland werden zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus fester, holzartiger Biomasse zurzeit ausschließlich Dampfheizkraftwerke (DHKW) betrieben. Damit Vergasungsheizkraftwerke zukünftig zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden, muss gezeigt werden, dass deren Betrieb gegenüber den bestehenden Dampfheizkraftwerken energetisch vorteilhaft und zudem rentabel ist. Daher wird im Folgenden das Dampfheizkraftwerk Demmin beschrieben und die bei seinem Betrieb erreichten Wirkungsgrade aufgeführt. Dieses DHKW erzeugt im Kondensationsbetrieb eine elektrische Bruttoleistung von maximal $5000,0 \text{ kW}_{el}$ und liegt damit im Leistungsbereich der in Kapitel 10.2 beschriebenen optimierten Vergasungsheizkraftwerke.

Anlagenbeschreibung

Das Dampfheizkraftwerk Demmin wurde im Juni 1999 in Mecklenburg-Vorpommern in Betrieb genommen (Abbildung 10.6). Als Brennstoff sind naturbelassenes Holz und Altholz der Klasse I und II zugelassen.

Die Verbrennung der Biomasse findet im Dampfheizkraftwerk in zwei Verbrennungslinien mit einer Feuerungswärmeleistung von je maximal $12,5 \text{ MW}_{th}$ statt. Die Holzhackschnitzel werden über einen Stößelmechanismus auf einen Vorschub-Plattenrost befördert und verbrennen mit der von unten zugeführten Primärluft. Zur NO_x -Emissionsreduzierung wird rezirkuliertes Rauchgas zwischen die Rostbahnen zugegeben. Auch trägt die Stufung der Luft mit der oberhalb des Rostes zugegebenen Sekundärluft zur NO_x -Minderung bei. Durch den nachfolgenden zweizügigen, ungekühlten Feuerraum ergeben sich bei Rauchgastemperaturen von 1170 K bis 1270 K Rauchgasverweilzeiten von mehr als $2,5 \text{ s}$, sodass ein guter Ausbrand und niedrige CO -Emissionen erreicht werden.

Im nachgeschalteten, dreizügigen Kessel wird der Frischdampf für die Dampfturbine erzeugt. Dazu durchströmt das Rauchgas zunächst den ersten aus Membranwänden bestehenden Leerzug und kühlt auf 1020 K ab. In den nachfolgenden zwei Zügen, in denen sich die Konvektionsheizflächen und der Economiser befinden, sinkt die Rauchgastemperatur auf 450 K bis 490 K ab.

Nach der Entstaubung in einem Zyklon und einem nachfolgenden Gewebefilter werden die Rauchgase über das Saugzuggebläse dem Schornstein zugeführt und an die Umgebung abgegeben. Die in der Rauchgasreinigung abgeschiedenen Stäube werden mit der Rostasche vermischt und als Bauzuschlagsstoff weiterverwendet.

reiner Stromerzeugung, bei maximaler Wärmeauskopplung und die gemittelten Kennzahlen bei saisonal schwankender Nutzwärmeauskopplung aufgeführt.

Tabelle 10.5: Parameter und Kennzahlen des DHKW Demmin

Wert	reine Stromerzeugung	maximale Wärmeerzeugung	gemittelte Werte bei schwankender Nutzwärmeauskopplung
Biomassestrom	7191,2 kg/h	7191,2 kg/h	7191,2 kg/h
Biomasseleistung	18976,8 kW	18976,8 kW	18976,8 kW
T Kamin	393 K	393 K	393 K
$P_{el,Brutto}$	5000,0 kW	3213,8 kW	$\bar{P}_{el,Brutto} = 3732,0$ kW
\dot{Q}_N	0 kW	13493,5 kW	$\bar{\dot{Q}}_N = 9578,9$ kW
$\eta_{el,Brutto}$	26,3 %	16,9 %	$\bar{\eta}_{el,Brutto} = 19,7$ %
ω	26,3 %	88,0 %	$\bar{\omega} = 70,1$ %
σ	∞	23,8 %	$\bar{\sigma} = 39,0$ %

Wie in Kapitel 10.1 erläutert, wird angenommen, dass beim Betrieb der Heizkraftwerke die Biomasseleistung unabhängig vom Nutzwärmebedarf konstant gehalten wird. Da mit steigendem Nutzwärmebedarf die Entnahmedampfmenge zunimmt, sinkt gleichzeitig die elektrische Leistung des an die Dampfturbine angekuppelten Generators. In Anhang B sind die wesentlichen Drücke, Temperaturen und Massenströme von vier Lastfällen mit unterschiedlicher Wärmeauskopplung aufgeführt.

Deckt das Dampfheizkraftwerk wie in Kapitel 10.1 beschrieben den Wärmebedarf eines lokalen Wärmenetzes ab, beträgt die gemittelte Nutzwärmeleistung $\bar{\dot{Q}}_N = 9578,9$ kW und die gemittelte elektrische Bruttoleistung $\bar{P}_{el,Brutto} = 3732,0$ kW. Damit erreicht die Anlage einen gemittelten elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el,Brutto} = 19,7$ % und einen Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 70,1$ %.

In Abbildung 10.7 wird die erzeugte elektrische Bruttoleistung für vier Lastfälle mit variabler Nutzwärmeleistung der Biomasseleistung gegenübergestellt. Der dabei jeweils erreichte elektrische Bruttowirkungsgrad und der Brennstoffausnutzungsgrad sind in Abbildung 10.8 dargestellt.

Wie in Abbildung 10.7 dargestellt, sinkt bei konstanter Biomasseleistung die erzeugte elektrische Bruttoleistung mit steigender Nutzwärmeauskopplung. Daher wird im reinen Kondensationsbetrieb bei einer zugeführten Biomasseleistung von 18976,8 kW eine elektrische Bruttoleistung von $P_{el,Brutto} = 5000,0$ kW erzeugt. Durch Anhebung der ausgekuppelten Nutzwärmeleistung auf bis zu maximal $\dot{Q}_N = 13493,5$ kW sinkt die elektrische Bruttoleistung auf $P_{el,Brutto} = 3213,8$ kW ab.

Im Kondensationsbetrieb erreicht das Dampfheizkraftwerk Demmin einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = \omega = 26,3$ %. Durch zusätzliche Nutzwärmeerzeugung steigt bei sinkendem elektrischen Bruttowirkungsgrad der Brennstoffausnutzungsgrad. Daher wird bei maximaler Nutzwärmeerzeugung ($\dot{Q}_N = 13493,5$ kW) ein elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el,Brutto} = 16,9$ % und ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 88,0$ % erreicht (Abbildung 10.8).

Aufbauend auf den Kennzahlen des Dampfheizkraftwerkes Demmin und den in Kapitel 10.2 dar-

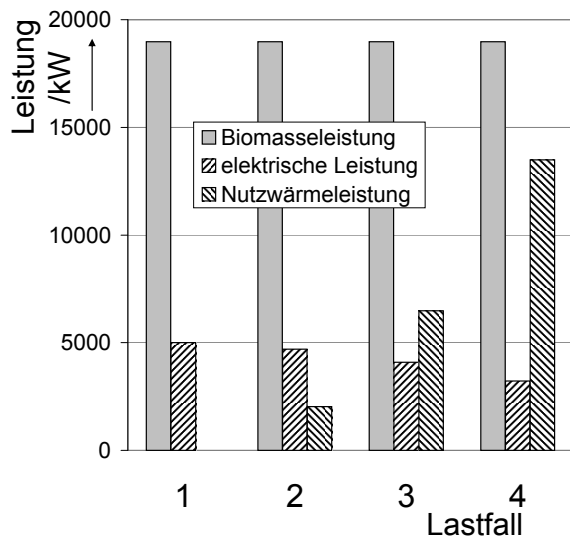


Abbildung 10.7: Biomasseleistung, elektrische Leistung und Nutzwärmeleistung des DHKW Demmin für vier Lastfälle

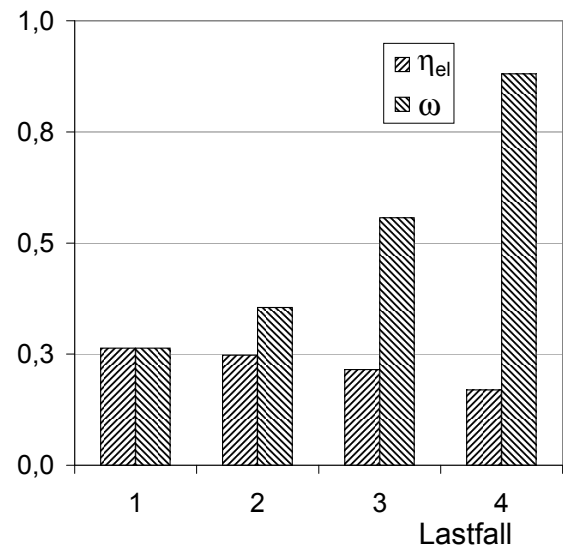


Abbildung 10.8: Elektrischer Wirkungsgrad und Brennstoffausnutzungsgrad des DHKW Demmin für vier Lastfälle

gestellten Kennzahlen der Vergasungsheizkraftwerke erfolgt in Kapitel 11.1.3 eine vergleichende, energetische Bewertung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken und dem Dampfheizkraftwerk.

10.5 Randbedingungen und anlagenspezifische Annahmen für die ökonomische Bewertung der Vergasungsheizkraftwerke

Um den Betrieb der in dieser Arbeit beschriebenen energetisch optimierten Vergasungsheizkraftwerke ökonomisch zu bewerten, müssen die für die Errichtung und den Betrieb anfallenden Kosten ermittelt und den Einnahmen gegenübergestellt werden. Daher werden im Folgenden die der Berechnung der Kapital- und Betriebskosten zugrundeliegenden Annahmen aufgeführt (Kapitel 10.5.1 und 10.5.2) und diese Kosten berechnet (Kapitel 10.5.3). Anschließend werden sowohl die spezifischen Stromgestehungskosten (Kapitel 10.5.4) als auch die im EEG garantierten Mindestvergütungen, die je nach Anlagengröße und Wärmeauskopplung variieren, für jede Anlage ermittelt (Kapitel 10.5.5).

10.5.1 Anlagenübergreifende Annahmen

In Tabelle 10.6 sind die der Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten zugrunde gelegten Annahmen aufgeführt.

Der Preis für die Biomasse hängt stark von den topografischen Gegebenheiten des Einzugsgebietes ab und liegt bei unbehandelten Holzhackschnitzeln aus Waldrestholz zwischen 50 €/t und

Tabelle 10.6: Annahmen zur Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten [28, 9, 34]

	Wert	Annahme
Kapitalkosten	J	20 a
	t_{Bh}	7600 h
weitere variable Betriebs- kosten	K_{Bio}	60 €/t
	H_u	9500 kJ/kg
	Asche, Deponieklasse I + II	30 €/t
	Asche, mehr als 5 % Glühverlust	90 €/t
	Strombezugspreis	100 €/MWh
	Erdgaspreis	32 €/MWh
	RME-Preis	55 €/MWh
fixe Betriebs- kosten	Personalkosten p. P.	50000 €/a
	Wartung und Instandhaltung	2,5 % des Investitionsaufwandes/a
	Gebühren, Prüfkosten	0,75 % des Investitionsaufwandes/a
	Verwaltung	1 % des Investitionsaufwandes/a
	Versicherung	1 % des Investitionsaufwandes/a
	sonstiges	0,75 % des Investitionsaufwandes/a
Wärmeerlöse	w	15 €/MWh

75 €/t [9]. Daher wird in dieser Arbeit von einem mittleren Biomassepreis von 60 €/t ausgegangen. Da Asche mit einem Glühverlust von mehr als 5 % vor einer Deponierung thermisch nachbehandelt werden muss, werden für die Entsorgung entsprechend höhere Kosten anfallen als für Asche, welche die Kriterien der Deponieklasse I oder II erfüllt.

Auch wenn für die Wartungs- und Instandhaltungskosten von Vergasungsheizkraftwerken noch keine Erfahrungswerte vorliegen, werden diese Kosten mit jährlich 2,5 % des Investitionsaufwandes abgeschätzt. Sowohl für die Verwaltung, die kaufmännische Betriebsführung und übergeordnete Koordinationsaufgaben als auch für die jährlich zu zahlenden Versicherungsprämien für die Betriebshaftpflicht-, Gebäude- und Feuerversicherung werden Kosten in Höhe von je 1 % des Investitionsaufwandes veranschlagt. Unter „Sonstiges“ werden Ausgaben für regelmäßig anfallende Gebühren, Abgaben und Prüfkosten zusammengefasst [28].

10.5.2 Investitionsaufwand

Die für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen entstehenden Kosten wurden in Absprache mit den Anlagenentwicklern abgeschätzt und berechnet. Bei der Verwendung gleicher Aggregate wie beispielsweise einem BHKW oder Gewebefilter werden bei den unterschiedlichen Anlagen gleiche spezifische Kosten zugrunde gelegt. Im Gegensatz dazu wird der Investitionsaufwand diverser Sonderbauteile wie Vergasungsreaktor oder Abwasseraufbereitung bei jeder Anlage separat bestimmt. In Tabelle 10.7 werden sowohl der Investitionsaufwand des gesamten VHKW als auch der spezifische Investitionsaufwand der einzelnen Funktionsgruppen aufgetragen. In Anhang C ist eine detaillierte Auflistung des Investitionsaufwandes der einzelnen Aggregate aufgeführt.

Der spezifische Investitionsaufwand sinkt mit steigender Leistung. Daher liegt dieser trotz aufwändiger Anlagentechnik beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW mit 2867,0 €/kW_{el} bzw.

Tabelle 10.7: Investitionsaufwand der optimierten VHKW

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
		Vergasungsheizkraftwerk			
Investitionsaufwand Gesamtanlage	1000 €	30 589,4	8319,9	16 940,5	10 345,5
spez. Investitionsaufwand	€/kW _{el}	2867,0	4016,5	3383,9	4127,5
spezifischer Investitionsaufwand der Funktionsgruppen		$I_{FG} / P_{el, Brutto}$			
Biomasseaufbereitung	€/kW _{el}	379,5	236,8	414,6	315,3
Vergasungsreaktor	€/kW _{el}	1607,7	2989,5	1472,4	2843,2
Gasaufbereitung	€/kW _{el}	186,8	151,7	568,5	333,6
Stromerzeugung	€/kW _{el}	693,8	638,5	928,4	635,4
Anteil des Investitionsaufwandes der Funktionsgruppen am gesamten Investitionsaufwand					
Biomasseaufbereitung	%	13,2	5,9	12,3	7,6
Vergasungsreaktor	%	56,1	74,4	43,5	68,9
Gasaufbereitung	%	6,5	3,8	16,8	8,1
Stromerzeugung	%	24,2	15,9	27,4	15,4

3383,9 €/kW_{el} unter dem des Viking- und des Gegenstrom-VHKW mit 4016,5 €/kW_{el} bzw. 4127,5 €/kW_{el}.

Beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW werden 74,4 % bzw. 68,9 % des spezifischen Investitionsaufwandes der gesamten Anlage für die Errichtung der Funktionsgruppe der Vergasung benötigt. Beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW liegt dieser Anteil bei 56,1 % bzw. 43,5 %. Dies zeigt, dass bei den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken der Investitionsaufwand für die Errichtung des Vergasungsreaktors deutlich über dem Investitionsaufwand der anderen Funktionsgruppen liegt.

Aufbauend auf den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken ist kein Einfluss der realisierten Vergasungstechnologie auf den spezifischen Investitionsaufwand I_{FG} zu erkennen. Beispielsweise werden beim Carbo-V-VHKW, in dem ein zweistufiger Vergasungsreaktor integriert ist, 56,1 % des Investitionsaufwandes für die Errichtung des Vergasungsreaktors benötigt. Beim Viking-VHKW, bei dem auch ein zweistufiger Vergasungsreaktor betrieben wird, sind es 74,4 %.

Der Investitionsaufwand für die Funktionsgruppen der Biomasseaufbereitung und der Gasaufbereitung beträgt bei den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken 5,9 % bis 13,2 % bzw. 3,8 % bis 16,8 % des gesamten Investitionsaufwandes. Es ist kein Zusammenhang zwischen dem Teergehalt im Rohgas und dem Investitionsaufwand für die Gasaufbereitung erkennbar. So werden beim Gegenstrom-Vergasungsheizkraftwerk, in dem ein sehr teerhaltiges Rohgas erzeugt wird, nur 8,1 % des Investitionsaufwandes für die Errichtung der Gasaufbereitung incl. der Abwasseraufbereitung benötigt. Beim FICFB-VHKW mit einem deutlich niedrigeren Teergehalt im Rohgas liegt der Anteil bei 16,8 %.

Durch die zusätzlich zum BHKW vorhandene Dampfkraftanlage bzw. ORC-Anlage werden beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW 24,2 % bzw. 27,4 % des gesamten Investitionsaufwandes für die Funktionsgruppe der Stromerzeugung verwendet. Beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW liegt der Anteil mit 15,9 % bzw. 15,4 % niedriger.

10.5.3 Betriebskosten und Wärmeerlöse

Die fixen und weiteren variablen spezifischen Betriebskosten der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke sind in Tabelle 10.8 aufgeführt. Dabei werden die Biomassekosten, die einen Teil der weiteren variablen Betriebskosten darstellen, gesondert aufgeführt, da sie deutlich über der Summe der variablen Betriebskosten liegen. Des Weiteren werden in Tabelle 10.8 die im KWK-Betrieb erzielten und auf die elektrische Bruttoleistung bezogenen Wärmeerlöse aufgeführt.

Tabelle 10.8: Spezifische Betriebskosten und Wärmeerlöse der optimierten VHKW

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
		Vergasungsheizkraftwerk			
Biomassekosten	€/MWh _{el, Brutto}	56,2	60,8	65,9	81,4
Kapitalkosten	€/MWh _{el, Brutto}	38,4	53,8	45,3	55,3
weitere var. Betriebskosten	€/MWh _{el, Brutto}	11,1	6,2	13,8	7,8
fixe Betriebskosten	€/MWh _{el, Brutto}	25,7	38,1	31,1	37,8
Wärmeerlöse	€/MWh _{el, Brutto}	3,5	13,7	14,2	20,6

Wie aus Tabelle 10.8 hervorgeht, steigen die auf die elektrische Bruttoleistung bezogenen Biomassekosten mit sinkendem elektrischen Wirkungsgrad. Daher liegen diese beim Gegenstrom-VHKW ($\eta_{el, Brutto} = 27,9\%$) mit 81,4 €/MWh_{el, Brutto} um 44,8% über den Biomassekosten des Carbo-V-VHKW ($\eta_{el, Brutto} = 37,7\%$).

Bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken liegen die spezifischen fixen und die weiteren variablen Betriebskosten jeweils in etwa gleich hoch. Beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW wird während des stabilen Anlagenbetriebs Erdgas bzw. RME verbrannt. Daher entstehen beim Carbo-V-VHKW 52,7% der weiteren variablen Betriebskosten durch den kontinuierlichen Erdgasverbrauch. Durch den RME-Bedarf des FICFB-VHKW beträgt das Verhältnis der RME-Kosten zu den weiteren variablen Betriebskosten 28,0%. Daher liegen die weiteren variablen Betriebskosten bei diesen beiden Anlagen etwas höher als beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW. Die fixen Betriebskosten setzen sich aus Personalkosten und Kosten für Wartung, Verwaltung, Versicherung etc. zusammen. Diese werden mit 6% des Investitionsaufwandes jährlich abgeschätzt. Daher liegen die spezifischen fixen Betriebskosten beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW bedingt durch den höheren spezifischen Investitionsaufwand über jenen des Carbo-V- und des FICFB-VHKW.

Die geringsten auf die erzeugte elektrische Bruttoleistung bezogenen Wärmeerlöse werden beim Carbo-V-VHKW erzielt, da bei dieser Anlage auch der geringste Brennstoffausnutzungsgrad erreicht wird.

10.5.4 Spezifische Stromgestehungskosten

Aufbauend auf den genannten Randbedingungen werden die spezifischen Stromgestehungskosten der optimierten VHKW aus der Summe der in Tabelle 10.8 aufgeführten spezifischen Biomassekosten (S_{Bio}), der Kapitalkosten (S_{Inv}) und der weiteren variablen und fixen Betriebskosten ($S_{BK_{fix}} + S_{BK_{var}}$) abzüglich der Wärmeerlöse ($S_{\dot{Q}_N}$) berechnet und in Tabelle 10.9 aufgeführt.

Tabelle 10.9: Spezifische Stromgestehungskosten der optimierten VHKW

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
spez. Stromgestehungskosten €/MWh _{el, Brutto}	128,0	145,2	142,0	161,8

Zur Verdeutlichung, welche Anteile maßgeblich zu den spezifischen Stromgestehungskosten beitragen, sind in Abbildung 10.9 sowohl die auf die Summe aller Kosten ($S_{Bio} + S_{Inv} + S_{BK_{fix}} + S_{BK_{var}}$) bezogenen Kapital-, Biomasse- und Betriebskosten als auch die Wärmeerlöse dargestellt.

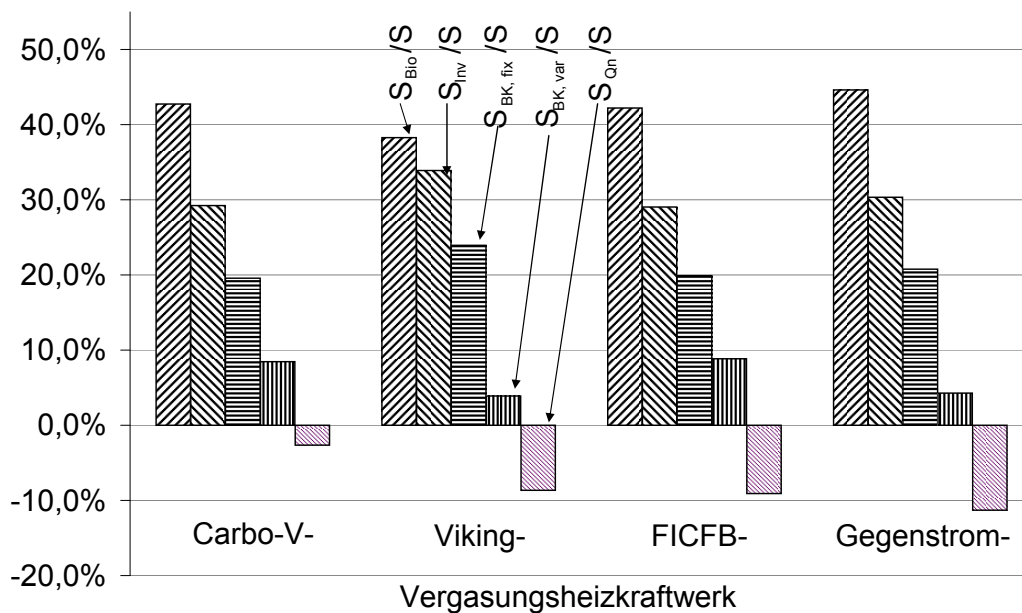


Abbildung 10.9: Zusammensetzung der spezifischen Stromgestehungskosten

10.5.5 EEG-Vergütungen

In dem „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) werden unter anderem Vergütungen für elektrische Arbeit, die durch energetische Nutzung von Biomasse erzeugt wird, festgelegt. Die Vergütungen setzen sich aus einer Grundvergütung und möglichen Zuschlägen für

- die Verwendung von Pflanzen, die ausschließlich zur Energieerzeugung genutzt werden,
- die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme und
- die Realisierung neuartiger Verfahren wie z.B. der Errichtung einer thermochemischen Vergasungsanlage

zusammen (Kapitel 7.4).

Aus den in Kapitel 10.2 angegebenen Bruttoleistungen ergeben sich mit 7600 Jahresvolllaststunden die in Tabelle 10.10 aufgeführten Leistungen ($P_{el, Brutto} \cdot 7600/8760$). Für diese werden mit

Tabelle 10.10: EEG-Vergütung der optimierten Vergasungsheizkraftwerke

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
		Vergasungsheizkraftwerk			
$P_{el, EEG}$	€/MWh _{el, Brutto}	9256,6	1797,1	4343,3	2174,6
Grundvergütung	€/MWh _{el, Brutto}	84,9	90,4	88,1	89,7
Zuschlag Waldrestholz	€/MWh _{el, Brutto}	22,7	45,6	42,3	44,6
KWK-Stromanteil	%	27,2	91,0	80,5	81,5
Zuschlag KWK	€/MWh _{el, Brutto}	5,5	18,2	16,1	16,3
Zuschlag Vergasung	€/MWh _{el, Brutto}	20,0	20,0	20,0	20,0
EEG-Vergütung	€/MWh_{el, Brutto}	123,9	174,2	166,5	170,6

Gleichung 7.15 (ohne die Zuschläge) die Grundvergütungen berechnet.

Da mit steigender Leistung die Grundvergütung sinkt, wird die höchste Grundvergütung von 90,4 €/MWh beim Viking-VHKW und die niedrigste von 84,9 €/MWh beim Carbo-V-VHKW gezahlt.

Bei allen untersuchten Anlagen werden die Zuschläge für die Nutzung von Waldrestholz bis zu einer Leistung von 5000 kW_{el} in voller Höhe gezahlt. Beim Carbo-V-VHKW ergibt sich der niedrigste Zuschlag, da für die Leistung über 5000 kW_{el} keine Zuschläge für die Nutzung von Waldrestholz gewährt werden (Tabelle 7.3).

Da bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken der gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad unter $\bar{\omega} = 75\%$ liegt, muss der KWK-Stromanteil berechnet werden, da nur für den Strom, bei dem es sich um Strom in Sinne von §3, Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handelt, der KWK-Zuschlag von 20 €/MWh gezahlt wird. Daher wird der KWK-Stromanteil entsprechend der von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW) herausgegebenen FW 308 - Zertifizierung von KWK-Anlagen - mit Gleichung 7.11 bis 7.14 berechnet. In Tabelle 10.10 ist sowohl der KWK-Stromanteil als auch der daraus resultierende KWK-Zuschlag aufgeführt.

Der niedrigste KWK-Zuschlag wird beim Carbo-V-VHKW gezahlt, da bei dieser Anlage die aus dem HTV und dem Rohgas ausgekoppelte Wärme und 58,8 % der Abgaswärme des BHKW einer Kondensations-Dampfkraftanlage zugeführt werden. Durch den Kondensationsbetrieb und den Verzicht auf Anzapfungen oder Entnahmen zur Nutzwärmeerzeugung wird in der Dampfkraftanlage kein KWK-Strom erzeugt. Im BHKW werden 2905,3 kW_{el} KWK-Strom erzeugt (Gleichung 7.11 bis 7.13), sodass der KWK-Stromanteil 27,2 % beträgt.

Beim Viking-VHKW wird bei maximaler Nutzwärmeauskopplung ein Brennstoffausnutzungsgrad von 85,6 % erreicht, sodass gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 100 % KWK-Strom erzeugt wird. Durch die jährlich schwankende Nutzwärmeauskopplung wird jedoch nur ein gemittelter Brennstoffausnutzungsgrad von 71,6 % erreicht. Daher beträgt der KWK-Stromanteil im Jahresmittel 91,0 %.

Auch beim FICFB-VHKW wird bei maximaler Nutzwärmeauskopplung 100 % KWK-Strom erzeugt. Dies gelingt unter anderem dadurch, dass die ORC-Anlage im Gegendruck betrieben und im Kondensator Nutzwärme erzeugt wird. Bei schwankender Nutzwärmeauskopplung wird gemäß der FW 308 eine KWK-Stromleistung von 4031,4 kW_{el} erzeugt, sodass der KWK-

Stromanteil 80,5 % beträgt.

Wie in Kapitel 10.2.4 beschrieben, wird durch die Verbrennung der schweren Teere im Spitzenlastkessel des Gegenstrom-VHKW ein gemittelter Brennstoffausnutzungsgrad von 66,3 % erreicht. Damit ergibt sich der KWK-Stromanteil zu 81,5 %.

Kapitel 11

Bewertung der optimierten Vergasungsheizkraftwerke

Die zurzeit in Deutschland mit fester Biomasse betriebenen Dampfkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von weniger als 10 MW_{el} werden fast ausnahmslos zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme betrieben. Die erzeugte Wärme dient zur Versorgung eines lokalen Wärmenetzes mit saisonal schwankendem Wärmebedarf. Für eine realitätsnahe Bewertung des Betriebs der hier untersuchten Heizkraftwerke kann daher davon ausgegangen werden, dass die aus den Anlagen ausgekoppelte Wärme in ein lokales Wärmenetz eingespeist wird. Folglich wird nur der Anteil der in den Heizkraftwerken erzeugten Wärme genutzt, der dem temporären Wärmebedarf des Wärmenetzes entspricht. Daher werden im Folgenden die über einen Zeitraum von einem Jahr gemittelten Kennzahlen, die sich bei dem in Kapitel 10.1 beschriebenen Verlauf des Wärmebedarfs berechnen, für die energetische, exergetische und ökonomische Bewertung verwendet.

11.1 Energetische Bewertung des Betriebs der Vergasungsheizkraftwerke

Im Folgenden wird der Betrieb der in Kapitel 10.2 beschriebenen optimierten VHKW energetisch bewertet. Dazu werden zunächst die in den optimierten Vergasungsheizkraftwerken erreichten elektrischen Wirkungsgrade und Brennstoffausnutzungsgrade miteinander verglichen und diskutiert. Um ein hohes Verhältnis von im BHKW erzeugter elektrischer Leistung zur zugeführten Biomasseleistung zu realisieren, muss ein hoher Anteil der Biomasseleistung in Reingasleistung transferiert werden. Um dies bei den optimierten Anlagen zu bewerten, werden sowohl der Wirkungsgrad und die Effizienz der Vergasung als auch der Verlust der Gasaufbereitung vergleichend betrachtet. Anschließend erfolgt noch der energetische Vergleich des Betriebs der Vergasungsheizkraftwerke mit dem Dampfheizkraftwerk anhand der Stromausbeute der Heizkraftwerke.

Die in Kapitel 10.2 bereits aufgeführten energetischen Kennzahlen, die beim KWK-Betrieb der beschriebenen optimierten VHKW und des DHKW Demmin erreicht werden, sind in Tabelle 11.1 zusammengefasst.

Tabelle 11.1: Energetische Kennzahlen der optimierten VHKW und des DHKW

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-	DHKW
	VHKW				
Biomasseleistung / kW	26388,9	5541,7	14513,9	8972,2	18976,8
Erdgas bzw. RME / kW	1903,3	0	521,0	0	0
$\bar{P}_{el,Brutto}$ / kW	10669,5	2071,4	5006,2	2506,5	3732,0
\dot{Q}_N / kW	2484,0	1897,9	4734,5	3439,5	9578,9
$\bar{\eta}_{el,Brutto}$ / %	37,7	37,4	33,3	27,9	19,7
$\bar{\omega}$ / %	46,5	71,6	64,8	66,3	70,1
η_{Gas} / %	70,3	92,1	68,9	73,8	—
ϵ_{Gas} / %	74,2	100,9	73,9	75,4	—
θ_{GA} / %	25,2	5,3	16,4	28,8	—
$\bar{\beta}_{HKW}$ / %	41,8	60,3	51,2	48,7	44,8

11.1.1 Elektrischer Bruttowirkungsgrad und Brennstoffausnutzungsgrad

In Abbildung 11.1 sind der gemittelte, elektrische Bruttowirkungsgrad, der Brennstoffausnutzungsgrad und die Effizienz der Vergasung der vier optimierten VHKW und des DHKW dargestellt.

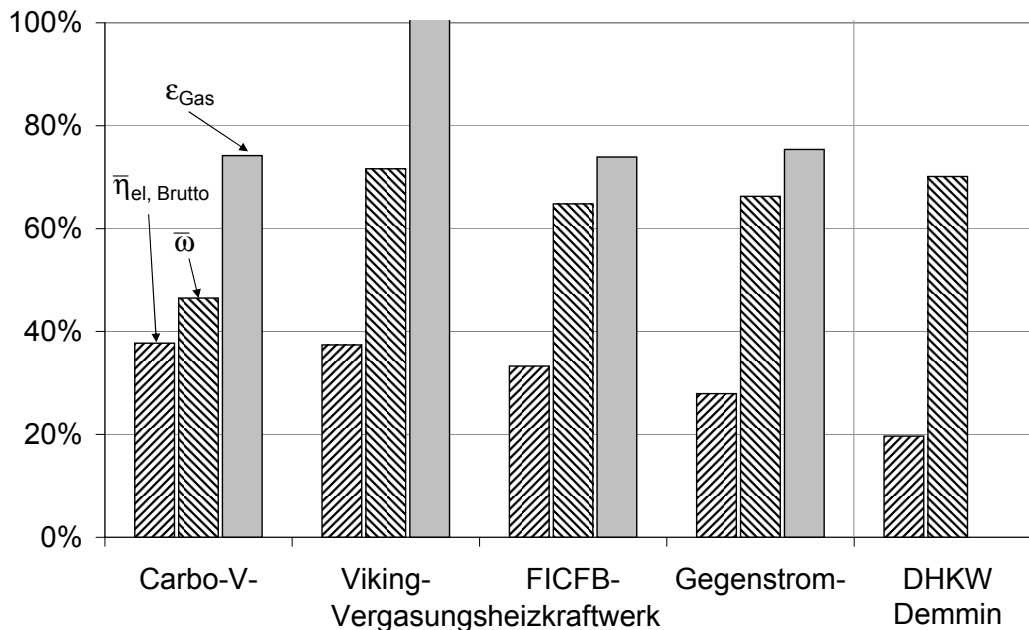


Abbildung 11.1: Gemittelter elektrischer Bruttowirkungsgrad $\bar{\eta}_{el, Brutto}$, Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\omega}$ und Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} der optimierten VHKW und des DHKW

Elektrischer Bruttowirkungsgrad

Die höchsten gemittelten, elektrischen Bruttowirkungsgrade von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 37,7$ und $37,4\%$ werden im Carbo-V- und im Viking-VHKW erreicht. Der hohe elektrische Wirkungsgrad des Viking-VHKW wird durch die hohe Effizienz der Vergasung von $\epsilon = 100,9\%$ erreicht. Daher

entspricht die Reingasleistung in etwa der Biomasseleistung, sodass im BHKW 37 % der Reingasleistung bzw. 37,4 % der Biomasseleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden.

Der elektrische Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 37,7\%$ wird beim Carbo-V-VHKW erreicht, da zusätzlich zum BHKW elektrische Leistung in einer Dampfkraftanlage erzeugt wird. Würde wie beim optimierten Viking-VHKW die elektrische Leistung nur im BHKW erzeugt werden, würde der elektrische Bruttowirkungsgrad des Carbo-V-VHKW nur $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 27,5\%$ betragen. Da jedoch der Dampfkraftanlage 52,7 % der zugeführten Biomasse- und Erdgasleistung als Wärme aus der Brennkammerkühlung, der Rohgaskühlung und der Abgaskühlung nach dem BHKW zugeführt werden ($\dot{Q}_{zu} = 14918,6 \text{ kW}$) und diese bei einem Wirkungsgrad von 19,4 % zur Erzeugung einer elektrischen Leistung von $\bar{P}_{el, DT} = 2893,7 \text{ kW}$ genutzt wird, erreicht das optimierte Carbo-V-VHKW einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 37,7\%$. 72,9 % der elektrischen Leistung werden in dem motorischen BHKW, in dem 37 % der zugeführten Reingasleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden, erzeugt. 27,1 % der elektrischen Bruttoleistung werden in einer Dampfkraftanlage erzeugt, in der nur 19,4 % der zugeführten Wärmeleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden.

Beim Betrieb des FICFB-VHKW wird ein 4,4 %-Punkte niedrigerer elektrischer Wirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 33,3\%$ als beim Betrieb des Carbo-V-VHKW erreicht. Dabei erreichen beide Kraftwerke eine nahezu gleich hohe Effizienz der Vergasung, sodass bei beiden Kraftwerken ca. 27 % der zugeführten Biomasse- und Erdgas- bzw. RME-Leistung im BHKW in elektrische Leistung umgewandelt werden. Aufgrund des Wärmebedarfs zur Verdampfung des bei der Rohgaswäsche anfallenden Kondensats werden der ORC-Anlage des FICFB-VHKW nur 34,1 % der Biomasse- und RME-Leistung als Wärme zugeführt, die wiederum zu 17,4 % in elektrische Leistung umgewandelt werden. Im Vergleich dazu werden der Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW 52,7 % der Biomasse- und Erdgasleistung als Wärme zugeführt und zu 19,5 % verstromt.

Beim Gegenstrom-VHKW wird von den in Tabelle 11.1 aufgeführten Vergasungsheizkraftwerken der niedrigste, elektrische Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 27,9\%$ erreicht. Somit unterschreitet der elektrische Wirkungsgrad des Gegenstrom-VHKW den des Carbo-V-VHKW um 9,8 %-Punkte und den des FICFB-VHKW um 5,4 %-Punkte, obwohl die Effizienz der Vergasung des mit $\epsilon_{Gas} = 75,4\%$ etwas höher als beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW liegt. Der Grund für den geringen elektrischen Wirkungsgrad ist, dass in dieser Anlage die Stromerzeugung ausschließlich in einem motorischen BHKW stattfindet. So wird nur die Reingasleistung (75,4 % der Biomasseleistung) im BHKW mit einem Wirkungsgrad von 37 % in elektrische Leistung umgewandelt. Eine Nutzung der beim Betrieb anfallenden Abwärme in einer zusätzlichen Dampfkraftanlage oder einer ORC-Anlage, wie es beim optimierten Carbo-V-beziehungsweise FICFB-VHKW vorgesehen wird, ist aufgrund der geringen Leistungsgröße des Gegenstrom-VHKW aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Nur durch eine Anhebung der Reingasleistung, die durch eine Verbrennung der Teere mit mehr als 10 Kohlenstoffatomen im Vergasungsreaktor realisiert werden könnte, könnte der elektrische Bruttowirkungsgrad noch gesteigert werden.

Wird das DHKW im KWK-Betrieb gefahren, so sinkt durch die Entnahme von Dampf zur Wärmeauskopplung im Heizkondensator die erzeugte elektrische Bruttoleistung und damit auch der elektrische Bruttowirkungsgrad ab. Im KWK-Betrieb ergibt sich daher ein gemittelter elektrischer Bruttowirkungsgrad von nur $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 19,7\%$. Im Gegensatz dazu bleibt bei den in dieser Arbeit untersuchten Vergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW der elektrische Bruttowirkungsgrad unabhängig von der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung konstant. Daher wird beispielsweise

se beim KWK-Betrieb des Viking-VHKW ein um 17,7 %-Punkte höherer gemittelter elektrischer Bruttowirkungsgrad als im DHKW erreicht. Selbst im Gegenstrom-VHKW, das den niedrigsten elektrischen Bruttowirkungsgrad von den vier in Tabelle 11.1 aufgeführten VHKW erreicht, wird ein um 8,2 %-Punkte höherer Wirkungsgrad erreicht. Das DHKW erreicht im reinen Kondensationsbetrieb ohne Nutzwärmeauskopplung nur einen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\eta_{el, Brutto} = 26,3 \%$ und liegt damit immer noch um 1,6 %-Punkte bis 11,4 %-Punkte unter den Werten der optimierten VHKW, welche zudem noch Nutzwärme liefern.

Brennstoffausnutzungsgrad

Der höchste gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 71,6 \%$ wird beim Betrieb des Viking-VHKW erreicht. Dies gelingt, da dieses VHKW einen hohen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el, Brutto} = 37,4 \%$, der unabhängig der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung ganzjährig konstant bleibt, erreicht. Zusätzlich werden bis zu 48,2 % der zugeführten Biomasseleistung als Nutzwärme ausgekoppelt. So erreicht das Viking-VHKW mit dem in Kapitel 10.1 beschriebenen Verlauf der Nutzwärmeauskopplung zur Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes einen gemittelten Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 71,6 \%$.

Obwohl beim Gegenstrom-VHKW das Verhältnis von gemittelter Nutzwärmeleistung zur zugeführten Biomasseleistung um 4,2 %-Punkte höher als beim Viking-VHKW liegt, wird ein um 5,3 % geringere Brennstoffausnutzungsgrad erreicht, was auf den niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{el, Brutto}$ zurückzuführen ist.

Der Brennstoffausnutzungsgrad des FICFB-VHKW liegt um 6,8 %-Punkte unter jenem des Viking-VHKW, da durch die niedrigere Effizienz der Vergasung trotz der zusätzlich zum BHKW betriebenen ORC-Anlage ein 4,1 %-Punkte niedrigerer elektrischer Bruttowirkungsgrad erreicht wird. Zusätzlich liegt auch das Verhältnis von gemittelter Nutzwärmeleistung zur zugeführten Brennstoffleistung um 2,7 %-Punkte niedriger als beim Viking-VHKW.

Der Brennstoffausnutzungsgrad des Carbo-V-VHKW von $\bar{\omega} = 46,5 \%$ liegt sogar um 25,1 %-Punkte niedriger als beim Viking-VHKW, obwohl ein um 0,3 %-Punkte höherer elektrischer Bruttowirkungsgrad erreicht wird. Dies liegt darin begründet, dass beim Carbo-V-VHKW Nutzwärme nur aus den Kühlkreisläufen der BHKW ausgekoppelt wird, sodass das Verhältnis von gemittelter Nutzwärmeleistung zur zugeführten Brennstoffleistung 25,4 %-Punkte unter jenem des Viking-VHKW liegt.

Der Brennstoffausnutzungsgrad des DHKW liegt mit $\bar{\omega} = 70,1 \%$ nur 1,5 %-Punkte unterhalb des Brennstoffausnutzungsgrades des Viking-VHKW. Dabei ist zu beachten, dass der Anteil der elektrischen Leistung an der Summe der erzeugten Leistungen beim Viking-VHKW deutlich höher als beim DHKW liegt.

11.1.2 Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung, Verlust der Gasaufbereitung

Vergasungsheizkraftwerke bieten gegenüber Dampfheizkraftwerken das Potenzial zum Erreichen höherer elektrischer Wirkungsgrade. Dies ist insbesondere bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 10 MW_{el} gegeben. In dieser Arbeit werden VHKW betrachtet, bei denen die elektrische Leistung ausschließlich oder zum größten Teil in einem BHKW erzeugt wird. Um in diesen Anlagen ein hohes Verhältnis von im BHKW erzeugter elektrischer Leistung zur

zugeführten Biomasseleistung zu erreichen, muss ein hoher Anteil der Biomasseleistung in Reingasleistung überführt werden. Daher werden im Folgenden sowohl der Wirkungsgrad und die Effizienz der Vergasung als auch der Verlust der Gasaufbereitung der vier untersuchten VHKW miteinander verglichen (Abbildung 11.2)

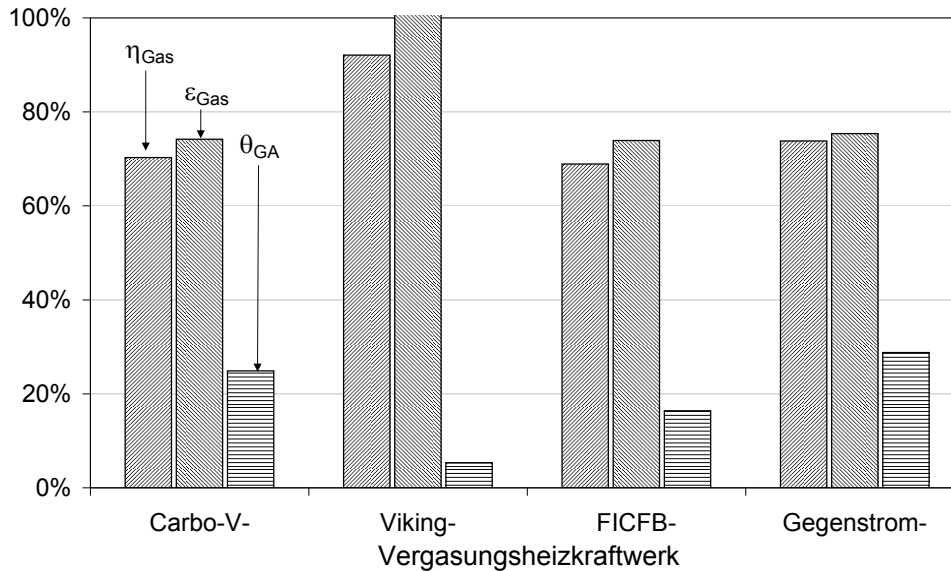


Abbildung 11.2: Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung und Verlust der Gasaufbereitung der optimierten VHKW

Wirkungsgrad der Vergasung

Von den vier in Tabelle 10.2 aufgeführten Vergasungsheizkraftwerken erreicht das Viking-VHKW den höchsten Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 92,1\%$ (Tabelle 11.1 und Abbildung 11.2). Dies gelingt, da 73,1% der fühlbaren Wärmeleistung des Rohgases zum Beheizen der Pyrolyseschnecke des Vergasungsreaktors und zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt werden. Da das Verhältnis von Rohgaswärmeleistung zur Summe aus Rohgaswärmeleistung und chemisch gebundener Gasleistung 19,6% beträgt, werden nur 5,3% der Rohgasleistung nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt. Bezogen auf die Biomasseleistung bedeutet das, dass 15,7% der Biomasseleistung aus dem Rohgas zur Beheizung der Pyrolyseschnecke und 2,6% zur Vergasungsluftvorwärmung verwendet werden. Zusätzlich werden 9,6% der Biomasseleistung aus dem Abgas nach dem BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse verwendet. Bei einem Oberflächenverlust von 2% der dem Vergasungsreaktor zugeführten Leistungen berechnet sich auf diese Weise die Rohgasleistung zu 125,5% der Biomasseleistung. Da 80,4% der Rohgasleistung im Rohgas chemisch gebunden sind und der Biomasseaufbereitung mit der Abgaswärme 9,6% der Biomasseleistung zugeführt werden, berechnet sich der Wirkungsgrad der Vergasung zu $\eta_{Gas} = 92,1\%$.

Beim Carbo-V-, beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW beträgt der Wirkungsgrad der Vergasung $\eta_{Gas} = 68,9\%$ bis $73,8\%$. Dabei besteht beim Carbo-V- und beim Gegenstrom-VHKW noch mögliches Verbesserungspotenzial durch Rückführung von Rohgaswärme bzw. von Teeren

in den Vergasungsreaktor.

Beim optimierten Gegenstrom-VHKW wird ein Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 73,8\%$ erreicht. Zusätzlich zur Biomasseleistung werden dem Vergasungsreaktor mit der auf 466,2 K vorgewärmten Vergasungsluft 2,2 % der Biomasseleistung zugeführt. Durch die Oberflächenverluste werden 2,0 % der dem Vergasungsreaktor zugeführten Leistungen an die Umgebung abgegeben. So entspricht die Rohgasleistung nahezu der Biomasseleistung. Da das Rohgas mit nur 356 K aus dem Vergasungsreaktor austritt, werden nur 4,2 % der Biomasseleistung in der Rohgaswärme gebunden. Diese Wärme wird aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt, sondern ungenutzt an die Umgebung abgegeben. In den im Rohgas vorhandenen Teeren werden 22,0 % der Biomasseleistung gebunden. Die Teere werden zur Nutzwärmeerzeugung bzw. bei der Abwasserentsorgung verbrannt. Bedingt durch die aus dem Rohgas abgeschiedenen Leistungen (Wärme und Teer) wird ein Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 73,8\%$ erreicht. Damit ist eine deutliche Anhebung des Wirkungsgrades der Vergasung nur durch die Rückführung der Teere mit mehr als 10 Kohlenstoffatomen in den Vergasungsreaktor möglich.

Im Carbo-V-VHKW werden zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolyse- und Reduktionsreaktionen im NTV Biomasse und Pyrolysegas verbrannt. Verfahrensbedingt besteht keine Möglichkeit, diese Oxidationswärme durch Prozesswärme zu substituieren. Zur Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung wird Erdgas verbrannt, sodass dem Vergasungsreaktor und der Gasaufbereitung kontinuierlich 7,2 % der Biomasseleistung in Form von Erdgas zugeführt werden. Des Weiteren werden zusätzlich 5,9 % der Biomasseleistung zur Trocknung der Biomasse aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt. Durch die Entspannung des Rohgases zur Verdichtung der Vergasungsluft werden 3,2 % der Biomasseleistung auf die verdichtete Vergasungsluft übertragen. Aufgrund der hohen Temperatur in der Brennkammer des HTV muss die Wand der Brennkammer gekühlt werden. Dabei werden 3,4 % der Biomasseleistung als Wärme aus dem Vergasungsreaktor ausgekoppelt und der Dampfkraftanlage zugeführt. Zusätzlich gehen 2 % der den Vergasungsreaktoren zugeführten Leistungen durch Oberflächenverluste verloren. So werden 110,6 % der Biomasseleistung auf das Rohgas übertragen. Da nun 71,9 % der Rohgasleistung im Rohgas chemisch gebunden sind und keine Wärme aus dem Rohgas ausgekoppelt und zurück in den Vergasungsreaktor oder die Biomasseaufbereitung geführt wird, werden 79,5 % der Biomasseleistung im Rohgas chemisch gebunden. Mit der Biomasseleistung und der dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zusätzlich mit dem Erdgas und der Abgaswärme zugeführten Leistungen berechnet sich damit der Wirkungsgrad der Vergasung zu $\eta_{Gas} = 70,3\%$. Der Wirkungsgrad der Vergasung des Carbo-V-VHKW könnte durch die teilweise Rückführung der Rohgaswärme in die Biomasseaufbereitung oder den Vergasungsreaktor angehoben werden.

Würde wie in Kapitel 10.2.1 beschrieben die Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse auf einen Wassergehalt von 17,5 % und zur Vorwärmung der verdichteten Vergasungsluft auf 773 K verwendet werden, würde der Wirkungsgrad der Vergasung auf 77,0 % steigen. Damit wäre diese Verfahrensvariante energetisch günstiger als das beschriebene optimierte Carbo-V-VHKW.

Der niedrigste Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 68,9\%$ wird im FICFB-VHKW erreicht (Abbildung 11.2). Für die Trocknung der Biomasse werden 7,4 % der Biomasseleistung als Wärme aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt. In der Brennkammer des Vergasungsreaktors wird das teerbeladene RME aus der Gaswäsche verbrannt, sodass dem Vergasungsreaktor weitere 8,1 % der Biomasseleistung mit dem teerbeladenen RME zugeführt werden. Durch den

Oberflächenverlust von 2 % der dem Vergasungsreaktor zugeführten Leistung und durch die mit dem Rauchgas nach dem Luvo ausgetragene Wärmeleistung von 10,5 % der Biomasseleistung werden im Rohgas 102,7 % der Biomasseleistung gebunden. Mit der Rohgastemperatur von 1120 K liegen 15,5 % der Rohgasleistung in Form von Wärme vor. Diese wird aus dem Rohgas ausgekoppelt und der ORC-Anlage zugeführt, sodass sie nicht als Nutzleistung bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Vergasung eingeht. In der Rohgaswäsche kondensiert ein Großteil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes. Bei der Rückkühlung des Waschmediums werden 5,8 % der Biomasseleistung in Form von Niedertemperaturwärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben. So beträgt die Reingasleistung 76,5 % der Biomasseleistung. Bezieht man dies auf die dem Vergasungsreaktor und der Brennkammer zugeführten Leistung von 111,0 % der Biomasseleistung (100 % Biomasse, 7,4 % Abgasgaswärme zur Trocknung, 3,6 % RME), so beträgt der Wirkungsgrad der Vergasung $\eta_{Gas} = 68,9 \%$.

Beim FICFB-VHKW besteht die Möglichkeit, den Wirkungsgrad der Vergasung durch Nutzung der Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse zu erhöhen. Allerdings würde sich dadurch nicht der elektrische Wirkungsgrad oder der Brennstoffausnutzungsgrad erhöhen, da nur Rohgaswärme anstatt von Abgaswärme zur Trocknung der Biomasse verwendet wird. Es wird die gleiche Wärmeleistung zurück in die Biomasseaufbereitung geführt, die nur an einer anderen Stelle aus der Anlage ausgekoppelt wird. Da die Trocknung der Biomasse mit Abgaswärme technisch einfacher zu realisieren ist, wird im optimierten FICFB-VHKW diese Anlagenschaltung als optimale Anlagenkonfiguration gewählt.

Ein allgemein gültiger Zusammenhang zwischen der Vergasungsreaktorbauart und dem Wirkungsgrad der Vergasung kann anhand der betrachteten VHKW nicht festgestellt werden. Dafür müsste eine deutlich größere Anzahl von Vergasungsheizkraftwerken, in denen die unterschiedlichen Vergasungsreaktorbauarten betrieben werden, untersucht werden. Wie sich bei den zweistufigen Vergasungsreaktoren zeigt, hängt der Wirkungsgrad der Vergasung von der detaillierten Anlagenkonfiguration ab. So wird im optimierten, zweistufigen Viking-VHKW ein Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 92,1 \%$ und im optimierten Carbo-V-VHKW von $\eta_{Gas} = 70,3 \%$ erreicht. Anhand der beschriebenen Vergasungsheizkraftwerke wird jedoch deutlich, dass zum Erreichen hoher Wirkungsgrade der Vergasung die aus dem Rohgas abgeschiedene Leistung in Form von Wärme oder Teeren zurück in die Biomasseaufbereitung oder den Vergasungsreaktor geführt werden muss. So wird im optimierten Viking-VHKW, in dem nur 5,3 % der Rohgasleistung nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt wird, ein Wirkungsgrad der Vergasung von $\eta_{Gas} = 92,1 \%$ realisiert.

Effizienz der Vergasung

Findet die Stromerzeugung ausschließlich in einem mit Reingas betriebenen BHKW statt, so ist für das Erreichen hoher elektrischer Wirkungsgrade eine hohe Effizienz der Vergasung notwendig. Dies gelingt, indem ein hoher Anteil der in der Gasaufbereitung abgeschiedenen Leistungen und der bei der Stromerzeugung entstehenden Abwärme in den Vergasungsreaktor zurückgeführt wird.

Die höchste Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 100,9 \%$ wird beim Viking-VHKW erreicht (Tabelle 11.1). Da die Effizienz der Vergasung über 100, % liegt, übersteigt die im Reingas chemisch gebundene Leistung die mit der Biomasse zugeführte Leistung. Dies gelingt, da zum einem 73,1 % der fühlbaren Wärme des Rohgases sowohl zur Pyrolyse der Biomasse als auch zur Vorwärmung der Vergasungsluft genutzt werden. Zum anderen werden 9,6 % der Biomasseleistung aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der zugeführten Biomasse auf

einen Wassergehalt von 17,5 % genutzt. So werden insgesamt 27,9 % der Biomasseleistung durch Einkopplung von Abwärme aus dem Prozess zurück in den Vergasungsreaktor geführt und eine Effizienz der Vergasung erreicht, die um 8,8 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung liegt. Damit gelingt es im optimierten Viking-VHKW, gleichzeitig ein teerfreies Rohgas zu erzeugen und die zugeführte Biomasseleistung in das Reingas zu überführen.

Die Effizienz der Vergasung der anderen drei optimierten VHKW liegt mit $\epsilon_{Gas} = 73,9\%$ bis 75,4 % deutlich niedriger, da in diesen Anlagen weniger Leistung zurück in die Biomasseaufbereitung oder den Vergasungsreaktor geführt wird (Abbildung 11.2).

Im optimierten Carbo-V-VHKW wird ein Teil der Motorabgaswärme zur Trocknung der Biomasse verwendet. Es werden 5,5 % der Biomasse- und Erdgasleistung zur Trocknung der Biomasse aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt. Daher übersteigt die Effizienz der Vergasung mit $\epsilon_{Gas} = 74,2\%$ den Wirkungsgrad der Vergasung um 3,9 %-Punkte. Wie in Kapitel 10.2.1 beschrieben, könnte durch Nutzung von Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung auf eine Verbrennung von Erdgas vollständig verzichtet und die Effizienz der Vergasung auf $\epsilon_{Gas} = 79,6\%$ angehoben werden.

Beim Gegenstrom-VHKW werden 2,2 % der Biomasseleistung aus dem Abgas des BHKW zur Vorwärmung der Vergasungsluft ausgekoppelt. So liegt die Effizienz der Vergasung mit $\epsilon_{Gas} = 75,4\%$ um 1,6 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung. Da die Trocknung der Biomasse im Vergasungsreaktor durch die Wärme der aus der Pyrolysezone kommenden Gase stattfindet, ist eine Vortrocknung der Biomasse mit Abgaswärme nicht wirkungsgradsteigernd. Wie in Kapitel 10.2.4 beschrieben, könnte durch die Verbrennung der schweren Teere im Vergasungsreaktor die Effizienz der Vergasung angehoben werden.

Die niedrigste Effizienz der Vergasung von $\epsilon_{Gas} = 73,9\%$ wird im optimierten FICFB-VHKW erreicht, obwohl durch die Vortrocknung der Biomasse mit Abgaswärme 7,2 % der Biomasse- und RME-Leistung aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zurück in die Biomasseaufbereitung geführt werden. Daher übersteigt die Effizienz der Vergasung den Wirkungsgrad der Vergasung um 5,0 %-Punkte. Allerdings besteht keine Möglichkeit, noch mehr Wärme zurück in den Vergasungsreaktor zu führen, sodass eine weitere Anhebung der Effizienz der Vergasung nicht möglich ist.

Verlust der Gasaufbereitung

Der Verlust der Gasaufbereitung θ_{GA} gibt das Verhältnis von aus dem Rohgas ausgekoppelter Leistung, die nicht zurück in die Biomasseaufbereitung oder den Vergasungsreaktor geführt wird, zur Rohgasleistung an. Damit verdeutlicht diese Kennzahl die energetische Güte der Integration der Gasaufbereitung in den Vergasungsprozess.

Von den vier optimierten VHKW entsteht der niedrigste Verlust der Gasaufbereitung von $\theta_{GA} = 5,3\%$ im Viking-VHKW (Tabelle 11.1 und Abbildung 11.2), da in dieser Anlage 73,1 % der Rohgaswärme zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden, sodass nur 26,9 % der Rohgaswärme als Fernwärme aus dem Heizkraftwerk ausgekoppelt bzw. als Abwärme an die Umgebung abgeführt werden. Da in der Rohgaswärme nur 19,6 % der gesamten Rohgasleistung gebunden werden, werden nur 5,3 % der Rohgasleistung aus der Vergasungsanlage ausgekoppelt.

Der Verlust der Gasaufbereitung des FICFB-VHKW beträgt $\theta_{GA} = 16,4\%$ und liegt damit um 11,1 %-Punkte über dem des Viking-VHKW. Dabei beträgt das Verhältnis von Rohgaswärmeleistung zur Summe aus Rohgaswärmeleistung und chemisch gebundener Gasleistung 15,5 % und liegt damit um 4,1 %-Punkte unter dem des Viking-VHKW. Da die Rohgaswärme jedoch der ORC-Anlage zugeführt bzw. in der Gaswäsche an die Umgebung abgeführt und nicht zurück in den Vergasungsreaktor geleitet wird, entsteht ein entsprechend höherer Verlust der Gasaufbereitung. Wie in Kapitel 10.2.3 beschrieben, ist eine Reduktion des Verlustes der Gasaufbereitung beim FICFB-VHKW durch Trocknung der Biomasse mit Rohgaswärme möglich. Allerdings stellt dies keine Verfahrensverbesserung dar, da die Rohgaswärme dann nicht zur Stromerzeugung genutzt werden würde.

Beim Betrieb des Carbo-V-VHKW entsteht ein Verlust der Gasaufbereitung von $\theta_{GA} = 25,2\%$, der damit um 19,9 %-Punkte über dem des Viking-VHKW liegt. Hier liegen 28,1 % der Rohgasleistung in Form von Wärme vor. Nur 2,9 % der Wärme wird auf die Vergasungsluft übertragen, sodass 25,2 % der Rohgasleistung weder zurück in den Vergasungsreaktor oder die Biomasseaufbereitung geführt noch im motorischen BHKW genutzt werden. Wie in Kapitel 10.2.1 beschrieben, ist eine Reduzierung des Verlustes der Gasaufbereitung auf $\theta_{GA} = 16,6\%$ durch Nutzung der Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse auf einen Wassergehalt von 17,5 % und zur Vergasungsluftvorwärmung auf 773 K möglich.

Der höchste Verlust der Gasaufbereitung von $\theta_{GA} = 28,8\%$ entsteht im Gegenstrom-VHKW durch die Abscheidung der leichten und schweren Teere aus dem Rohgas und durch die Abführung der Rohgaswärme an die Umgebung. Durch die in Kapitel 10.2.4 beschriebene Rückführung der schweren Teere in den Vergasungsreaktor könnte der Verlust der Gasaufbereitung gesenkt werden. Eine Nutzung der leichten Teere ist nicht möglich, da diese als Emulsion mit kondensiertem Wasser aus der Gasaufbereitung vorliegen und bei der Abwasseraufbereitung verbrannt werden.

11.1.3 Vergleich der optimierten VHKW mit einem Dampfheizkraftwerk

Im Folgenden wird untersucht, unter welchen Randbedingungen der KWK-Betrieb von Vergasungsheizkraftwerken energetisch vorteilhaft gegenüber dem von DHKW ist. Dazu wird der Betrieb eines Heizwerkes, in dem Biomasse zur ausschließlichen Wärmeerzeugung verbrannt wird, mit dem Betrieb der in Kapitel 10 vorgestellten Heizkraftwerke energetisch verglichen. In den Heizkraftwerken wird zusätzlich zu der in einem Heizwerk erzeugten Nutzwärme elektrische Leistung erzeugt. Zur Bewertung der unterschiedlichen Anlagen wird das Verhältnis von erzeugter elektrischer Leistung zur zusätzlich benötigten Biomasseleistung (Stromausbeute der Heizkraftwerke β_{HKW}) bei gleicher erzeugter Nutzwärmeleistung verglichen.

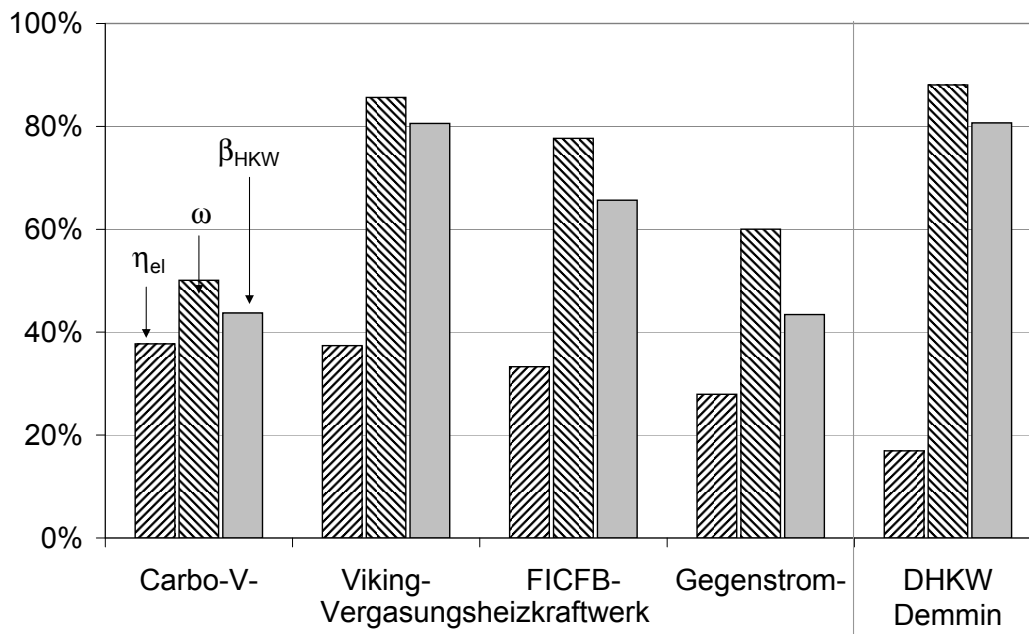
In Tabelle 11.2 sind der elektrische Bruttowirkungsgrad $\eta_{el, Brutto}$, der Brennstoffausnutzungsgrad ω und die Stromausbeute der Heizkraftwerke β_{HKW} der optimierten VHKW, des DHKW und eines Heizwerkes (HW) aufgeführt. Die Kennzahlen sind sowohl für den Betrieb bei maximaler Wärmeauskopplung als auch bei saisonal schwankender Wärmeauskopplung aufgelistet.

Zusätzlich sind die Kennzahlen für den Betrieb mit maximaler Wärmeauskopplung in Abbildung 11.3 graphisch dargestellt.

Bei maximaler Nutzwärmeauskopplung übersteigt der in den optimierten Vergasungsheizkraft-

Tabelle 11.2: Energetische Kennzahlen der untersuchten Heizkraftwerke und eines Heizwerkes

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-	DHKW	HW
	Vergasungsheizkraftwerk					
Maximale Nutzwärmauskopplung						
$\eta_{el, Brutto}$ / %	37,7	37,4	33,3	27,9	16,9	—
ω / %	50,1	85,6	77,7	60,0	88,0	90,0
β_{HKW} / %	43,7	80,6	65,7	43,4	80,7	—
Saisonal schwankende Nutzwärmauskopplung						
$\bar{\eta}_{el, Brutto}$ / %	37,7	37,4	33,3	27,9	19,7	—
$\bar{\omega}$ / %	46,5	71,6	64,8	66,3	70,1	90,0
$\bar{\beta}_{HKW}$ / %	41,8	60,3	51,2	48,7	44,8	—

Abbildung 11.3: $\eta_{el, Brutto}$, ω und β_{HKW} der untersuchten Heizkraftwerke

werken erreichte elektrische Bruttowirkungsgrad $\eta_{el, Brutto}$ den elektrischen Wirkungsgrad des DHKW um 11,0 %-Punkte bis 20,8 %-Punkte. Somit können bei einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse mit dezentralen Vergasungsheizkraftwerken deutliche höhere elektrische Wirkungsgrade als mit den zurzeit in Deutschland betriebenen DHKW erreicht werden.

In Tabelle 11.2 wird der höchste Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = \bar{\omega} = 90,0\%$ im Heizwerk erreicht. Allerdings wird in dieser Anlage nur Nutzwärme erzeugt. Bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird bei maximaler Wärmeerzeugung der höchste Brennstoffausnutzungsgrad von $\omega = 88,0\%$ im DHKW erreicht. In den Vergasungsheizkraftwerken liegen in diesem Betriebspunkt die Brennstoffausnutzungsgrade mit $\omega = 50,1\%$ bis $85,6\%$ geringfügig bis deutlich niedriger. So erreicht beispielsweise das Viking-VHKW einen Brennstoffausnutzungsgrad, der nur um 2,4 %-Punkte unter dem des DHKW liegt. Beim FICFB-VHKW liegt der Brennstoff-

ausnutzungsgrad um 10,3 %-Punkte, beim Gegenstrom-VHKW um 18,0 %-Punkte und beim Carbo-V-VHKW um 37,9 %-Punkte niedriger als im DHKW. Bei maximaler Nutzwärmeauskopplung ist somit der Betrieb des DHKW energetisch günstiger als jener der VHKW, wenn Strom und Nutzwärmeleistung gleich bewertet werden.

Wird anstelle eines Heizwerkes ein Heizkraftwerk betrieben, so gibt die Stromausbeute eines Heizkraftwerkes β_{HKW} das Verhältnis von im Heizkraftwerk erzeugter elektrischer Leistung zur dafür zusätzlich benötigten Biomasseleistung bei gleicher Nutzwärmeleistung an (Kapitel 6.4).

Die höchste Stromausbeute der Heizkraftwerke von $\beta_{HKW} = 80,7\%$ wird bei maximaler Nutzwärmeerzeugung im DHKW erreicht. Wird anstelle eines Heizwerkes das DHKW betrieben und erzeugen beide Anlagen die gleiche Nutzwärmeleistung, werden 80,7 % der im DHKW zusätzlich benötigten Biomasseleistung in elektrische Leistung umgesetzt.

Die Stromausbeute des Viking-VHKW liegt mit $\beta_{HKW} = 80,6\%$ um 0,1 %-Punkte unter dem des DHKW. Somit wird bei maximaler Nutzwärmeauskopplung im Viking-VHKW nahezu die gleiche elektrische Leistung aus der zusätzlich eingesetzten Biomasseleistung wie im DHKW erzeugt.

Die Stromausbeute des Carbo-V-, des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegt um 15,0 %-Punkte bis 37,0 %-Punkte unter jener des DHKW. Somit wird in diesen Anlagen bei maximaler Nutzwärmeauskopplung weniger elektrische Leistung aus der Biomasseleistung, die zusätzlich zu jener in einem Heizwerk umgesetzten Biomasseleistung benötigt wird, als in einem alternativ betriebenen DHKW erzeugt. Daher ist ein Betrieb dieser VHKW an Standorten mit einem kontinuierlich hohen Wärmebedarf energetisch ungünstiger als der Betrieb eines modernen DHKW.

An den meisten Standorten unterliegt der Bedarf an Nutzwärmeleistung jedoch saisonalen Schwankungen. Die sich dann ergebenden jährlich gemittelten Kennzahlen $\bar{\eta}_{el, Brutto}$, $\bar{\omega}$ und $\bar{\beta}_{HKW}$ der untersuchten Heizkraftwerke sind in Abbildung 11.4 dargestellt (Werte siehe Tabelle 11.2).

Der gemittelte elektrische Bruttowirkungsgrad der VHKW, der unabhängig von der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung konstant bleibt, liegt um 8,2 %-Punkte bis 18,0 %-Punkte über dem des beschriebenen DHKW. Somit werden in den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken auch bei dieser Betrachtungsweise mit schwankender Nutzwärmeauskopplung deutlich höhere elektrische Bruttowirkungsgrade als im DHKW erreicht.

Durch die bei reiner Stromerzeugung höheren elektrischen Wirkungsgrade der VHKW gegenüber dem des DHKW nimmt der Brennstoffausnutzungsgrad des DHKW mit Abnahme der jährlich ausgekoppelten Nutzwärme stärker ab als bei den Vergasungsheizkraftwerken. So wird beim Viking-VHKW bei schwankender Nutzwärmeauskopplung ein Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\omega} = 71,6\%$ erreicht, der um 1,5 %-Punkte über dem des DHKW liegt. Durch die Verbrennung der schweren Teere im Spitzenlastkessel des Gegenstrom-VHKW wird bei dieser Anlage ein Brennstoffausnutzungsgrad erreicht, der nur um 3,8 %-Punkte unter dem des DHKW liegt. Auch der Brennstoffausnutzungsgrad des FICFB-VHKW liegt mit 5,3 %-Punkten nur knapp unterhalb des im DHKW erreichten Brennstoffausnutzungsgrades. Beim Betrieb des Carbo-V-VHKW wird ein Großteil der in der Anlage entstehende Abwärme in einer Kondensations-Dampfkraftanlage zur reinen Stromerzeugung genutzt, sodass ein niedriger Brennstoffausnutzungsgrad erreicht wird. Daher liegt auch bei schwankender Nutzwärmeauskopplung der gemittelte Brennstoffaus-

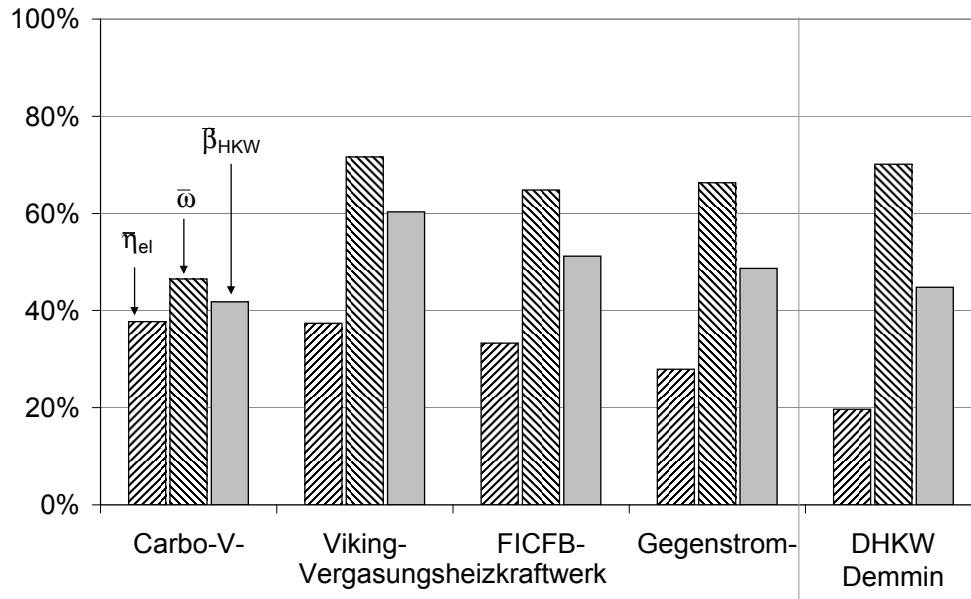


Abbildung 11.4: $\bar{\beta}_{HKW}$, $\bar{\eta}_{el, Brutto}$ und $\bar{\omega}$ der Heizkraftwerke

nutzungsgrad des Carbo-V-VHKW um 23,6 %-Punkte unter dem des DHKW.

Wie in Abbildung 11.4 dargestellt, liegt sowohl die gemittelte Stromausbeute des Viking-, des FICFB- als auch des Gegenstrom-VHKW mit $\bar{\beta}_{VHKW} = 60,3\%$, $51,2\%$ bzw. $48,7\%$ um 15,5 %-Punkte, 6,4 %-Punkte bzw. 3,9 %-Punkte über der gemittelten Stromausbeute des DHKW von $\bar{\beta}_{DHKW} = 44,8\%$. So wird in diesen Anlagen aus der zusätzlich zu einem Heizwerk mit gleicher Nutzwärmeleistung benötigten Biomasseleistung 34,6 %, 14,3 % bzw. 8,7 % mehr elektrische Leistung als im DHKW erzeugt.

Die Stromausbeute des Carbo-V-VHKW liegt mit $\bar{\beta}_{VHKW} = 41,8\%$ um 3,0 %-Punkte unter jener des DHKW. Daher ist kein klarer Vor- oder Nachteil dieser Anlage gegenüber dem DHKW erkennbar. Würde die Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW im Gegendruck betrieben werden und die Kondensatorabwärme als Nutzwärme verkauft werden, würde eine gemittelte Stromausbeute von $\bar{\beta}_{DHKW} = 52,1\%$ erreicht werden, die um 7,3 %-Punkte über der des DHKW läge.

11.1.4 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass beim KWK-Betrieb der optimierten Vergasungsheizkraftwerke deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade als im DHKW erreicht werden, da bei der Vergasung mit anschließender Stromerzeugung in einem motorischen BHKW weniger Wärmeverluste als in einem alternativ betriebenen DHKW entstehen. Zusätzlich bleibt der elektrische Wirkungsgrad bei Vergasungsheizkraftwerken unabhängig von der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung konstant. Im DHKW sinkt er mit zunehmender Wärmeauskopplung ab. Betrachtet man jedoch bei schwankender Nutzwärmeerzeugung den gemittelten Brennstoffausnutzungsgrad, wird nur im Viking-VHKW die Biomasseleistung bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung effizienter genutzt als im DHKW. Wird anstelle eines Heizwerkes ein VHKW bzw. DHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben und wird in

den Anlagen die gleiche Nutzwärmeleistung erzeugt, so zeigt die gemittelte Stromausbeute der Heizkraftwerke β_{HKW} , dass bei gleicher Nutzwärmeerzeugung die zusätzlich benötigte Biomasse sowohl im Viking-, im FICFB- als auch im Gegenstrom-VHKW effizienter als im DHKW zur Stromerzeugung eingesetzt wird.

Bei der energetischen Betrachtung werden die erzeugte elektrische Leistung und die Nutzwärme gleich bewertet. Tatsächlich jedoch ist die erzeugte elektrische Leistung qualitativ hochwertiger als die Nutzwärme. Dies spiegelt sich beispielsweise in den in Deutschland gezahlten Vergütungen wieder (Tabelle 10.6 und 10.10). Daher wird im Folgenden der Betrieb der untersuchten VHKW und des DHKW exergetisch bewertet, wodurch auch die Qualität der erzeugten Leistungen berücksichtigt wird.

11.2 Exergetische Bewertung des Betriebs der Vergasungsheizkraftwerke

Wie in Kapitel 11.1 aufgezeigt wurde, würden bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse in optimierten VHKW höhere elektrische Wirkungsgrade als im DHKW erreicht werden. Andererseits werden bei maximaler Nutzwärmeerzeugung im DHKW höhere energetische Brennstoffausnutzungsgrade erreicht. Bei der Betrachtung der Brennstoffausnutzungsgrade werden jedoch elektrische Leistung und Nutzwärmeleistung gleich bewertet. Dabei ist die in einem Heizkraftwerk erzeugte elektrische Leistung eine höherwertige Energieform als die Nutzwärmeleistung, da sie in jede andere Energieform umwandelbar ist.

Daher werden im Folgenden die in Kapitel 6.3 beschriebenen exergetischen Kennzahlen zur Bewertung der unterschiedlichen Heizkraftwerke betrachtet. Diese Kennzahlen geben eine Aussage über die Güte der Energieumwandlung in den unterschiedlichen Anlagen unter Berücksichtigung der Qualität der erzeugten Leistungen.

Die gemittelten exergetischen Kennzahlen der Heizkraftwerke, die zur Erzeugung von elektrischer Leistung und zur Wärmeversorgung eines Wärmenetzes mit saisonal schwankendem Wärmebedarf betrieben werden, sind in Tabelle 11.3 aufgeführt.

Tabelle 11.3: Exergetische Kennzahlen der untersuchten Heizkraftwerke

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-	DHKW
	VHKW				
Exergie der Biomasse / kW	31083,5	6522,0	17095,9	10568,4	22365,3
Exergie Hilfsbrennstoffe / kW	2113,2	0,0	537,2	0,0	0,0
$\bar{P}_{el, Brutto}$ / kW	10669,5	2071,4	5006,2	2506,5	3732,0
\dot{E}_N / kW	659,1	503,6	1256,3	912,7	2541,7
$\bar{\zeta}_{el, Brutto}$ / %	32,1	31,8	28,4	23,7	16,7
$\bar{\zeta}_{ges}$ / %	34,1	39,5	35,5	32,4	28,1
ζ_{Gas} / %	61,8	81,2	62,2	63,5	—
χ_{Gas} / %	63,4	87,3	64,3	64,0	—

Die Nutzwärmeauskopplung findet bei den hier betrachteten Heizkraftwerken auf einem einheit-

lichen Temperaturniveau von 333/363 K statt, sodass ein Vergleich der exergetischen Kennzahlen zulässig ist.

11.2.1 Exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad

Da die Exergie der Biomasse maßgeblich vom Brennwert bestimmt wird (Gleichung 6.26), übersteigt der den Heizkraftwerken zugeführte Exergiestrom der Biomasse die zugeführte Biomasseleistung (Tabelle 11.1). Daher liegen die exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrade der in Tabelle 11.3 aufgeführten Heizkraftwerke $\zeta_{el, Brutto}$ unterhalb der energetischen elektrischen Bruttowirkungsgrade $\eta_{el, Brutto}$ (Tabelle 11.1).

In Abbildung 11.5 sind der gemittelte exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad $\bar{\zeta}_{el, Brutto}$ und der Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\zeta}_{ges}$ der untersuchten Heizkraftwerke graphisch dargestellt.

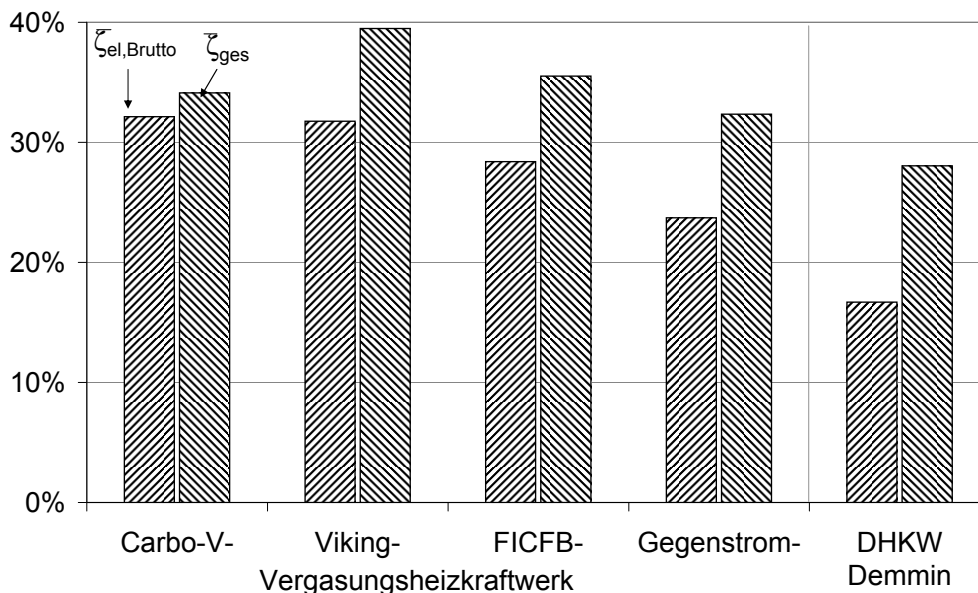


Abbildung 11.5: Gemittelter exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad $\bar{\zeta}_{el, Brutto}$ und Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\zeta}_{ges}$

Der höchste exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 32,1\%$ wird beim Betrieb des Carbo-V-VHKW erreicht. Dies gelingt, da 63,4 % der Exergie der Biomasse und des Erdgases im Reingas gebunden werden. Dabei ist zu beachten, dass die spezifische Exergie des Reingases mit $3563,6 \text{ kJ/kg}$ (berechnet mit Gleichung 6.26) auf gleichem Niveau wie der Heizwert des Reingases von $3557,3 \text{ kJ/kg}$ liegt. Im BHKW werden 37,0 % der Exergie des Reingases bzw. 23,4 % der Exergie der Biomasse und des Erdgases in elektrische Leistung umgewandelt.

Die beim Betrieb dieser Anlage anfallende Abwärme wird in einer Dampfkraftanlage zur Stromerzeugung genutzt. So werden 26,9 % der Brennstoffexergie in den drei Dampferzeugern zur Frischdampferzeugung verwendet. Allerdings entstehen in den Dampferzeugern Exergieverluste, sodass nur 61,1 % der den Dampferzeugern zugeführten Exergie auf den Frischdampf übertragen werden. Von der Frischdampfexergie werden wiederum 53,0 % in der Dampfturbine

mit angekoppeltem Generator in elektrische Leistung umgewandelt. Daher werden durch Nutzung der in der Vergasungsanlage anfallenden Abwärme in der Dampfkraftanlage 8,7 % der Brennstoffexergie in elektrische Leistung umgewandelt.

Auf diese Weise erreicht das optimierte Carbo-V-VHKW den höchsten exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 32,1 \%$, obwohl nur 63,4 % der Exergie der Biomasse und des Erdgases im Reingas gebunden werden.

Der exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad des Viking-VHKW liegt mit $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 31,8 \%$ nur um 0,3 %-Punkte unter jenem des Carbo-V-VHKW. Im Viking-VHKW wird die hohe Temperatur des Rohgases von 1070 K zum Beheizen der Pyrolyseschnecke auf 773 K und zur Vergasungsluftvorwärmung auf 563 K genutzt. Durch diese Einkopplung von Rohgaswärme kann im Vergasungsreaktor teilweise auf die Verbrennung von exergetisch hochwertiger Biomasse zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen verzichtet werden. Zusätzlich werden aus dem Abgas des BHKW 489,6 kW Exergie zur Trocknung der Biomasse ausgekoppelt. So gelingt es, 81,2 % der dem Vergasungsreaktor und der Biomasseaufbereitung zugeführten Exergie im Reingas zu binden. Dabei beträgt das Verhältnis der Exergie des Reingases zur Exergie der Biomasse 87,3 %. Anschließend werden im BHKW 36,4 % der Exergie des Reingases in elektrische Leistung umgewandelt, sodass ein exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 31,8 \%$ erreicht wird. Dieser liegt nur um 0,3 %-Punkte unter jenem des Carbo-V-VHKW, obwohl die Stromerzeugung ausschließlich in einem BHKW stattfindet und die Anlage daher deutlich einfacher konzipiert ist.

Der exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad des FICFB-VHKW liegt mit $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 28,4 \%$ um 3,7 %-Punkte unter dem des Carbo-V-VHKW, obwohl in beiden Anlagen sowohl ein BHKW als auch eine Dampfkraftanlage bzw. ORC-Anlage zur Stromerzeugung betrieben werden. Auch liegt bei beiden Anlagen das Verhältnis von im BHKW erzeugter elektrischer Leistung zur zugeführten Brennstoffexergie (Biomasse und Erdgas bzw. RME) mit 23,6 % beim Carbo-V-VHKW und mit 23,3 % beim FICFB-VHKW in etwa gleich hoch. Doch wie bereits in Kapitel 11.1.1 beschrieben, wird im FICFB-VHKW ein Teil der anfallenden Prozesswärme zur Vergasungsdampferzeugung verwendet. So werden der ORC-Anlage nur 22,8 % der Exergie der Biomasse und des RME zugeführt. Auch ist das Verhältnis von Exergie, die auf den Frischdampf übertragen wird, zu der den Dampferzeugern der ORC-Anlage zugeführten Exergie mit 54,5 % etwas niedriger als beim Carbo-V-VHKW, da die Dampfparameter der ORC-Anlage mit 573,2 K und 20 bar niedriger als jene der Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW liegen. Aufgrund des Gegendruckbetriebs der ORC-Anlage werden nur 40,8 % der Exergie des Dampfes vor der Turbine in elektrische Leistung umgesetzt, sodass nur 22,3 % jener der ORC-Anlage zugeführten Exergie bzw. 5,1 % der Exergie der Biomasse und des RME im Generator der ORC-Anlage in elektrische Leistung umgesetzt werden.

Von den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken wird im Gegenstrom-VHKW der niedrigste exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 23,7 \%$ erreicht, da im Gegenstrom-VHKW nur 64,0 % der Exergie der Biomasse im Reingas gebunden und anschließend im BHKW zu 37,1 % in elektrische Leistung umgewandelt werden.

Wird das DHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben und Nutzwärme entsprechend der in Kapitel 10.1 beschriebenen Jahresdauerlinie ausgekoppelt, erreicht die Anlage einen gemittelten exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 16,7 \%$, da im Dampferzeuger nur 36,9 % der Exergie der Biomasse auf den Frischdampf übertragen

werden. Die Exergie des Frischdampfes (8257,5 kW) wird in der Dampfturbine zu 45,2 % in elektrische Leistung umgewandelt.

Die vier untersuchten VHKW erreichen im KWK-Betrieb deutlich höhere exergetische elektrische Wirkungsgrade als das beschriebene DHKW, da bei der Frischdampferzeugung im Dampferzeuger des DHKW 63,1 % der zugeführten Exergie der Biomasse verloren gehen. Bei der Vergasung der Biomasse betragen die Exergieverluste bei den in Tabelle 11.3 aufgeführten Anlagen nur 12,7 % bis 36,6 %. So wird deutlich, dass bei der Reingaserzeugung aus Biomasse deutlich niedrigere Exergieverluste als bei der Verbrennung der Biomasse zur Frischdampferzeugung entstehen. In den motorischen BHKW wird zusätzlich zur erzeugten elektrischen Leistung Nutzwärme ausgekoppelt, ohne dass der elektrische Wirkungsgrad des BHKW sinkt.

11.2.2 Exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad

Nachfolgend findet die Bewertung der exergetischen Prozessgüte anhand des exergetischen Brennstoffausnutzungsgrades statt.

Der höchste gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad bei der in Kapitel 10.1 beschriebenen, jährlich schwankenden Nutzwärmeauskopplung wird im Viking-VHKW mit $\bar{\zeta}_{ges} = 39,5 \%$ erreicht. Dies gelingt aufgrund des hohen exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrades von $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 31,8 \%$. Zusätzlich können aus dem Rohgas maximal 64,7 kW, aus dem Abgas des BHKW 315,0 kW und aus den Kühlkreisläufen des BHKW 329,8 kW Exergie in Form von Nutzwärme ausgekoppelt werden. Durch den beschriebenen, schwankenden Wärmebedarf wird ein über das Jahr gemittelter Exergiestrom von 503,6 kW mit der Nutzwärme an das Wärmenetz übertragen (7,7 % der Exergie der Biomasse).

Beim FICFB-VHKW werden 22,8 % der Brennstoffexergie einer ORC-Anlage zugeführt und zu 54,5 % auf den Frischdampf übertragen. Dieser wird in einer im Gegendruck betriebenen Turbine zur Stromerzeugung entspannt. Da die gesamte Abwärme der im Gegendruck betriebenen ORC-Anlage als Nutzwärme ausgekoppelt wird, können maximal 27,7 % jener der ORC-Anlage zugeführten Exergie in der Exergie der Nutzwärme gebunden werden. Zusätzlich werden im BHKW maximal 5,8 % der Reingasexergie als Nutzwärme ausgekoppelt. So können im FICFB-VHKW zusätzlich zur elektrischen Leistung maximal 10,0 % der Exergie der Biomasse und des RME als Nutzwärmeexergie ausgekoppelt werden. Durch den schwankenden Nutzwärmebedarf werden im Jahresmittel 7,1 % der zugeführten Brennstoffexergie mit der Nutzwärme ausgekoppelt und damit ein gemittelter exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 35,5 \%$ erreicht. Diese Kennzahl liegt um 4,0 %-Punkte unter der des Viking-VHKW, was im Wesentlichen durch den um 3,4 %-Punkte niedrigeren exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad verursacht wird.

Der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad des Carbo-V-VHKW beträgt $\bar{\zeta}_{ges} = 34,1 \%$. Damit liegt er um 5,4 %-Punkten unter dem des Viking-VHKW, obwohl in beiden Anlagen zweistufige Vergasungsreaktoren betrieben werden. Doch beim Viking-VHKW wird ein Teil der in der Anlage anfallenden Abwärme wieder in den Vergasungsreaktor eingekoppelt und auf diese Weise eine hohe exergetische Effizienz der Vergasung und damit auch ein hoher elektrischer Wirkungsgrad erreicht. Auch wenn beim Carbo-V-VHKW ein um 0,3 %-Punkte höherer elektrischer Wirkungsgrad erreicht wird, gelingt dies nur, weil die in der Anlage anfallende Abwärme in einer Dampfkraftanlage ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt wird. Daher wird nur die aus den Kühlkreisläufen des BHKW abgeführte Wärme als Nutzwärme

ausgekoppelt, sodass der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad nur um 2,0 %-Punkte über dem exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad liegt.

Des Weiteren liegt der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad des Carbo-V-VHKW um 1,4 %-Punkte unter dem des FICFB-VHKW, obwohl der exergetische elektrische Wirkungsgrad um 3,7 % höher liegt. Der Grund dafür ist, dass wegen des Gegendruckbetriebs der ORC-Anlage des FICFB-VHKW in dieser Anlage im Jahresmittel 7,1 % der Brennstoffexergie als Nutzwärme ausgekoppelt werden. Beim Carbo-V-VHKW sind es nur 2,0 %.

Würde im Carbo-V-VHKW auf eine vollständige Verstromung der Prozesswärme in einer Dampfkraftanlage, wie in Kapitel 10.2.1 beschrieben, verzichtet werden, könnte zusätzlich zur elektrischen Leistung des BHKW von $P_{el, BHKW} = 7775,8 \text{ kW}$ mit der Nutzwärme maximal 4887,1 kW Exergie aus der Anlage ausgekoppelt werden. Bei dem beschriebenen schwankenden Nutzwärmebedarf würde die Exergie der ausgekoppelten Nutzwärme im Jahresmittel 3469,3 kW betragen und ein gemittelter exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 33,9 \%$ erreicht werden. Daher ist diese Verfahrensvariante gegenüber dem beschriebenen optimierten Carbo-V-VHKW (Kapitel 10.2.1) exergetisch nachteilhaft.

Würde die Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW im Gegendruck betrieben werden, würde der gemittelte exergetische elektrische Bruttowirkungsgrad der Anlage auf $\bar{\zeta}_{el, Brutto} = 29,2 \%$ absinken. Gleichzeitig würden mit der Nutzwärme maximal 2647,1 kW Exergie ausgekoppelt werden können, sodass ein gemittelter exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 37,2 \%$ erreicht werden könnte. Somit ist diese Verfahrensalternative sowohl energetisch (Kapitel 11.1.1) als auch exergetisch vorteilhaft gegenüber dem von den Anlagenentwicklern favorisierten Verfahrenskonzept (Kondensationsbetrieb der Dampfkraftanlage zur Maximierung der Stromerzeugung). Der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 37,2 \%$ würde um 2,3 %-Punkte unter dem des Viking-VHKW und 1,7 %-Punkte über dem des FICFB-VHKW liegen.

Von den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken wird der niedrigste gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 32,4 \%$ im Gegenstrom-VHKW erreicht, da aufgrund des hohen Teergehaltes im Rohgas nur 64,0 % der Exergie der Biomasse im Reingas gebunden werden und dementsprechend ein exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad von nur 23,7 % erreicht wird. Die im Sommer abgeschiedenen Teere werden im Winter im Spitzenlastkessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt, sodass der gemittelte Brennstoffausnutzungsgrad um 8,7 %-Punkte über dem exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad liegt. Aufgrund des - verglichen mit den anderen Vergasungsheizkraftwerken - niedrigen elektrischen Wirkungsgrades wird jedoch der niedrigste gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad erreicht.

Der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad des DHKW liegt im Gegensatz zum gemittelten energetischen Brennstoffausnutzungsgrad unter den Werten der in Tabelle 11.3 dargestellten VHKW (Abbildung 11.5). Obwohl im DHKW der höchste auf die Brennstoffexergie bezogene Nutzwärmeexergiestrom erzeugt wird ($\dot{E}_N/\dot{E}_{Bio} = 11,4 \%$) und auf diese Weise der gemittelte exergetische Brennstoffausnutzungsgrad um 11,4 %-Punkte über dem exergetischen elektrischen Wirkungsgrad liegt, erreicht das DHKW nur einen gemittelten Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 28,1 \%$. Denn der exergetische elektrische Wirkungsgrad des DHKW beträgt im beschriebenen KWK-Betrieb nur 16,7 %. Somit liegen die exergetischen Brennstoffausnutzungsgrade der optimierten VHKW unter den in Kapitel 10.1 genannten Randbedingungen um 4,3 % bis 11,4 %-Punkte über dem des untersuchten DHKW. Dies zeigt, dass VHKW bei der

gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung die zugeführte Exergie der Biomasse effizienter als Dampfheizkraftwerke ausnutzen.

11.2.3 Exergetischer Wirkungsgrad und Effizienz der Vergasung

Bei der Vergasung von Biomasse entstehen geringere Exergieverluste als bei der Verbrennung in einem Kessel zur Frischdampferzeugung (Kapitel 11.2.1). Je höher dabei das Verhältnis der Exergie des Reingases zur zugeführten Exergie der Biomasse ist, desto mehr elektrische Leistung wird im BHKW des VHKW erzeugt. Daher werden im Folgenden der exergetische Wirkungsgrad ζ_{Gas} und die exergetische Effizienz der Vergasung χ_{Gas} der vier untersuchten VHKW bewertet. Dabei stellt der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung das Verhältnis der Exergie des Reingases zu den Exergieströmen, die der Biomasseaufbereitung und dem Vergasungsreaktor zugeführt werden, dar. Bei der Berechnung der exergetischen Effizienz wird die Exergie des Reingases auf die dem VHKW zugeführten Exergieströme der Biomasse und ggf. weiterer Hilfsbrennstoffe bezogen. Daher heben aus der Anlage ausgekoppelte und zurück in die Biomasseaufbereitung bzw. den Vergasungsreaktor geführte Exergieströme die exergetische Effizienz der Vergasung an.

Im Vergleich zu den gleichnamigen energetischen Kennzahlen (η_{Gas} und ϵ_{Gas}) wird mit den in diesem Kapitel aufgeführten Kennzahlen gezeigt, ob die Biomasseaufbereitung und der Vergasungsreaktor optimal in die Vergasungsanlage integriert sind oder ob bei der Reingaserzeugung hohe Exergieverluste auftreten. Würde beispielsweise Wärme auf einem hohen Temperaturniveau zur Trocknung der Biomasse verwendet werden, wird dies mit den energetischen Kennzahlen η_{Gas} und ϵ_{Gas} nicht bewertet. Erst durch die Berechnung der exergetischen Kennzahlen ζ_{Gas} und χ_{Gas} wird das noch vorhandene Optimierungspotenzial ersichtlich.

In Abbildung 11.6 sind der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung ζ_{Gas} und die exergetische Effizienz der Vergasung χ_{Gas} der vier optimierten VHKW dargestellt.

Exergetischer Wirkungsgrad der Vergasung

Der höchste exergetische Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 81,2\%$ wird beim Betrieb des Viking-VHKW erreicht, da in dieser Anlage 7,0 % der Rohgasexergie bzw. 7,5 % der Exergie der Biomasse aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse verwendet werden. Zusätzlich werden aus dem Rohgas 11,4 % der Rohgasexergie bzw. 12,1 % der Exergie der Biomasse ausgekoppelt und der Pyrolysezone zugeführt bzw. zur Vergasungsluftvorwärmung verwendet. So wird auf eine Verbrennung von exergetisch hochwertiger Biomasse zur Deckung des Wärmebedarfs für die Trocknung und die Pyrolyse der Biomasse verzichtet und der hohe exergetische Wirkungsgrad der Vergasung erreicht.

Die exergetischen Wirkungsgrade der Vergasung des Carbo-V-, des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegen mit $\zeta_{Gas} = 61,8\%$ bis $63,5\%$ dicht beieinander und um 17,7 %-Punkte bis 19,4 %-Punkte unter dem des Viking-VHKW (Abbildung 11.6).

Im Gegenstrom-VHKW wird die bei der Oxidation der Biomasse freiwerdende Exergie der Wärme im Vergasungsreaktor zur Deckung des Wärmebedarfs der Reduktions- und Pyrolysereaktionen sowie zur Trocknung der Biomasse verwendet. So tritt das Rohgas mit einer Temperatur von nur 356 K aus dem Vergasungsreaktor aus. Bedingt durch den Aufbau des Vergasungsreaktors werden jedoch 21,8 % der Rohgasexergie bzw. 19,5 % der Exergie der Biomasse in den Teeren

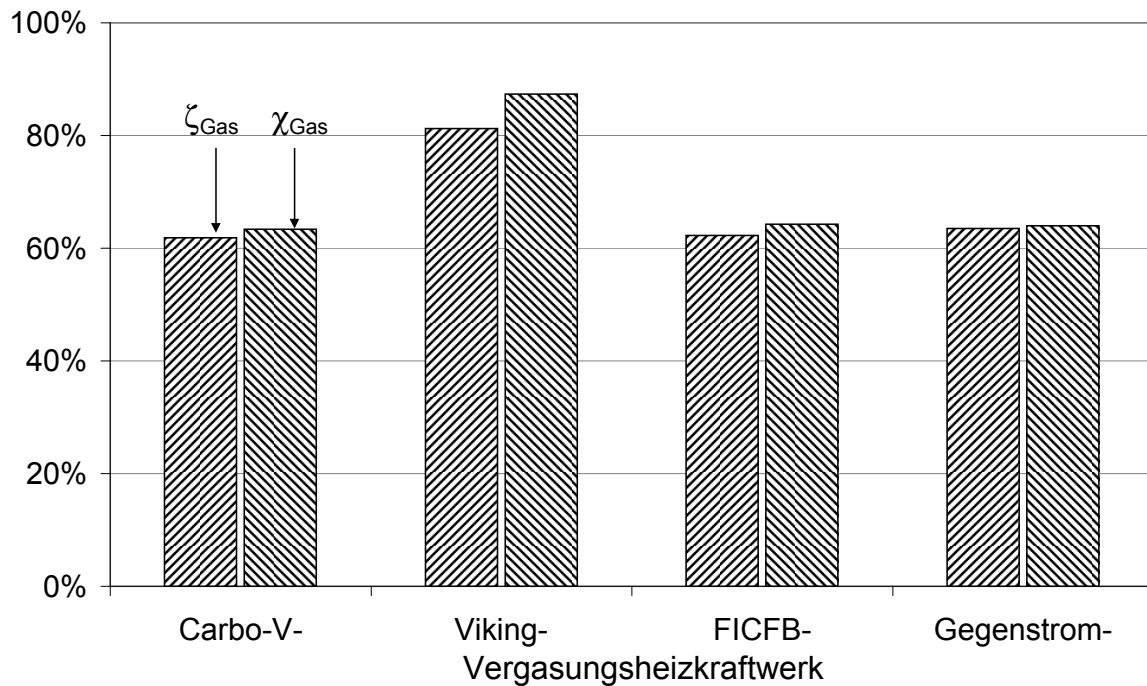


Abbildung 11.6: Exergetischer Wirkungsgrad der Vergasung ζ_{Gas} und Effizienz der Vergasung χ_{Gas}

gebunden [77]. Diese werden in der Gasaufbereitung abgeschieden und zur Nutzwärmeerzeugung bzw. in der Abwasseraufbereitung verbrannt und nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt. Mit den zusätzlich im Vergasungsreaktor und in der Gasaufbereitung entstehenden Exergieverlusten wird ein exergetischer Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 63,5\%$ erreicht. Eine deutliche Anhebung dieses Wirkungsgrades ist nur durch die Rückführung der schweren Teere, in denen 12,1 % der Exergie der Biomasse gebunden sind, in den Vergasungsreaktor möglich. Damit kann, selbst wenn dies zukünftig realisiert würde, jedoch nicht der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung des Viking-VHKW von 81,2 % erreicht werden.

Beim FICFB-VHKW beträgt der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung $\zeta_{Gas} = 62,2\%$, da durch die Verbrennung des Kokes, der aus dem Vergasungsreaktor abgezogen und der Brennkammer zur Wiederaufheizung des Bettmaterials zugeführt wird, nur 80,3 % der Exergie der Biomasse, des RME und der zur Trocknung der Biomasse aus dem Abgas ausgekoppelten Exergie im Reingas gebunden werden. 12,3 % der Rohgasexergie werden in der anschließenden Rohgaskühlung aus dem Rohgas ausgekoppelt und der ORC-Anlage zugeführt. Weitere 10,2 % der Rohgasexergie werden in der Gaswäsche als Teer aus dem Rohgas ausgekoppelt bzw. bei der Rückkühlung des Waschmediums an die Umgebung abgeführt. Wie in Kapitel 11.1.2 beschrieben, könnte auch Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse verwendet und auf diese Weise der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung angehoben werden. Dabei ist jedoch wie auch beim energetischen Wirkungsgrad der Vergasung keine Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades zu erwarten.

Der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung des Viking-VHKW übersteigt mit $\zeta_{Gas} = 81,2\%$ den des FICFB-VHKW um 19,0 %-Punkte. Nach jetzigem Wissenstand scheint es nicht möglich zu sein, den Wirkungsgrad der Vergasung des FICFB-VHKW auf ein ähnlich hohes Niveau

anzuheben.

Von den vier in Tabelle 11.3 aufgeführten Vergasungsheizkraftwerken wird der niedrigste exergetische Wirkungsgrad der Vergasung von $\zeta_{Gas} = 61,8\%$ beim Betrieb des Carbo-V-VHKW erreicht (Abbildung 11.6), da in dieser Anlage heißes Rauchgas, welches durch Verbrennung von Erdgas erzeugt wird, für die Vergasungsluftvorwärmung und zur Biomassetrocknung verwendet wird. Durch diese Prozessführung werden dem Vergasungsreaktor mit der vorgetrockneten Biomasse und der erhitzten Vergasungsluft 93,4 % der Exergie der Biomasse, des Erdgases und der aus dem Abgas ausgekoppelten und dem Trockner zugeführten Exergie zugeführt. Bei der Kühlung der Brennkammer und den irreversiblen Vergasungsreaktionen entstehen weitere Exergieverluste, sodass 90,2 % der dem Vergasungsreaktor zugeführten Exergieströme im Rohgas gebunden werden. In der Gasaufbereitung wird die Rohgaswärme zur Frischdampfzeugung genutzt und nicht zurück in den Vergasungsreaktor geführt. Daher beträgt das Verhältnis von der Reingasexergie zur Rohgasexergie 73,3 %. Durch die aufgeführten Exergieverluste in der Biomasseaufbereitung, im Vergasungsreaktor und in der Gasaufbereitung wird der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung zu $\zeta_{Gas} = 61,8\%$ berechnet.

Im optimierten Carbo-V-VHKW wird Erdgas verbrannt und die dabei erzeugte Wärme zur Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung verwendet. Würde diese Wärme aus dem Rohgas ausgekoppelt und auf die Verbrennung des Erdgases verzichtet werden, würde der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung um 4,1 %-Punkte auf 65,9 % steigen und damit über dem des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegen.

Da die für die Pyrolyse der Biomasse benötigte Wärme im NTV durch partielle Oxidation der Biomasse erzeugt werden muss und nicht wie im Viking-VHKW durch Abwärme aus der Anlage gedeckt werden kann, liegt der exergetische Wirkungsgrad der Vergasung eines optimierten zweistufigen Carbo-V-VHKW unter dem des zweistufigen Viking-VHKW.

Zusammenfassend kann wiederum festgestellt werden, dass bei den hier betrachteten VHKW keine Abhängigkeit zwischen der Vergasungsreaktorbauart und dem Wirkungsgrad der Vergasung erkennbar ist. So liegen die Wirkungsgrade der Vergasung der beiden VHKW mit integriertem zweistufigen Vergasungsreaktor, dem Viking- und dem Carbo-V-VHKW, um 19,4 %-Punkte auseinander. Ein hoher Wirkungsgrad der Vergasung wird erreicht, wenn durch Rückführung von aus dem Rohgas ausgekoppelten Exergieströmen auf eine Oxidation von Biomasse oder Zusatzbrennstoffen zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Vergasungsreaktionen verzichtet werden kann. So wird beim Viking-VHKW der hohe exergetische Wirkungsgrad der Vergasung erreicht, weil der Wärmebedarf der endothermen Pyrolysereaktionen, der auf einem Temperaturniveau von 470 K bis 850 K liegt, durch Nutzung von Rohgaswärme gedeckt wird.

Exergetische Effizienz der Vergasung

Von den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken erreicht das Viking-VHKW die höchste exergetische Effizienz der Vergasung von $\chi_{Gas} = 87,3\%$ (Abbildung 11.6). Sie liegt um 6,1 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung, da 7,5 % der Exergie der Biomasse als Wärme aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse und Erwärmung des entstandenen Wasserdampfes auf 473 K verwendet werden. Durch diese Wärmerückführung kann teilweise auf die Verbrennung von exergetisch hochwertiger Biomasse verzichtet werden, wodurch die hohe exergetische Effizienz der Vergasung von $\chi_{Gas} = 87,3\%$ erreicht wird.

Die Effizienz der Vergasung des Carbo-V-, des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegt mit 63,4 % bis 64,3 % ebenso wie der Wirkungsgrad der Vergasung dieser Anlagen auf gleichem Niveau und um 23,0 bis 23,9 %-Punkte unter jener des Viking-VHKW (Abbildung 11.6). Dies zeigt, wie gut es beim Viking-VHKW gelingt, die Exergie der Biomasse auf das Reingas zu übertragen.

Beim FICFB-VHKW wird wie auch beim Viking-VHKW Wärme aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse verwendet. Dabei wird das Abgas jedoch vor der Auskopplung der Trocknungswärme zur Dampferzeugung für die ORC-Anlage genutzt. Daher liegt das Temperaturniveau der Wärmeauskopplung zur Trocknung der Biomasse mit bis zu 473 K um 237 K niedriger als beim Viking-VHKW. So werden beim FICFB-VHKW aus dem Abgas nur 3,3 % der Exergie der Biomasse ausgekoppelt und dem Trockner zugeführt, sodass die Effizienz der Vergasung mit $\chi_{Gas} = 64,3 \%$ nur um 2,1 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung liegt. Die exergetische Effizienz der Vergasung χ_{Gas} des FICFB-VHKW liegt um 23,0 %-Punkte unter der des Viking-VHKW, was im Wesentlichen auf den niedrigeren exergetischen Wirkungsgrad der Vergasung zurückzuführen ist.

Beim Gegenstrom-VHKW beträgt die Effizienz der Vergasung $\chi_{Gas} = 64,0 \%$, da in dieser Anlage die Vergasungsluft mit Wärme aus dem Abgas des BHKW auf 466 K vorgewärmt wird. Dazu werden aus dem Abgas 89,9 kW Exergie auf einem Temperaturniveau von 697 K bis 653 K ausgekoppelt. Dies entspricht 0,9 % der Exergie der Biomasse. Daher liegt die Effizienz der Vergasung nur um 0,5 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung. Da eine weitere Einkopplung von Abgaswärme in den Vergasungsreaktor nicht möglich ist, kann eine deutliche Anhebung der Effizienz der Vergasung nur durch die Erhöhung des exergetischen Wirkungsgrades der Vergasung erfolgen.

Auch beim Carbo-V-VHKW wird Wärme aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse verwendet. Die ausgekoppelte Wärme liegt wie auch beim FICFB-VHKW auf einem Temperaturniveau von bis zu 473 K. Allerdings wird zusätzlich Rauchgas aus der Erdgasbrennkammer zur Trocknung der Biomasse verwendet. So werden nur 2,6 % der Exergie der Biomasse aus dem Abgas der BHKW ausgekoppelt und dem Trockner zugeführt. Daher liegt die Effizienz der Vergasung mit $\chi_{Gas} = 63,4 \%$ nur um 1,6 %-Punkte über dem Wirkungsgrad der Vergasung dieser Anlage. Durch eine verstärkte Nutzung von Abgaswärme zur vollständigen Deckung des Wärmebedarfs für die Trocknung der Biomasse und zur Vergasungsluftvorwärmung könnte die exergetische Effizienz der Vergasung weiter angehoben werden. Allerdings wird es nicht möglich sein, das Niveau des Viking-VHKW zu erreichen, da der Wärmebedarf der endothermen Pyrolysereaktionen durch Verbrennung von Biomasse im NTV gedeckt wird.

11.2.4 Zusammenfassung

Durch die exergetische Bewertung der in Tabelle 11.3 aufgeführten Heizkraftwerke zeigt sich deutlich der Vorteil der VHKW gegenüber des DHKW. Bei allen vier untersuchten VHKW wird bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sowohl ein höherer exergetischer elektrischer Bruttowirkungsgrad als auch ein höherer gemittelter exergetischer Brennstoffausnutzungsgrad als im DHKW erreicht.

11.3 Ökonomische Bewertung des Betriebs der Vergasungsheizkraftwerke

Wie in Kapitel 11.1 und 11.2 gezeigt wurde, ist der KWK-Betrieb von Vergasungsheizkraftwerken gegenüber dem Betrieb von Dampfheizkraftwerken energetisch und vor allem exergetisch vorteilhaft. Damit diese Heizkraftwerke in Deutschland zukünftig verstärkt zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden, muss der Betrieb der Anlagen vor allem auch wirtschaftlich lohnenswert sein.

Für in Deutschland aus Biomasse erzeugten Strom werden hohe Einspeisevergütungen gezahlt, die im EEG festgelegt sind. In Kapitel 10.5 sind die für die unterschiedlichen Anlagen berechneten EEG-Vergütungen aufgeführt und beschrieben. Decken oder übersteigen die EEG-Einspeisevergütungen die spezifischen Stromgestehungskosten, werden die geforderte Kapitalrendite gedeckt und ggf. noch zusätzliche Gewinne erwirtschaftet. Daher werden im Folgenden die spezifischen Stromgestehungskosten betrachtet und den EEG-Vergütungen gegenübergestellt.

Bei der Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten wird eine Vielzahl von Werten, aufbauend auf dem derzeitigen Wissensstand, abgeschätzt. So werden beispielsweise Werte für die Jahresbetriebsstunden, die Wärmeerlöse oder den Zinssatz angenommen. Da es jedoch möglich ist, dass sich diese Werte zukünftig ändern, wird anhand einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss der wesentlichen Annahmen auf die spezifischen Stromgestehungskosten aufgezeigt.

11.3.1 Spezifische Stromgestehungskosten

In Kapitel 10.5.4 werden die beim Betrieb der optimierten VHKW entstehenden spezifischen Stromgestehungskosten aufbauend auf den in Tabelle 10.8 aufgeführten spezifischen Biomassekosten (S_{Bio}), Kapitalkosten (S_{Inv}), weiteren variablen und fixen Betriebskosten ($S_{BK,var}$, $S_{BK,fix}$) abzüglich der Wärmeerlöse $S_{\dot{Q}_N}$ berechnet. In Tabelle 11.4 ist der Anteil dieser Kosten an der Summe aller Kosten aufgeführt.

Tabelle 11.4: Anteil einzelner Kostenpositionen an der Summe aller Kosten

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
		Vergasungsheizkraftwerk			
Biomassekosten	%	42,8	38,3	42,2	44,6
Kapitalkosten	%	29,2	33,9	29,0	30,3
fixe Betriebskosten	%	19,6	24,0	19,9	20,7
weitere var. Betriebskosten	%	8,5	3,9	8,9	4,3
Wärmeerlöse	%	-2,7	-8,6	-9,1	-11,3

Bei allen vier Vergasungsheizkraftwerken tragen die Biomassekosten am meisten zu den spezifischen Stromgestehungskosten bei (Abbildung 10.9). So liegt beim Gegenstrom-VHKW der Anteil der Biomassekosten zur Summe aller Kosten bei 44,6%. Beim FICFB-VHKW liegt der Anteil mit 42,2% etwas niedriger, was auf den höheren elektrischen Wirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el,Brutto} = 33,3\%$ im Gegensatz zu 27,9% beim Gegenstrom-VHKW zurückzuführen ist. Obwohl von den vier untersuchten VHKW in der Carbo-V-Anlage der höchste elektrische

Wirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el,Brutto} = 37,7\%$ erreicht wird, liegt das Verhältnis der Biomassekosten zur Summe aller Kosten mit 42,8 % auf nahezu gleichem Niveau wie beim FICFB-VHKW. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die installierte elektrische Leistung von $P_{el} = 10669,5 \text{ kW}$ der niedrigste spezifische Investitionsaufwand von 2867 €/kW_{el} erreicht wird, sodass vergleichsweise geringe spezifische Kapitalkosten entstehen. Dies führt zu einer Anhebung des Anteils der Biomassekosten an der Summe aller Kosten.

Beim Viking-VHKW liegt der Anteil der Biomassekosten mit 38,3 % am niedrigsten. Zum einen wird in dieser Anlage ein hoher elektrischer Wirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el,Brutto} = 37,4\%$ erreicht. Zum anderen entstehen durch die installierte Leistung von $P_{el} = 2071,4 \text{ kW}$ trotz des einfachen Anlagenaufbaus hohe spezifische Kapitalkosten von $4016,5 \text{ €/kW}_{el}$.

Auch die Kapitalkosten verursachen bei allen vier Vergasungsheizkraftwerken einen erheblichen Teil der Gesamtkosten. So liegt das Verhältnis von den Kapitalkosten zu den Gesamtkosten zwischen 29,0 % und 33,9 %. Da mit sinkender Leistung der spezifische Investitionsaufwand zunimmt (Tabelle 10.7), liegt beim Viking-VHKW diese Verhältnis mit 33,9 % am höchsten. Beim Gegenstrom-VHKW ist dieses Verhältnis mit 30,3 % aufgrund der hohen Biomassekosten trotz des leicht höheren spezifischen Investitionsaufwandes etwas niedriger. Durch die höhere Leistung des FICFB- und des Carbo-V-VHKW beträgt bei diesen Anlagen das Verhältnis von Kapitalkosten zu den Gesamtkosten 29,0 % bzw. 29,2 %.

Insgesamt liegt das Verhältnis der Summe der Biomassekosten und der Kapitalkosten zur Summe aller Kosten ($S_{Bio} + S_{Inv} + S_{BK_{fix}} + S_{BK_{var}}$) bei allen vier Vergasungsheizkraftwerken zwischen 71,2 % und 75,0 %, sodass diese beiden Kostenpositionen am meisten zu den spezifischen Stromgestehungskosten beitragen.

Die fixen Betriebskosten tragen bei den Vergasungsheizkraftwerken mit 19,6 % bis 24,0 % zu den Gesamtkosten bei. Dabei ist das Verhältnis von fixen Betriebskosten zu den Gesamtkosten beim Viking-VHKW am höchsten, da die fixen Betriebskosten jährlich 6 % des Investitionsaufwandes betragen (Kapitel 10.5.2) und der spezifische Investitionsaufwand mit $4016,5 \text{ €/kW}_{el}$ beim Viking-VHKW relativ hoch ist.

Aufgrund der hohen Biomassekosten tragen beim Gegenstrom-VHKW trotz etwas höherem spezifischen Investitionsaufwand von $4127,5 \text{ €/kW}_{el}$ (Tabelle 10.7) die fixen Betriebskosten nur zu 20,7 % zu den Gesamtkosten bei.

Durch die weiteren variablen Betriebskosten entstehen bei den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken 3,9 % bis 8,9 % der Gesamtkosten. Diese liegen beim Carbo-V- bzw. FICFB-VHKW mit 8,5 % bzw. 8,9 % der Gesamtkosten deutlich höher als beim Viking- bzw. Gegenstrom-VHKW mit 3,9 % bzw. 4,3 %. Die Ursachen dafür sind, dass beim Carbo-V-VHKW kontinuierlich Erdgas verbrannt wird, wodurch 52 % der variablen Betriebskosten entstehen, und dass beim FICFB-VHKW der Bedarf an RME 34,4 % der variablen Betriebskosten verursacht.

Beim Viking-, beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW werden zusätzlich zur elektrischen Leistung erhebliche Nutzwärmeleistungen ausgekoppelt, sodass gemittelte Brennstoffausnutzungsgrade von $\bar{\omega} = 64,8\%$ bis $71,6\%$ erreicht werden. Daher werden in diesen drei VHKW 8,6 % bis 11,3 % der beim Betrieb entstehenden Kosten durch die Wärmeerlöse substituiert. Da beim Carbo-V-VHKW vergleichsweise wenig Nutzwärme ausgekoppelt wird ($\bar{\omega} = 46,5\%$), werden nur 2,7 % der anfallenden Kosten durch Wärmeerlöse gedeckt.

Die sich aus der Summe der Kosten abzüglich der Wärmeerlöse berechneten spezifischen Stromgestehungskosten sind in Abbildung 11.7 gegenübergestellt.

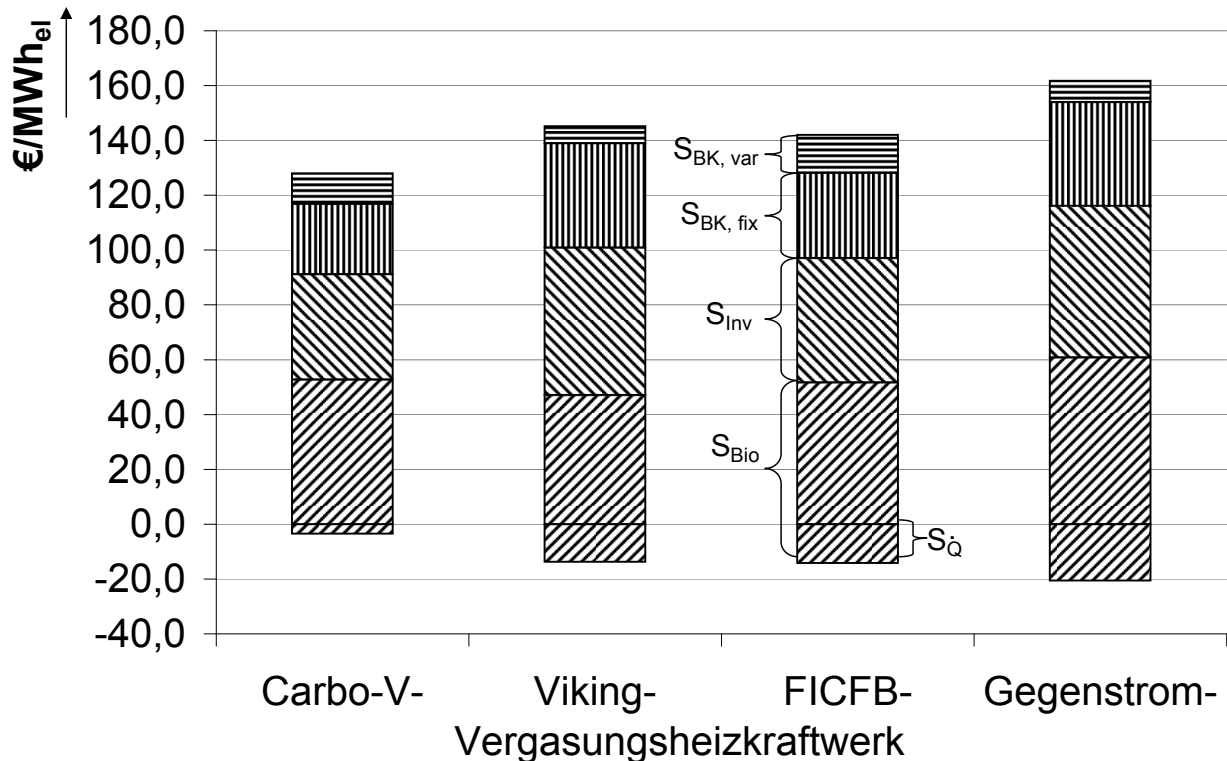


Abbildung 11.7: Spezifische Stromgestehungskosten der untersuchten VHKW

Die niedrigsten spezifischen Stromgestehungskosten von $S = 128,0 \text{ €/MWh}_{el}$ entstehen im Carbo-V-VHKW. Die Gründe dafür sind, dass durch den hohen elektrischen Wirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el,Brutto} = 37,7 \%$ niedrige spezifische Biomassekosten ($56,2 \text{ €/MWh}_{el}$) und durch den niedrigsten spezifischen Investitionsaufwand die geringsten Kapitalkosten ($38,4 \text{ €/MWh}_{el}$) entstehen.

Die höchsten spezifischen Stromgestehungskosten von $161,8 \text{ €/MWh}_{el}$ entstehen im Gegenstrom-VHKW, da in dieser Anlage der niedrigste elektrische Wirkungsgrad erreicht wird, sodass die spezifischen Biomassekosten $81,4 \text{ €/MWh}_{el}$ betragen und zusätzlich hohe spezifische Kapitalkosten von $55,3 \text{ €/MWh}_{el}$ anfallen.

Die spezifischen Stromgestehungskosten des Viking-VHKW liegen mit $145,2 \text{ €/MWh}_{el}$ unter denen des Gegenstrom-VHKW, da durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad niedrigere spezifische Biomassekosten von $60,8 \text{ €/MWh}_{el}$ entstehen.

Trotz nahezu gleichem elektrischen Wirkungsgrad und daher etwa gleichen spezifischen Biomassekosten übersteigen die spezifischen Stromgestehungskosten des Viking-VHKW die des Carbo-V-VHKW, da aufgrund der niedrigeren elektrischen Leistung der spezifische Investitionsaufwand des Viking-VHKW von $4016,5 \text{ €/kW}_{el}$ den des Carbo-V-VHKW von $2867,0 \text{ €/kW}_{el}$ deutlich übersteigt. Daher entstehen beim Viking-VHKW deutlich höhere spezifische Kapitalkosten von

53,8 €/MWh_{el}.

Der für die Errichtung des FICFB-VHKW mit einer elektrischen Bruttoleistung von $P_{el} = 5006,2 \text{ kW}$ entstehende Investitionsaufwand von 3383,9 €/kW_{el} liegt zwischen dem des Carbo-V- und dem des Gegenstrom-VHKW, sodass auch die Kapitalkosten von 45,3 €/MWh_{el} zwischen jenen dieser beiden VHKW liegen. Auch die spezifischen Biomassekosten von 65,9 €/MWh_{el} liegen zwischen denen des Carbo-V- und denen des Gegenstrom-VHKW. So entstehen beim FICFB-VHKW spezifische Stromgestehungskosten von 142,0 €/MWh_{el}, die über denen des Carbo-V- und unter den des Gegenstrom-VHKW liegen.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines in Deutschland betriebenen VHKW ist, ob die spezifischen Stromgestehungskosten unter den im EEG garantierten Vergütungen liegen da nur dann durch den Verkauf der erzeugten elektrischen Leistung Gewinne erwirtschaftet werden. In Tabelle 11.5 und in Abbildung 11.8 werden die spezifischen Stromgestehungskosten den in Kapitel 10.10 berechneten EEG-Vergütungen gegenübergestellt.

Tabelle 11.5: Spezifische Stromgestehungskosten der VHKW und garantierte EEG-Vergütungen

	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	Vergasungsheizkraftwerk			
spez. Stromgestehungskosten / €/MWh _{el, Brutto}	128,0	145,2	142,0	161,8
EEG-Vergütung €/MWh _{el, Brutto}	123,9	174,2	166,5	170,6

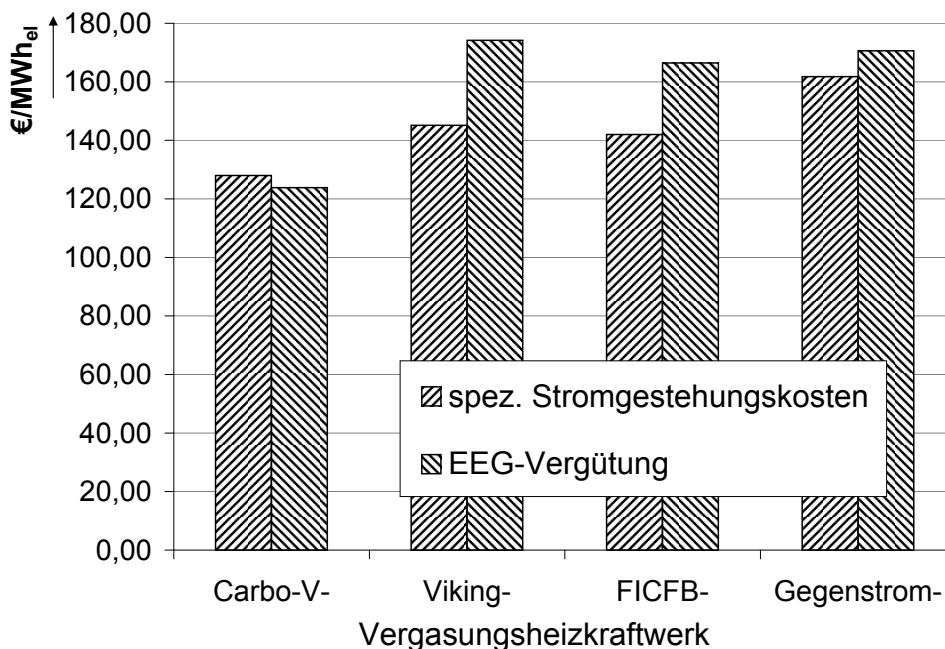


Abbildung 11.8: Vergleich der spezifischen Stromgestehungskosten und der EEG-Vergütungen

Beim Viking-, beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW liegen die spezifischen Stromgestehungskosten unter den EEG-Vergütungen. So beträgt das Verhältnis von spezifischen Stromgestehungskosten zu den in Tabelle 10.10 aufgeführten EEG-Vergütung beim Viking-

VHKW 83,3 %, beim FICFB-VHKW 85,3 % und beim Gegenstrom-VHKW 94,8 %.

Beim Carbo-V-VHKW bedarf es für einen wirtschaftlichen Betrieb höherer Stromvergütungen als im EEG garantiert werden. So beträgt das Verhältnis von spezifischen Stromgestehungskosten zu den garantierten EEG-Vergütung 103,4 %. Daher ist unter den angenommenen Randbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb eines Carbo-V-VHKW nicht möglich.

Wird, wie in Kapitel 10.2.1 beschrieben, ein Carbo-V-VHKW ohne Dampfturbine errichtet und die gesamte Abwärme als Nutzwärme verkauft, so wird eine jährlich gemittelte Nutzwärmeleistung von $\bar{Q}_N = 11409,3 \text{ kW}$ ausgekoppelt. Gleichzeitig sinkt die elektrische Bruttoleistung auf $P_{el} = 7775,8 \text{ kW}_{el, Brutto}$. Da die Nutzwärme mit nur 15 €/MWh_{el} vergütet wird, betragen die spezifischen Stromgestehungskosten nun $157,6 \text{ €/MWh}_{el}$. Gleichzeitig erhöht sich die EEG-Vergütung auf $138,1 \text{ €/MWh}_{el}$, da mit Anhebung der Nutzwärmeauskopplung der KWK-Stromanteil auf 95,3 % steigt und ein entsprechend erhöhter KWK-Zuschlag gewährt wird. Damit liegen die spezifischen Stromgestehungskosten jedoch weiterhin über der garantierten EEG-Vergütung, sodass sich der Betrieb eines Carbo-V-VHKW ohne Dampfturbine mit verminderter Stromerzeugung und erhöhter Nutzwärmeauskopplung nicht wirtschaftlich darstellt.

Wird die Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW im Gegendruck betrieben, beträgt die elektrische Bruttoleistung $P_{el} = 9706,2 \text{ kW}_{el, Brutto}$. Gleichzeitig steigt die gemittelte Nutzwärmeleistung auf $\bar{Q}_N = 8705,4 \text{ kW}$ an (Kapitel 10.2.1). Durch die verminderte Stromerzeugung erhöhen sich trotz vermehrter Nutzwärmeauskopplung die spezifischen Stromgestehungskosten auf $131,1 \text{ €/MWh}_{el}$. Allerdings werden auch die garantierten EEG-Vergütungen auf $138,7 \text{ €/MWh}_{el}$ angehoben, da durch den Gegendruckbetrieb der Dampfkraftanlage der KWK-Stromanteil 99,5 % beträgt. Damit liegen die spezifischen Stromgestehungskosten 5,4 % unter der garantierten EEG-Vergütung, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet ist.

Bei der Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten wird für das Kapital, das für die Errichtung der Anlagen benötigt wird, eine Rendite von 8 % gefordert. Daher sind die Gewinnforderungen eines möglichen Investors durch die Verzinsung gedeckt. Wird nun eine Stromvergütung gezahlt, die über den spezifischen Stromgestehungskosten liegen, werden zusätzliche Gewinne erzielt, sodass am Ende der Laufzeit ein positiver Kapitalwert vorhanden ist. In Abbildung 11.9 ist die Entwicklung des Kapitalwertes der Anlagen über eine Laufzeit von 20 Jahren berechnet und grafisch dargestellt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass sich der Betrieb des Viking- und des FICFB-VHKW bereits nach 9,3 Jahren rentiert. Aufgrund des geringeren elektrischen Wirkungsgrades des Gegenstrom-VHKW wird erst nach 14,7 Jahren ein positiver Kapitalwert erreicht. Der Kapitalwert des Carbo-V-VHKW beträgt nach einer Laufzeit von 20 Jahren $-3\,317\,210 \text{ €}$. Wird die Dampfturbine im Gegendruck betrieben, rentiert sich der Betrieb des Carbo-V-VHKW nach 14,3 Jahren.

11.3.2 Sensitivitätsanalyse

Die spezifischen Stromgestehungskosten werden mit den geschlossenen Massen- und Energiebilanzen sowie mit den Kosten, die bei der Errichtung und dem Betrieb der optimierten VHKW anfallen, berechnet. Da die Bilanzen aufbauend auf Messergebnissen an bestehenden Anlagen geschlossen wurden, ist davon auszugehen, dass die der Berechnung zugrunde gelegten Wirkungsgrade in den optimierten Anlagen eingehalten werden können. Allerdings werden neben den energetischen Kennzahlen noch weitere Annahmen zur Berechnung der spezifischen

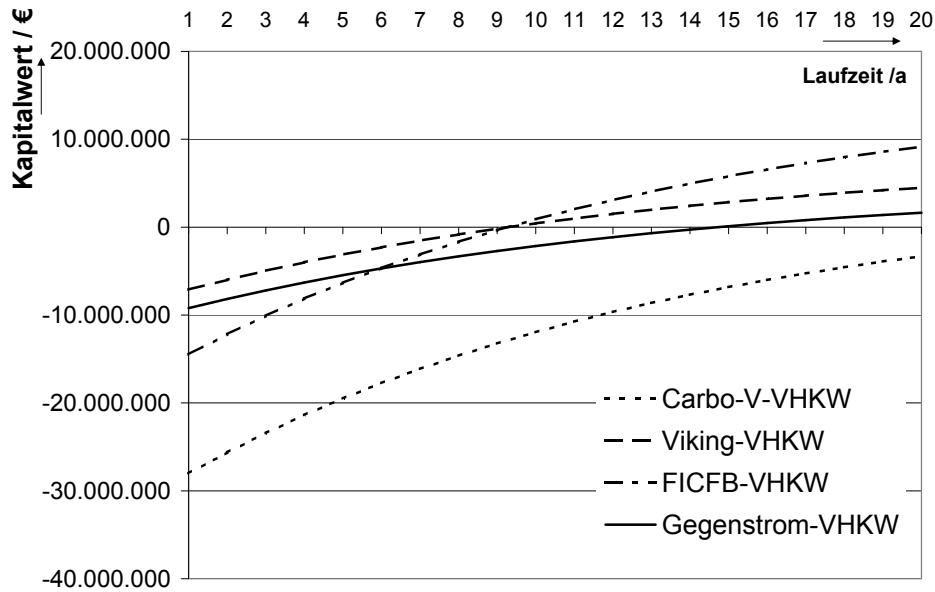


Abbildung 11.9: Entwicklung des Kapitalwertes der untersuchten VHKW

Stromgestehungskosten herangezogen (Kapitel 10.5). Dabei ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht klar, ob diese getroffenen Annahmen beim späteren Betrieb tatsächlich eingehalten werden. Daher wird im Folgenden mit einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss dieser Annahmen auf die spezifischen Stromgestehungskosten aufgezeigt.

Die Sensitivität der spezifischen Stromgestehungskosten auf Veränderungen der Jahresbetriebsstunden t_{Bh} , des spezifischen Investitionsaufwandes $\frac{I}{P_{el}}$, der Biomassekosten, des Kalkulationszinsfußes z , der Wärmeerlöse w und der fixen Betriebskosten BK_{fix} wird mit der Funktion $\Phi(y)$ (Gleichung 7.8) berechnet und ist in den Abbildungen 11.10 bis 11.13 für die vier untersuchten VHKW dargestellt.

Bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken üben Veränderungen der Jahresbetriebsstunden t_{Bh} den größten Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten aus (Abbildungen 11.10 bis 11.13). So führt eine Reduktion der Jahresbetriebsstunden um 20 % auf $t_{Bh} = 6080$ h zu einer Erhöhung der spezifischen Stromgestehungskosten um 12,5 % bis 15,8 %. Sinken die Jahresvolllaststunden auf 6080 Stunden, so ist nur noch beim Viking- und beim FICFB-VHKW ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Das Verhältnis von spezifischen Stromgestehungskosten zu EEG-Vergütungen beträgt dann bei diesen beiden Anlagen 96,5 % bzw. 96,8 %. Beim Gegenstrom-VHKW würden die spezifischen Stromgestehungskosten unter dieser Annahme die EEG-Vergütungen um 8,5 % und beim Carbo-V-VHKW um 16,3 % übersteigen. Dies zeigt, dass vor dem Bau zukünftiger VHKW die gesamte Anlagentechnik ausreichend erprobt werden muss, um die bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorausgesetzte Verfügbarkeit von 7600 Stunden im Jahr zu erreichen.

Den nächst größeren Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten hat der spezifische Investitionsaufwand. Durch eine 20-prozentige Erhöhung des spezifischen Investitionsaufwandes I_{spez} der jeweiligen Anlage steigen, wie in den Abbildungen 11.10 bis 11.13 dargestellt, die spezifischen Stromgestehungskosten um 9,5 % bis 11,8 %. Wie in Abbildung 10.9 dargestellt,

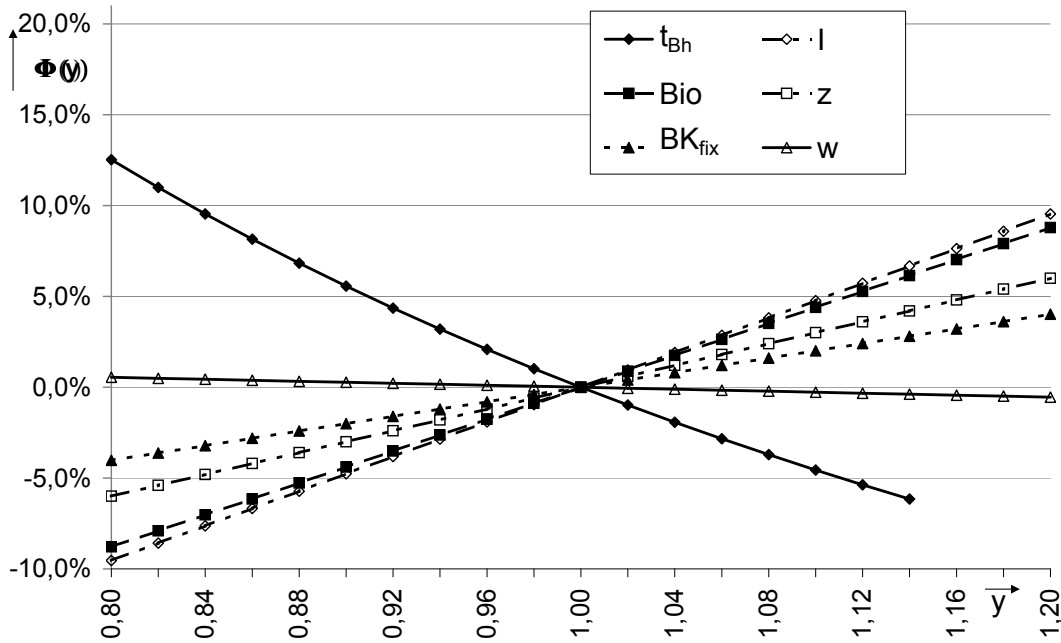


Abbildung 11.10: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ eines optimierten Carbo-V-VHKW

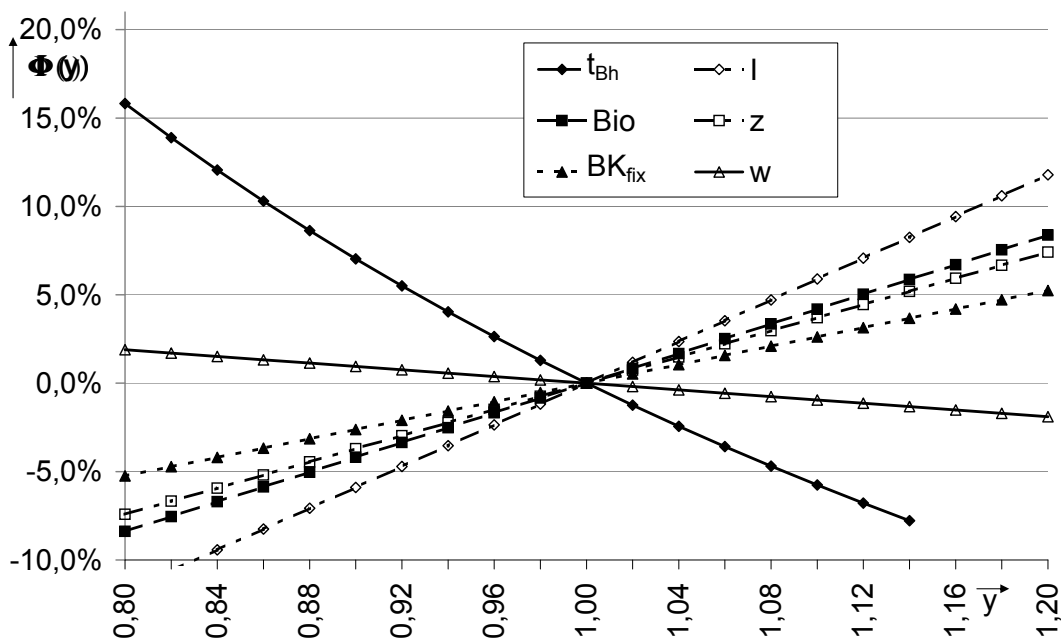


Abbildung 11.11: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ eines optimierten Viking-VHKW

liegt beim Viking-VHKW der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten mit 33,9% von allen Vergasungsheizkraftwerken am höchsten. Daher wirkt sich in diesem VHKW die Anhebung des spezifischen Investitionsaufwandes um 20 % auf die spezifischen Stromgestehungskosten mit einer Steigerung um 11,8 % am meisten aus. Beim Gegenstrom-VHKW steigen die spezifischen Stromgestehungskosten um 10,9 %. Beim FICFB- und beim Carbo-V-VHKW bewirkt eine Erhöhung des Investitionsaufwandes eine Anhebung der spezifischen Stromgestehungskosten um

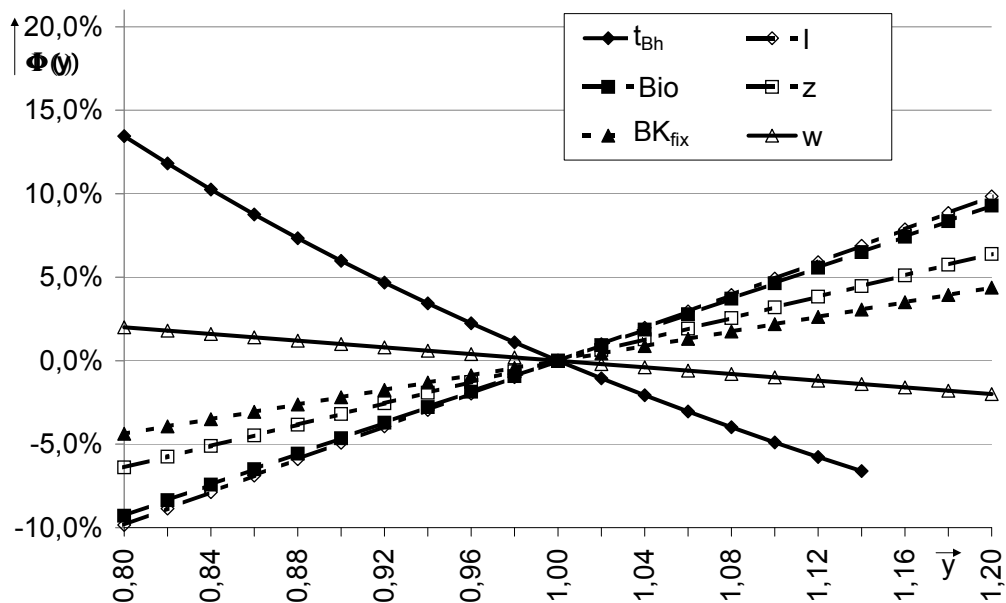


Abbildung 11.12: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ eines optimierten FICFB-VHKW

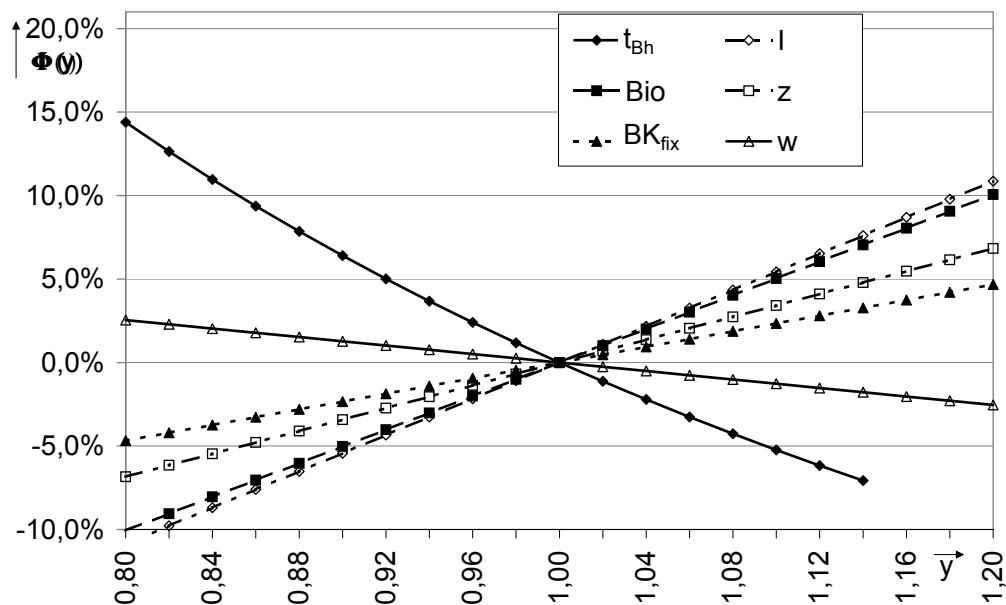


Abbildung 11.13: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten $\Phi(y)$ eines optimierten Gegenstrom-VHKW

9,8 % bzw. 9,5 %. Wie auch bei der Verminderung der Jahresbetriebsstunden ist ein wirtschaftlicher Betrieb bei einem um 20 % erhöhten Investitionsaufwand nur noch beim Viking- und beim FICFB-VHKW möglich.

Auch Veränderungen der Biomassekosten beeinflussen die spezifischen Stromgestehungskosten erheblich. Dabei steigt der Einfluss mit sinkendem elektrischen Wirkungsgrad des jeweiligen VHKW. So erhöhen sich die spezifischen Stromgestehungskosten beim Carbo-V-VHKW und beim Viking-VHKW, in denen ein elektrischer Bruttowirkungsgrad von $\bar{\eta}_{el\ Brutto}$ 37,7 % bzw.

37,4 % erreicht wird, bei um 20 % angehobenen Biomassekosten um 8,8 % bzw. 8,4 %. Beim FICFB-VHKW ($\bar{\eta}_{el\ Brutto} = 33,3\%$) steigen die spezifischen Stromgestehungskosten um 9,3 % und beim Gegenstrom-VHKW ($\bar{\eta}_{el\ Brutto} = 27,9\%$) um 10,1 %.

Eine Anhebung des Kalkulationszinsfußes um 20 % auf 9,6 % führt zu einer Steigerung der spezifischen Stromgestehungskosten um 6,0 % bis 7,4 %. Auch hier steigen die Stromgestehungskosten im Viking-VHKW mit 7,4 % durch den hohen Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten am meisten. Im Carbo-V-VHKW, im FICFB-VHKW und im Gegenstrom-VHKW, bei denen der Anteil der Kapitalkosten an den Gesamtkosten bei 29,0 % bis 30,3 % liegt, steigen die spezifischen Stromgestehungskosten um 6,0 % bis 6,8 %. Auch in diesem Fall wäre ein wirtschaftlicher Betrieb nur beim Viking- und beim FICFB-VHKW möglich.

Eine Erhöhung der fixen Betriebskosten BK_{fix} um 20 % verursacht eine Anhebung der spezifischen Stromgestehungskosten um 4,0 % bis 5,2 %. Die fixen Betriebskosten setzen sich aus den Kosten für Wartung, Instandhaltung, Verwaltung, Versicherung, Prüfungen und den Personalkosten zusammen (Tabelle 10.6). Dabei ist die Abschätzung der Personalkosten am unsichersten, da sich erst beim Betrieb der Anlagen herausstellen wird, ob die vorher festgelegte Personalstärke für die Sicherstellung eines stabilen Anlagenbetriebs ausreicht oder ob dafür mehr Personal benötigt wird. Da die Personalkosten jedoch nur 12,0 % bis 21,2 % der fixen Betriebskosten ausmachen, hat eine Aufstockung der Personalstärke nur einen relativ geringen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten. Würden die fixen Betriebskosten BK_{fix} um 20 % steigen, könnten das Viking-, das FICFB- und das Gegenstrom-VHKW immer noch gewinnbringend betrieben werden.

Durch eine Verminderung der Wärmeerlöse w um 20 % steigen die spezifischen Stromgestehungskosten um 0,6 % bis 2,5 %. Den höchsten Einfluss auf die Stromgestehungskosten üben die Wärmeerlöse beim Gegenstrom-VHKW aus, da bei dieser Anlage das höchste Verhältnis von gemittelter, ausgekoppelter Wärmeleistung zur zugeführten Biomasseleistung (38,3 %) besteht. Dementsprechend verursacht eine Verminderung der Wärmeerlöse um 20 % eine Erhöhung der spezifischen Stromgestehungskosten um 2,5 %. Beim Carbo-V-VHKW vermindern sich die spezifischen Stromgestehungskosten nur um 0,5 %, da in dieser Anlage die geringste auf die Biomasseleistung bezogene Nutzwärmeleistung ausgekoppelt wird.

Den geringsten Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten üben bei den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken die weiteren variablen Betriebskosten BK_{var} aus. Eine Anhebung der variablen Betriebskosten BK_{var} um 20 % führt zu einer Steigerung der spezifischen Stromgestehungskosten um 0,9 % bis 2,0 % (nicht in den Abbildungen 11.10 bis 11.13 dargestellt).

Die berechneten spezifischen Stromgestehungskosten, die sich durch die Veränderung jeweils eines Parameters um bis zu 20 % ergeben, sind in Abbildung 11.14 den EEG-Vergütungen gegenübergestellt.

Beim Viking- und FICFB-VHKW liegen bei einer 20%igen Veränderung der untersuchten Parameter die spezifischen Stromgestehungskosten unter den EEG-Vergütungen.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss ein optimiertes Gegenstrom-VHKW bei sonst konstant gehaltenen Randbedingungen jährlich mindestens für $t_{Bh} = 6\ 944\ h$ Strom erzeugen. Da das Gegenstrom-VHKW in Habøre bereits stabil und dauerhaft betrieben wird, sollte dies in einem optimierten Gegenstrom-VHKW problemlos realisiert werden können.

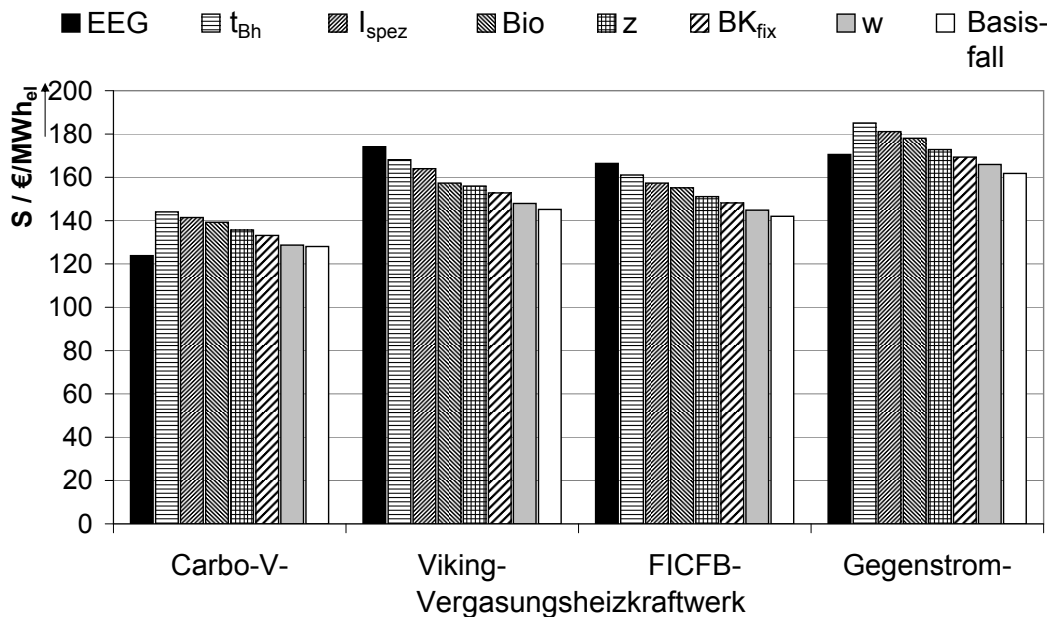


Abbildung 11.14: Berechnete spezifische Stromgestehungskosten bei Veränderung der anlagen- und betriebsabhängigen Parameter um 20 %, EEG-Vergütung

Auch wenn beim Betrieb des Carbo-V-VHKW die niedrigsten spezifischen Stromgestehungskosten entstehen, ist unter den angenommenen Randbedingungen und der derzeitigen Gesetzeslage ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich. Würde die Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW jedoch im Gegendruck betrieben und so zusätzlich Nutzwärme ausgekoppelt werden, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Daher sollte entgegen dem von den Anlagenentwicklern bevorzugte Kondensationsbetrieb in einem zukünftigen Carbo-V-VHKW der Brennstoffausnutzungsgrad durch einen Gegendruckbetrieb der Dampfturbine angehoben werden.

11.3.3 Zusammenfassung

Die niedrigsten Stromerzeugungskosten von $128,0 \text{ €/MWh}_{el}$ werden beim Betrieb des Carbo-V-VHKW erreicht. Die höchsten spezifischen Stromgestehungskosten von $161,8 \text{ €/MWh}_{el}$ entstehen im Gegenstrom-VHKW. Beim Viking- und beim FICFB-VHKW liegen diese mit $145,2 \text{ €/MWh}_{el}$ bzw. $142,0 \text{ €/MWh}_{el}$ in etwa auf dem gleichen Niveau.

Da beim Carbo-V-VHKW aufgrund der installierten elektrischen Leistung von $P_{el, Brutto} = 10669,5 \text{ kW}$ die niedrigste Grundvergütung von $84,9 \text{ €/MWh}_{el}$ und sowohl der niedrigste Zuschlag für die Nutzung von unbehandeltem Waldrestholz ($22,7 \text{ €/MWh}_{el}$) als auch der geringste KWK-Zuschlag ($27,2 \text{ €/MWh}_{el}$) gewährt wird, beträgt die garantierte EEG-Vergütung nur $123,9 \text{ €/MWh}_{el}$ (Tabelle 10.10). Beim Viking-, beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW liegt die EEG-Vergütung mit $166,5 \text{ €/MWh}_{el}$ bis $174,2 \text{ €/MWh}_{el}$ um 34,4 % bis 40,6 % höher.

Daher kann das optimierte Carbo-V-VHKW trotz der niedrigsten spezifischen Stromgestehungskosten nicht gewinnbringend betrieben werden. Würde durch den Gegendruckbetrieb der Dampfkraftanlage die ausgekoppelte Nutzwärmeleistung jedoch angehoben werden, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Beim Betrieb des Viking-, des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegen die spezifischen Stromgestehungskosten um 16,7 %, 14,7 % bzw. 5,2 % unter den garantierten EEG-Vergütungen. Daher ist ein gewinnbringender Betrieb dieser Anlagen unter den angenommenen Randbedingungen möglich.

Wie Abbildung 11.9 zu entnehmen ist, rentiert sich der Betrieb des Viking- und des FICFB-VHKW bereits nach 9,3 Jahren. Aufgrund des geringeren elektrischen Wirkungsgrades des Gegenstrom-VHKW wird in dieser Anlage erst nach 14,7 Jahren ein positiver Kapitalwert erreicht. Der Kapitalwert des Carbo-V-VHKW beträgt aufgrund der geringen EEG-Vergütung nach einer Laufzeit von 20 Jahren $KW = -3\,317\,210\text{ €}$. Würde wie oben beschrieben die Dampfturbine im Gegendruck betrieben werden, würde bei dieser Anlage der Kapitalwert nach 20 Jahren Laufzeit $KW = 5\,453\,050\text{ €}$ betragen.

Die Sensitivitätsanalyse der spezifischen Stromgestehungskosten zeigt, dass vor dem Bau eines wirtschaftlichen VHKW sichergestellt werden muss, dass in den optimierten Anlagen hohe Jahresbetriebsstunden erreicht werden. So sollte in einer Pilot- oder Demonstrationsanlage, in der bereits alle wesentlichen Aggregate des optimierten VHKW integriert sind, nachgewiesen werden, dass ein stabiler und dauerhafter Anlagenbetrieb über mehrere 1000 Stunden möglich ist.

11.4 Exergetisch-ökonomisches Optimierungspotenzial

In Kapitel 11.3 wurde gezeigt, dass vor allem Veränderungen der Jahresbetriebsstunden und des spezifischen Investitionsaufwandes einen hohen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten der VHKW besitzen.

Im Folgenden wird mit der in Kapitel 8 beschriebenen exergoökonomischen Methode untersucht, in welchen Funktionsgruppen (Kapitel 4) die spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen entstehen und ob dies durch den Investitionsaufwand der jeweiligen Funktionsgruppe oder durch auftretende Exergieverluste verursacht wird. Dazu werden die VHKW in die vier Funktionsgruppen Biomasseaufbereitung, Vergasung, Gasaufbereitung und Stromerzeugung aufgeteilt (Kapitel 8). Da die spezifischen Stromgestehungskosten den spezifischen Exergiekosten der erzeugten elektrischen Leistung entsprechen, wird die Steigerung der spezifischen Exergiekosten in den vier Funktionsgruppen der VHKW berechnet. So wird ersichtlich, in welchen Funktionsgruppen die spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen entstehen.

Durch die in Kapitel 10.1 beschriebene jährlich schwankende Wärmeauskopplung wird ein Teil der aus der Anlage ausgekoppelten Wärme im Sommer ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Um dies bei der exergoökonomischen Analyse zu berücksichtigen, wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die gemittelte Nutzwärmeleistung kontinuierlich ausgekoppelt wird.

In jeder Funktionsgruppe kommt es aufgrund der durch Irreversibilitäten verursachten Exergieverluste ζ_{FG} und durch den aus dem spezifischen Investitionsaufwand resultierenden Kostenstrom \dot{Z} (Kapitel 8.1) zu einer Anhebung der spezifischen Exergiekosten. Die Höhe dieser Zunahme wird mit der Kennzahl π (Gleichung 8.9) beschrieben. Dabei wird der elektrische Eigenbedarf der in den Funktionsgruppen vorhandenen Stromverbraucher nicht berücksichtigt, da die dabei anfallenden Kosten in den weiteren variablen Betriebskosten enthalten sind.

Aus der angegebenen Wärmevergütung von 15 €/MWh (bezogen auf den Energiegehalt, Tabelle 10.6) berechnet sich die auf die Exergie bezogene Nutzwärmevergütung zu 56,5 €/MWh. Wird in einer Funktionsgruppe Nutzwärme erzeugt, werden bei der Berechnung der spezifischen Exergiekosten der aus der Funktionsgruppe austretenden Exergieströme von den zugeführten Kostenströmen die durch den Verkauf der Nutzwärme erzielten Einnahmen abgezogen (Gleichung 8.8).

Steigen nun die spezifischen Exergiekosten in allen Baugruppen gleichmäßig an, d.h. liegt die Kennzahl π in allen Funktionsgruppen auf einem annähernd gleichen Niveau, können die spezifischen Stromgestehungskosten nur durch eine Vielzahl von Optimierungsmaßnahmen in allen Funktionsgruppen deutlich gesenkt werden. Steigen dagegen die spezifischen Exergiekosten in einer Funktionsgruppe deutlich stärker als in den anderen Funktionsgruppen, d.h. liegt in dieser Funktionsgruppe die Kennzahl π auf einem deutlich höheren Niveau als in den anderen Gruppen, so bewirkt die Absenkung von π dieser Funktionsgruppe eine entsprechende Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten.

Zur Reduzierung der Kennzahl π einer Funktionsgruppe müssen die Exergieverluste bzw. der Investitionsaufwand der Gruppe vermindert werden. Allerdings ist einer Reduzierung der Exergieverluste oft nur durch eine aufwändigere Anlagentechnik möglich, die wiederum mit einer Erhöhung des Investitionsaufwandes einhergeht. Daher wird zusätzlich für jede Funktionsgruppe die Kennzahl ϕ aufgestellt, die angibt, ob die Zunahme der spezifischen Exergiekosten durch Exergieverluste oder durch einen hohen Investitionsaufwand entstehen. So wird anhand der Kennzahl ϕ ersichtlich, ob zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten der exergetische Wirkungsgrad einer Funktionsgruppe angehoben oder der Investitionsaufwand vermindert werden sollte.

11.4.1 Funktionsgruppen und deren Kostenströme \dot{Z}_{FG}

Um eventuell vorhandenes, exergetisch-ökonomisches Optimierungspotenzial der in dieser Arbeit untersuchten VHKW aufzuzeigen, werden die in dieser Arbeit untersuchten VHKW jeweils in die vier Funktionsgruppen Biomasseaufbereitung, Vergasung, Gasaufbereitung und Stromerzeugung unterteilt. Die wesentlichen Aggregate der Funktionsgruppen der untersuchten VHKW sind in Tabelle 11.6 aufgeführt.

Tabelle 11.6: Wesentliche Aggregate der Funktionsgruppen der optimierten VHKW

VHKW	Biomasse-aufbereitung	Vergasung	Gas-aufbereitung	Strom-erzeugung
Carbo-V	Lager, Erdgasbrenner, Biomassetrockner	Luvo, NTV, HTV	DE, Luftverdichter, Filter, Wäsche	BHKW, DT
Viking	Lager, Biomassetrockner	Pyrolyseschnecke, Vergasungsreaktor	WT, Filter, Gaspuffer	BHKW
FICFB	Lager, Biomassetrockner	WS-Vergasungsreaktor, Brennkammer, Vergasungs-DE, Luvo	WT, Filter, Wäsche	BHKW, ORC
Gegenstrom	Lager	Gegenstromvergasungsreaktor	WT, E-Filter, Tarwac	BHKW

Aufbauend auf den in Tabelle 10.6 aufgeführten Annahmen und dem in Tabelle 10.7 aufgeführten spezifischen Investitionsaufwand der einzelnen Funktionsgruppen werden die Kostenströme \dot{Z}_{FG} berechnet. Diese Kostenströme, die nach Gleichung 8.6 durch den Investitionsaufwand und durch die auf die Funktionsgruppen aufgeteilten Betriebskosten entstehen, sind in Tabelle 11.7 aufgelistet.

 Tabelle 11.7: Den Funktionsgruppen zugeführte Kostenströme \dot{Z}_{FG}

Funktions- gruppe	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	Vergasungsheizkraftwerk			
$\dot{Z}_{BA} / \text{€h}$	98,0	12,0	53,6	19,3
$\dot{Z}_V / \text{€h}$	415,1	151,2	190,4	174,3
$\dot{Z}_{GA} / \text{€h}$	48,3	7,7	73,5	20,5
$\dot{Z}_S / \text{€h}$	179,2	32,3	120,0	39,0
$\sum \dot{Z}_{FG} / \text{€h}$	740,6	203,2	437,5	253,1
$\dot{Z}_{BA} / \sum \dot{Z}_{FG} / \%$	13,2	5,9	12,3	7,6
$\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG} / \%$	56,1	74,4	43,5	68,9
$\dot{Z}_{GA} / \sum \dot{Z}_{FG} / \%$	6,5	3,8	16,8	8,1
$\dot{Z}_S / \sum \dot{Z}_{FG} / \%$	24,2	15,9	27,4	15,4

Wie aus Tabelle 11.7 hervorgeht, entstehen die höchsten Kostenströme in der Funktionsgruppe der Vergasung. Die Vergasungsreaktoren werden einzeln oder in sehr geringer Stückzahl gebaut, sodass bei der Fertigung hohe Kosten entstehen (Tabelle 10.7). So liegt das Verhältnis des spezifischen Investitionsaufwands des Vergasungsreaktors der jeweiligen Anlage zum spezifischen Investitionsaufwand der gesamten Anlage bei 43,5 % bis 74,4 %. Dementsprechend beträgt auch das Verhältnis des Kostenstromes \dot{Z}_V zur Summe aller Kostenströme $\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG} = 43,5 \%$ bis 74,4 %.

Wie bereits in Kapitel 10.5.2 erläutert, ist kein Zusammenhang zwischen der eingesetzten Vergasungstechnologie und dem spezifischen Investitionsaufwand der Funktionsgruppe der Vergasung zu erkennen. Vielmehr wird ersichtlich, dass mit steigender Anlagenkomplexität der Anteil der Kostenströme \dot{Z}_V an der Summe der Kostenströme $\sum \dot{Z}_{FG}$ sinkt. So liegt dieser beim FICFB-VHKW mit 43,5 % um 30,9 %-Punkte unter dem Verhältnis $\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG}$ des Viking-VHKW. Auch beim Carbo-V-VHKW ist dieses Verhältnis mit 56,1 % noch relativ gering.

Beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW gehören zur Funktionsgruppe der Stromerzeugung sowohl ein BHKW als auch eine Dampfturbinen- bzw. eine ORC-Anlage. Da im Viking- und Gegenstrom-VHKW die Stromerzeugung ausschließlich in einem motorischen BHKW stattfindet, liegt bei diesen Vergasungsheizkraftwerken der Anteil der Kostenströme \dot{Z}_S an der Summe der Kostenströme $\sum \dot{Z}_{FG}$ mit 15,9 % bzw. 15,4 % deutlich niedriger als beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW mit 24,2 % und 27,4 %.

Die niedrigsten Kostenströme \dot{Z}_{FG} entstehen in den Funktionsgruppen der Biomasse- und der Gasaufbereitung. Wie aus Tabelle 11.7 hervorgeht, liegt beim FICFB- und beim Gegenstrom-VHKW das Verhältnis $\dot{Z}_{GA} / \sum \dot{Z}_{FG}$ über dem Verhältnis $\dot{Z}_{BA} / \sum \dot{Z}_{FG}$, da in diesen beiden Anlagen ein teerhaltiges Rohgas erzeugt wird, sodass der Aufwand zur Reinigung des Rohgases incl. der Nachbehandlung der entstehenden Reststoffe höher als beim Carbo-V- und Viking-VHKW ist.

11.4.2 Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppen ζ

Zur Berechnung der spezifischen Exergiekosten der in eine Funktionsgruppe ein- und austretenden Stoffströme sind neben den Kostenströmen \dot{Z}_{FG} die exergetischen Wirkungsgrade der Funktionsgruppen ζ_{FG} notwendig (Kapitel 8.1). Daher werden diese berechnet und in Tabelle 11.8 aufgeführt. Die den Wirkungsgraden zugrundeliegenden Exergieströme, die in die Funktionsgruppen ein- und austreten, sind in Anhang D detailliert aufgeführt.

Bei der Berechnung der exergetischen Wirkungsgrade werden Exergieverluste, die bei der Wärmeübertragung entstehen, der Funktionsgruppe zugerechnet, die den ausgekoppelten Exergiestrom nutzt. Wird beispielsweise Rohgaswärme zur Frischdampferzeugung genutzt und der erzeugte Frischdampf einer Dampfkraftanlage zugeführt, wird die aus dem Rohgas ausgekoppelte Exergie als Nutzen bei der Berechnung des Wirkungsgrades der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung betrachtet. Die Exergieverluste, die bei der Frischdampferzeugung entstehen, werden der Dampfkraftanlage zugerechnet.

Tabelle 11.8: Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppen ζ_{FG}

Funktions- gruppe	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	Vergasungsheizkraftwerk			
$\zeta_{BA} / \%$	92,4	92,4	94,2	100,0
$\zeta_V / \%$	90,0	95,5	84,2	87,3
$\zeta_{GA} / \%$	94,7	94,1	94,9	74,5
$\zeta_S / \%$	45,6	53,0	48,9	49,9

Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung ζ_{BA}

In der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung der vier untersuchten VHKW treten Exergieverluste von maximal 7,6 % auf. Beim Gegenstrom-VHKW entstehen in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung keine Exergieverluste, da in dieser Anlage die Holzhackschnitzel ohne weitere Behandlung in den Vergasungsreaktor geführt werden ($\zeta_{BA} = 100,0 \%$).

Da beim FICFB-VHKW zur Trocknung der Biomasse Abgas auf einem niedrigen Temperaturniveau von 493 K bis 393 K verwendet wird, entstehen in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung nur geringe Exergieverluste von 5,8 % ($\zeta_{BA} = 94,2 \%$).

Beim Viking-VHKW liegt das Temperaturniveau der Abgaswärme, die zur Trocknung der Biomasse verwendet wird, mit 710 K bis 615 K höher als im FICFB-VHKW. Daher übersteigen die Exergieverluste von 7,6 %, die in der Biomasseaufbereitung des Viking-VHKW auftreten, jene des FICFB-VHKW um 1,8 %-Punkte.

Auch beim Carbo-V-VHKW entstehen in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung Exergieverluste von 7,6 % der zugeführten Exergie. Diese liegen, wie auch beim Viking-VHKW, um 1,8 %-Punkte höher als im FICFB-VHKW, obwohl die Wärme, die aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zur Trocknung der Biomasse verwendet wird, auf nahezu gleichem Temperaturniveau wie beim FICFB-VHKW genutzt wird. Im Carbo-V-VHKW wird jedoch zusätzlich Erdgas zur Trocknung der Biomasse verbrannt. Das dabei entstehende Rauchgas wird

zunächst zur Vorwärmung der Vergasungsluft auf 770 K verwendet. Dabei sinkt die Rauchgasstemperatur von 1213 K auf 620 K. Diese Temperaturabsenkung ist notwendig, damit bei der Trocknung der Biomasse keine Pyrolysereaktionen ablaufen. Anschließend wird das aus dem Luvo austretende Rauchgas mit dem Abgas des BHKW vermischt und tritt mit 470 K in den Biomassetrockner ein. Die Exergie des der Biomasseaufbereitung zugeführten Erdgases beträgt 2113,2 kW. Davon werden 608,2 kW im Luvo an die Vergasungsluft übertragen und nur 80,1 kW zur Trocknung der Biomasse verwendet. Da die Verbrennung des Erdgases zur Trocknung der Biomasse erfolgt, werden die dabei entstehenden Exergieverluste der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung zugerechnet, sodass der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung des Carbo-V-VHKW $\zeta_{BA} = 92,4\%$ beträgt.

Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Vergasung ζ_V

In der Funktionsgruppe der Vergasung treten Exergieverluste von 4,5 % bis 15,8 % auf, sodass der exergetische Wirkungsgrad dieser Funktionsgruppe zwischen $\zeta_V = 84,2\%$ und 95,5 % liegt.

Der höchste exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Vergasung von $\zeta_V = 95,5\%$ wird im Viking-VHKW erreicht, da in dieser Anlage Rohgaswärme zur Beheizung der Pyrolysezone genutzt wird, sodass 794,0 kW Exergie aus dem Rohgas ausgekoppelt und zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden. Daher kann auf eine Verbrennung von exergetisch hochwertiger Biomasse zur Deckung des Wärmebedarfs der endothermen Pyrolysereaktionen verzichtet und der hohe exergetische Wirkungsgrad von $\zeta_V = 95,5\%$ erreicht werden.

Der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Vergasung des Carbo-V-VHKW liegt mit $\zeta_V = 90,0\%$ um 5,5 % unter dem des Viking-VHKW. Wesentliche Exergieverluste treten im NTV und HTV bei den irreversiblen Vergasungsreaktionen und bei der Kühlung des Brennkammermantels des HTV auf. Die Exergieverluste, die bei der Rückkühlung des Thermoöls zur Dampferzeugung für die Dampfkraftanlage entstehen, werden der Dampfkraftanlage zugeordnet.

Der Funktionsgruppe der Vergasung des Gegenstrom-VHKW werden mit der Biomasse 10568,4 kW und mit der auf 466 K vorgewärmten Vergasungsluft 211,9 kW Exergie zugeführt. Aufgrund des Ablaufes der Vergasungsreaktionen im Gegenstromvergasungsreaktor wird ein Rohgas mit einem hohen Wasserdampfgehalt (34,0 %) und einem niedrigen Heizwert von 4598,1 kJ/kg erzeugt. Die Exergie des Rohgases beträgt 9416,1 kW, und es wird ein exergetische Wirkungsgrad von $\zeta_V = 87,3\%$ erreicht. Dieser liegt um 8,2 %-Punkte unter dem Wert des Viking-VHKW, was im Wesentlichen auf die niedrigere Gasqualität zurückzuführen ist.

Das FICFB-VHKW erreicht den niedrigsten exergetischen Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Vergasung von $\zeta_V = 84,2\%$. Dem Wirbelschichtvergasungsreaktor werden mit der vorgetrockneten Biomasse 17152,6 kW und mit dem Vergasungsdampf 1071,4 kW Exergie zugeführt. Weitere 3396,8 kW Exergie werden in der Brennkammer bei der Aufheizung des Bettmaterials übertragen. Da mit dem Rohgas 14630,0 kW Exergie und mit dem aus dem Wirbelschichtvergasungsreaktor ausgekoppelten Biokoks 5845,3 kW den Vergasungsreaktor verlassen, entstehen im Vergasungsreaktor 1145,5 kW Exergieverluste (6,2 % der zugeführten Exergie). In der Brennkammer wird zusätzlich zum Biokoks das teerbeladene RME verbrannt. Nachdem das aus der Brennkammer austretende Rauchgas zur Verbrennungsluftvorwärmung und zur Vergasungsdampferzeugung genutzt wurde, werden 861,2 kW Exergie ausgekoppelt und der ORC-Anlage zugeführt. Anschließend wird das Rauchgas über den Kamin an die Umgebung abgeführt, wobei 243,7 kW verloren gehen. So entstehen in der Brennkammer 1773,1 kW Exergieverluste. Dies entspricht 25,0 % jener der Brennkammer bzw. 9,6 % jener der Funktionsgruppe

der Vergasung zugeführten Exergie. Daher entstehen die hohen Exergieverluste von 15,8 % in der Funktionsgruppe der Vergasung des FICFB-VHKW.

Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung ζ_{GA}

In der Gasaufbereitung des FICFB-VHKW wird ein Wirkungsgrad von $\zeta_{GA} = 94,9\%$ erreicht. Bei der Kühlung des Rohgases ($\dot{E}_{Rohgas} = 14631,1 \text{ kW}$) von 1120 K auf 423 K zur Erzeugung von Frischdampf für die ORC-Anlage werden 1798,6 kW aus dem Rohgas ausgekoppelt. In der anschließenden Gaswäsche wird die Exergie des Rohgases um weitere 1596,5 kW reduziert. In den abgeschiedenen Teeren sind 720,0 kW Exergie gebunden, die mit dem RME der Brennkammer zugeführt werden. Durch die Kühlung des Rohgases gehen 776,5 kW Exergie verloren, die ungenutzt an die Umgebung abgeführt werden.

Die Funktionsgruppe der Gasaufbereitung des Carbo-V-VHKW erreicht einen Wirkungsgrad von $\zeta_{GA} = 94,7\%$. Das Rohgas ($\dot{E}_{Rohgas} = 28699,9 \text{ kW}$) wird bei der Wärmeauskopplung zur Frischdampferzeugung von 1193 K auf 533 K abgekühlt. Dabei werden 4625,1 kW Exergie aus dem Rohgas ausgekoppelt. Bei der anschließenden Entspannung des Rohgases in der Turbine, die den Vergasungsluftverdichter antreibt, sinkt die Exergie des Rohgases um weitere 1528,1 kW. Mit 444 K tritt das Rohgas in die Gaswäsche ein und wird auf 310 K gekühlt. Die dabei aus dem Rohgas abgeführte Exergie von 1514,8 kW wird an die Umgebung abgegeben, sodass 5,3 % der Rohgasexergie in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung des Carbo-V-VHKW verloren gehen.

Beim Viking-VHKW gehen 5,9 % der Rohgasexergie (6945,0 kW) in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung verloren. Das Rohgas tritt mit einer Temperatur von 1070 K aus dem Vergasungsreaktor aus. Die hohe Temperatur des Rohgases wird zunächst genutzt, um die Pyrolysezone zu beheizen und die Vergasungsluft auf 563 K vorzuwärmen. So werden 794,0 kW Exergie aus dem Rohgas genutzt. Anschließend wird das Rohgas zur Nutzwärmeauskopplung auf 353 K abgekühlt, wobei 230,4 kW Exergie aus dem Rohgas ausgekoppelt werden. Bedingt durch die Grädigkeit des Wärmetauscher werden jedoch nur 45,9 kW im Heißwasser des Fernwärmekreislaufes gebunden. Bei der anschließenden Kondensation des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes gehen weitere 224,6 kW verloren.

Im Gegenstrom-VHKW treten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung die höchsten spezifischen Exergieverluste auf. Wie in Kapitel 11.2.3 beschrieben, sind 21,8 % der Rohgasexergie in den im Rohgas vorhandenen Teeren gebunden. Diese werden in der Gasaufbereitung abgeschieden und in der Abwasseraufbereitung bzw. zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt. Auch wenn die Verbrennung der Teere zur Nutzwärmeerzeugung während der Heizperiode und daher diskontinuierlich erfolgt, wird bei der Berechnung von ζ_{GA} von einer kontinuierlichen Verbrennung ausgegangen und die im Spitzenlastkessel erzeugte Exergie der Nutzwärme im Zähler der Gleichung 8.2 berücksichtigt. Die Exergie des Rohgases beträgt 9416,1 kW. Mit den Teeren werden 2057,4 kW Exergie aus dem Rohgas entfernt. Teere mit weniger als 10 C-Atomen (782,1 kW) werden in der Abwasseraufbereitung verbrannt und decken den Wärmebedarf der Abwasseraufbereitung. Durch die Verbrennung der Teere mit mehr als 10 C-Atomen (1275,3 kW) im Spitzenlastkessel wird eine über die Betriebsdauer von 7600 Stunden gemittelte Exergie der Nutzwärme von 258,5 kW erzeugt. Mit der Exergie des Reingases von 6759,6 kW wird ein exergetischer Wirkungsgrad dieser Funktionsgruppe von $\zeta_{GA} = 74,5\%$ berechnet. Somit entstehen im Vergleich zu den drei anderen untersuchten Vergasungsheizkraftwerken in dieser Anlage die höchsten spezifischen Exergieverluste der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung. Durch eine Verbrennung der schweren Teere im Vergasungsreaktor würden die Verluste in dieser Funktionsgruppe vermindert werden, da dann die Kohlenwasserstoffe zur Wärmeerzeugung auf

einem höheren Temperaturniveau genutzt würden.

Exergetischer Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung ζ_S

Wie aus Tabelle 11.8 hervorgeht, treten die höchsten Exergieverluste in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung auf. Der exergetische Wirkungsgrad dieser Funktionsgruppe liegt bei den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken bei $\zeta_S = 45,6\%$ bis $53,0\%$ und damit deutlich unter den exergetischen Wirkungsgraden der Funktionsgruppen der Biomasseaufbereitung, der Vergasung und der Gasaufbereitung.

In der Funktionsgruppe der Stromerzeugung wird von den vier untersuchten VHKW der höchste exergetische Wirkungsgrad im Viking-VHKW erreicht. Dort wird die Exergie des Reingases zu $36,4\%$ in elektrische Leistung ($\bar{P}_{el, Brutto} = 2071,4 \text{ kW}$) und zu $8,0\%$ in die Exergie der Nutzwärme ($\dot{E} = 457,7 \text{ kW}$) überführt. Zusätzlich werden aus dem Abgas $489,6 \text{ kW}$ Exergie ($8,6\%$ der Reingasexergie) zur Trocknung der Biomasse auf einem Temperaturniveau von 710 K bis 615 K ausgekoppelt. Da dieser Exergiestrom bei der Berechnung des exergetischen Wirkungsgrades nach Gleichung 8.2 im Nenner steht, wird in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Viking-VHKW der höchste exergetische Wirkungsgrad von $\zeta_S = 53,0\%$ erreicht.

Der niedrigste exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung wird im Carbo-V-VHKW erreicht. In dieser Anlage findet die Stromerzeugung zu $72,9\%$ im BHKW und zu $27,1\%$ in einer Dampfkraftanlage statt. Im motorischen BHKW werden aus dem Reingas ($21031,9 \text{ kW}$ Exergie) $7775,8 \text{ kW}$ elektrische Leistung und $659,1 \text{ kW}$ Nutzwärmeleistung erzeugt. Zusätzlich werden aus dem Abgas des BHKW $3090,3 \text{ kW}$ zur Frischdampferzeugung und $810,8 \text{ kW}$ Exergie zur Biomassetrocknung ausgekoppelt. Zur Erzeugung des Frischdampfes werden zusätzlich $4625,1 \text{ kW}$ Exergie aus dem Rohgas und $970,9 \text{ kW}$ aus dem HTV ausgekoppelt. Die im Kondensationsbetrieb gefahrene Dampfkraftanlage erzeugt eine elektrische Leistung von $2893,7 \text{ kW}$. So werden in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Carbo-V-VHKW aus $26627,9 \text{ kW}$ zugeführter Exergie insgesamt $12139,4 \text{ kW}$ Exergie in der elektrischen Leistung und der erzeugten Nutzwärme gebunden bzw. dem Biomassetrockner zugeführt, sodass ein Wirkungsgrad von $\zeta_S = 45,6\%$ erreicht wird.

Der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des FICFB-VHKW beträgt $\zeta_S = 48,9\%$. Dieser liegt um $3,3\%$ -Punkte über dem des Carbo-V-VHKW und um $4,1\%$ -Punkte unter dem des Viking-VHKW. Aus dem Reingas ($\dot{E} = 11336,0 \text{ kW}$) und jener der ORC-Anlage zugeführten Exergie ($\dot{E} = 2659,2 \text{ kW}$) werden elektrische Leistung ($\bar{P}_{el, Brutto} = 5006,2 \text{ kW}$) und Nutzwärme ($\dot{E}_N = 1256,3 \text{ kW}$) erzeugt. Dabei werden im BHKW $40,4\%$ der Reingasexergie in elektrische Leistung ($4112,6 \text{ kW}$) und Nutzwärme ($464,8 \text{ kW}$) umgewandelt. Weitere $1238,6 \text{ kW}$ Exergie werden aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zur Frischdampferzeugung für die ORC-Anlage genutzt. In der ORC-Anlage werden wiederum $22,9\%$ der zugeführten Exergie ($3897,8 \text{ kW}$) in elektrische Leistung und $20,3\%$ in der Exergie der Nutzwärme gebunden. Daher liegt durch den Gegendruckbetrieb der ORC-Anlage der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des FICFB-VHKW über dem des Carbo-V-VHKW.

Der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Gegenstrom-VHKW liegt mit $\zeta_S = 49,9\%$ um $4,3\%$ -Punkte höher als der des Carbo-V-VHKW und um $3,1\%$ -Punkte unter dem des Viking-VHKW. Dem BHKW werden mit dem Reingas $6759,6 \text{ kW}$ Exergie zugeführt. Diese wird zu $37,1\%$ in elektrische Leistung umgewandelt ($\bar{P}_{el, Brutto} = 2506,5 \text{ kW}$). Zusätzlich wird aus den Kühlkreisläufen und dem Abgas des BHKW

Nutzwärme ($\bar{E}_N = 654,1 \text{ kW}$) ausgekoppelt. Weitere $211,9 \text{ kW}$ Exergie (3,1 % der Reingasexergie) werden bei der Vorwärmung der Vergasungsluft aus dem Abgas ausgekoppelt. Da im Vergleich zum Viking-VHKW weniger Exergie aus dem Abgas des BHKW ausgekoppelt und zurück in die Vergasungsanlage geführt wird, liegt der exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Gegenstrom-VHKW um 3,1 % unter dem des Viking-VHKW.

11.4.3 Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π

Mit den in Kapitel 11.4.1 berechneten zugeführten Kostenströmen \dot{Z} und den in Kapitel 11.4.2 beschriebenen exergetischen Wirkungsgraden der Funktionsgruppen wird im Folgenden die in einer Funktionsgruppe stattfindende Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π (Gleichung 8.9) berechnet. Mit dieser Kennzahl kann das Potenzial beurteilt werden, welches zur Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten durch Erhöhung des exergetischen Wirkungsgrades oder durch Minderung des Investitionsaufwandes besteht (Kapitel 8).

In Tabelle 11.9 und in Abbildung 11.15 ist die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π in den Funktionsgruppen der optimierten VHKW dargestellt.

Tabelle 11.9: Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π

Funktions- gruppe	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	Vergasungsheizkraftwerk			
$\pi_{BA} / \%$	19,8	17,2	24,7	13,3
$\pi_V / \%$	90,6	85,5	76,9	120,0
$\pi_{GA} / \%$	10,9	8,9	18,8	43,1
$\pi_S / \%$	123,3	93,3	136,4	108,6

Wie aus Abbildung 11.15 hervorgeht, steigen bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken die spezifischen Exergiekosten vor allem in den Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung. Die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten liegt in der Funktionsgruppe der Vergasung bei $\pi_V = 76,9 \%$ bis $120,0 \%$ und in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung bei $\pi_S = 93,3 \%$ bis $136,4 \%$.

In der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung steigen die spezifischen Exergiekosten nur um $\pi_{BA} = 13,3 \%$ bis $24,7 \%$, was deutlich unter den Kostensteigerungen der Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung liegt. Bis auf beim Gegenstrom-VHKW beträgt die Anhebung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung $\pi_{GA} = 8,9 \%$ bis $18,8 \%$ und liegt wesentlich niedriger als π_V und π_S . Im Gegenstrom-VHKW findet, verglichen mit den drei anderen VHKW, mit $\pi_{GA} = 43,1 \%$ eine deutlich stärkere Zunahme der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung statt. Diese liegt jedoch immer noch deutlich unter den Werten der Funktionsgruppe der Vergasung und der Stromerzeugung.

Anhand der Kennzahl π wird ersichtlich, dass bei allen vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken eine deutliche Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten durch die Verminderung von π_V und π_S erfolgen kann. Daher wird im Folgenden die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten in den Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung der untersuchten VHKW detailliert betrachtet und miteinander verglichen.

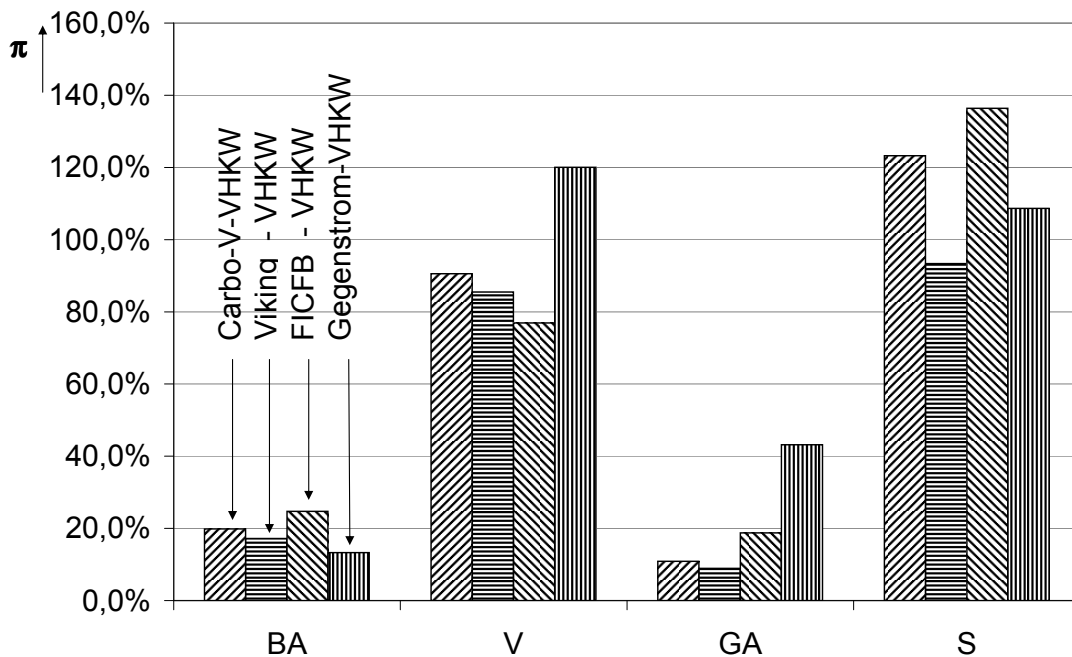


Abbildung 11.15: Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π in den Funktionsgruppen der VHKW

Die höchste Steigerung der spezifischen Exergiekosten von $\pi_V = 120,0\%$ findet in der Funktionsgruppe der Vergasung des Gegenstrom-VHKW statt, da 68,9 % der für die Errichtung und den Betrieb anfallenden Kostenströme $\sum \dot{Z}_{FG}$ in dieser Funktionsgruppe anfallen. Dieses Verhältnis $\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG}$ ist nur im Viking-VHKW noch etwas höher, im Carbo-V- und im FICFB-VHKW dagegen deutlich niedriger (Tabelle 11.7). Gleichzeitig wird in dieser Funktionsgruppe des Gegenstrom-VHKW, verglichen mit den anderen VHKW, ein niedriger exergetischer Wirkungsgrad von $\zeta_V = 87,3\%$ erreicht (Tabelle 11.8). Daher steigen in der Funktionsgruppe der Vergasung des Gegenstrom-VHKW die spezifischen Exergiekosten mit $\pi_V = 120,0\%$ deutlich stärker als in den drei anderen untersuchten VHKW an.

Da das Verhältnis $\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG}$ des Carbo-V-VHKW mit 56,1 % (Tabelle 11.9) etwas niedriger als beim Gegenstrom-VHKW liegt und gleichzeitig ein höherer exergetische Wirkungsgrad der Funktionsgruppe der Vergasung von $\zeta_V = 90,0\%$ (Tabelle 11.8) erreicht wird, steigen die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Vergasung des Carbo-V-VHKW mit $\pi_V = 90,6\%$ weniger stark an als in der des Gegenstrom-VHKW.

Obwohl in der Funktionsgruppe der Vergasung des Viking-VHKW der höchste exergetische Wirkungsgrad von $\zeta_V = 95,5\%$ erreicht wird, liegt die Kennzahl π_V mit 85,5 % höher als beim FICFB-VHKW, da durch die, verglichen mit den anderen Vergasungsreaktoren, geringe Leistung ein hoher spezifischer Investitionsaufwand entsteht. Daher beträgt das Verhältnis $\dot{Z}_V / \sum \dot{Z}_{FG}$ dieser Funktionsgruppe 74,4 %. Daraus resultiert eine Anhebung der spezifischen Exergiekosten, die zwar niedriger als beim Gegenstrom- und beim Carbo-V-VHKW, aber höher als beim FICFB-VHKW ist.

Aufgrund der Anlagenkomplexität des FICFB-VHKW verteilen sich die durch den Investitionsaufwand und die Betriebskosten verursachten Kostenströme \dot{Z} nach Gleichung 8.6 gleichmäßiger auf alle Funktionsgruppen als bei den drei anderen untersuchten VHKW. Daher werden der

Funktionsgruppe der Vergasung nur 43,5 % der Summe der Kostenströme $\sum \dot{Z}_{FG}$ angerechnet (Tabelle 11.7). Obwohl gleichzeitig in dieser Funktionsgruppe der niedrigste exergetischer Wirkungsgrad von $\zeta_V = 84,2\%$ erreicht wird (Tabelle 11.8), steigen die spezifischen Exergiekosten nur um $\pi_V = 76,9\%$ und damit weniger als bei den drei anderen VHKW.

Eine Abhängigkeit zwischen der Vergasungsreaktorbauart und der Steigerung der spezifischen Exergiekosten der Funktionsgruppe der Vergasung π_V ist anhand der vier untersuchten VHKW nicht zu erkennen. Um dazu eine bewertende Aussage über die unterschiedlichen Vergasungsverfahren treffen zu können, bedarf es einer größeren Anzahl untersuchter VHKW.

Vergleicht man die Kennzahl π_S der in Tabelle 11.9 aufgeführten Vergasungsheizkraftwerke, so liegt diese beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW mit $\pi_S = 123,3\%$ bzw. $136,4\%$ deutlich höher als beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW ($\pi_S = 93,3\%$ und $108,6\%$). Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim Viking- und beim Gegenstrom-VHKW die Stromerzeugung ausschließlich in einem motorischen BHKW stattfindet. Beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW wird zusätzlich zum BHKW eine Dampfkraftanlage bzw. ORC-Anlage betrieben, sodass aufgrund des höheren Investitionsaufwandes das Verhältnis $\dot{Z}_S / \sum \dot{Z}_{FG}$ mit $24,2\%$ bzw. $27,4\%$ um $8,3$ bis $12,0\%$ -Punkte über dem des Viking- und des Gegenstrom-VHKW liegt.

Bei der Stromerzeugung im FICFB-VHKW steigen die spezifischen Exergiekosten um $136,4\%$. Diese Erhöhung liegt um $13,1\%$ -Punkte über der des Carbo-V-VHKW, obwohl ein höherer exergetischer Wirkungsgrad erreicht wird. Dies lässt sich damit erklären, dass zum einen aufgrund des höheren spezifischen Investitionsaufwandes der ORC-Anlage im Vergleich zur Dampfkraftanlage das Verhältnis $\dot{Z}_S / \sum \dot{Z}_{FG}$ beim FICFB-VHKW um $3,2\%$ -Punkte über jenem des Carbo-V-VHKW liegt. Zum anderen werden beim FICFB-VHKW $19,4\%$ der Nutzexergie ($P_{el}, \dot{E}_N, \dot{E}_{andere\ FG}$) in der erzeugten Nutzwärme gebunden. Beim Carbo-V-VHKW beträgt diese Verhältnis $5,4\%$. Da die auf die Exergie bezogene Nutzwärmevergütung mit $w_{ex} = 56,5 \text{ €/MWh}$ deutlich unter den spezifischen Exergiekosten der austretenden Exergieströme von $142,0 \text{ €/MWh}$ liegt, übersteigt die Kennzahl π_S des FICFB-VHKW die des Carbo-V-VHKW.

Die niedrigste Kennzahl π_S wird im Viking-VHKW erreicht, da im motorischen BHKW neben der erzeugten elektrischen Leistung und der ausgekoppelten Nutzwärme $21,0\%$ der Exergie des Abgases zur Trocknung der Biomasse verwendet werden. Daher wird der hohe exergetische Wirkungsgrad von $\zeta_S = 53,0\%$ erreicht. Des Weiteren liegt, da die Stromerzeugung ausschließlich in einem Gasmotor erfolgt, das Verhältnis $\dot{Z}_S / \sum \dot{Z}_{FG}$ mit $15,9\%$ deutlich niedriger als beim Carbo-V- und beim FICFB-VHKW. So steigen die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Viking-VHKW um $93,3\%$.

Auch beim Gegenstrom-VHKW findet die Stromerzeugung ausschließlich in einem motorischen BHKW statt, sodass das Verhältnis $\dot{Z}_S / \sum \dot{Z}_{FG}$ mit $15,4\%$ auf gleichem Niveau wie beim Viking-VHKW liegt. Allerdings beträgt der exergetische Wirkungsgrad $\zeta_S = 49,9\%$ und liegt damit um $3,1\%$ -Punkte niedriger als beim Viking-VHKW. Im Gegenstrom-VHKW werden nur $3,3\%$ der Exergie des Abgases zur Vergasungsluftvorwärmung genutzt und so der Funktionsgruppe der Vergasung zugeführt. Auch liegt das Verhältnis der Exergie der Nutzwärme zur Summe der erzeugten Nutzexergieströme mit $19,4\%$ um $4,2\%$ -Punkte über dem der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Viking-VHKW. Daher steigen die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Gegenstrom-VHKW mit $\pi_S = 108,6\%$ stärker an als beim Viking-VHKW.

In der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung des Gegenstrom-VHKW steigen die spezifischen Exergiekosten um 43,1 %, da bei der Verbrennung der aus dem Rohgas abgeschiedenen Teere erhebliche Exergieverluste entstehen, sodass diese Funktionsgruppe einen exergetischen Wirkungsgrad von nur 74,5 % erreicht. Daher liegt die Kennzahl π_{GA} des Gegenstrom-VHKW um 24,3 % bis 34,2 %-Punkte über den Werten der anderen Anlagen.

Da in den Funktionsgruppen der Biomasseaufbereitung und der Gasaufbereitung die spezifischen Exergiekosten um maximal 43,1 % (bzw. 24,7 % ohne die Funktionsgruppe der Gasaufbereitung des Gegenstrom-VHKW) und daher deutlich weniger als in den Funktionsgruppen der Vergasung bzw. der Stromerzeugung zunehmen, besteht in diesen Gruppen nur geringes Potenzial zur Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten. Daher wird hier auf eine weitere Erläuterung der jeweiligen Steigerung verzichtet.

Zusammenfassend wird ersichtlich, dass bei den vier untersuchten Vergasungsheizkraftwerken eine deutliche Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten nur durch Optimierungen der Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung erreicht werden kann. Beim Gegenstrom-VHKW sollte zusätzlich geprüft werden, ob die Steigerung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung reduziert werden kann.

Nachdem nun berechnet wurde, in welchen Funktionsgruppen die spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen entstehen, wird im folgenden Kapitel 11.4.4 anhand der Kennzahl ψ aufgezeigt, ob eine Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten im Wesentlichen durch die Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades oder durch die Reduktion des Investitionsaufwandes der Funktionsgruppe erreicht werden kann.

11.4.4 Ursachen der Exergiekostenerhöhung

Zielführend zur Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten ist die Verminderung der Zunahme der spezifischen Exergiekosten in den Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung. Um zu beurteilen, wie dies erfolgen kann, werden die Anteile ψ , welche die Exergieverluste an der Steigerung der spezifischen Exergiekosten haben, berechnet und in Tabelle 11.10 und in Abbildung 11.16 dargestellt.

Tabelle 11.10: Anteil ψ der Exergieverluste an der Erhöhung der spezifischen Exergiekosten

Funktions- gruppe	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
	Vergasungsheizkraftwerk			
$\psi_{BA} / \%$	37,2	55,5	31,0	0,0
$\psi_V / \%$	16,9	7,6	31,9	16,2
$\psi_{GA} / \%$	60,6	78,7	35,0	86,4
$\psi_S / \%$	82,3	86,2	78,3	87,1

Wie aus Tabelle 11.10 hervorgeht, wird die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π in der Funktionsgruppe der Vergasung im Wesentlichen durch den Kostenstrom \dot{Z}_V verursacht. Der hohe Kostenstrom \dot{Z}_V entsteht durch den hohen spezifischen Investitionsaufwand für die Errichtung der Funktionsgruppe der Vergasung. So fällt bei den untersuchten Vergasungsheizkraftwerken 43,5 % bis 74,4 % des gesamten Investitionsaufwandes bei der Errichtung der Funktionsgruppe

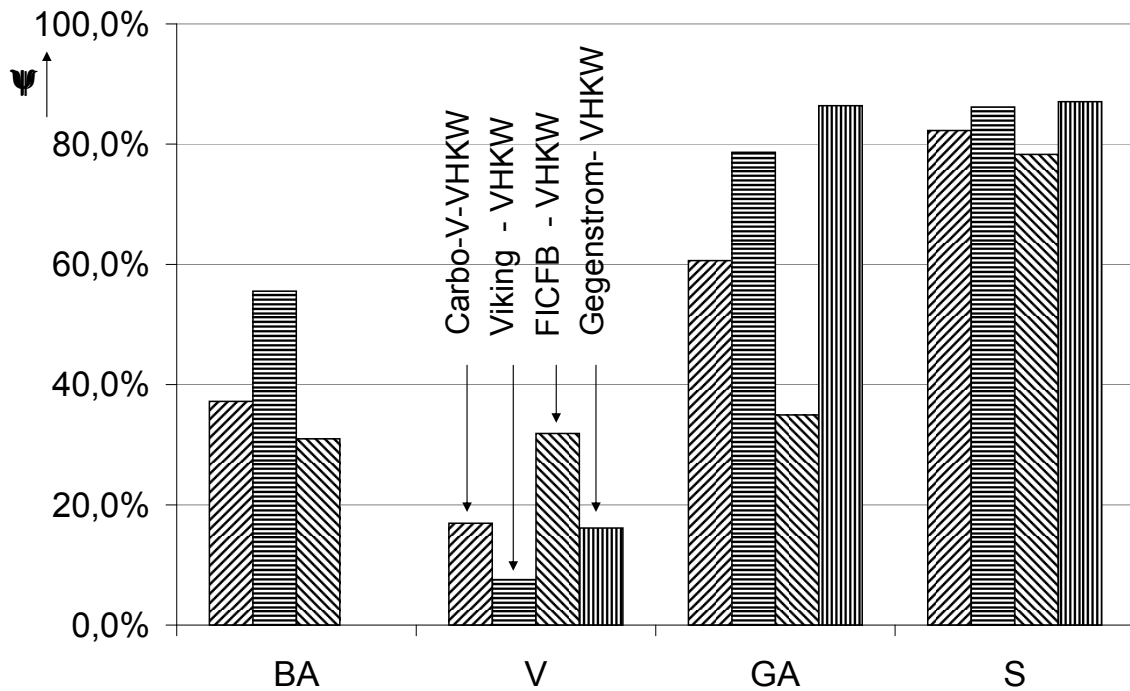


Abbildung 11.16: Anteil ψ der Exergieverluste an der Steigerung der spezifischen Exergiekosten

der Vergasung an (Tabelle 10.7). Exergieverluste tragen nur zu 7,6 % bis 31,9 % zur Anhebung der spezifischen Exergiekosten bei. Eine Reduktion des Kostenstromes \dot{Z}_V ist durch die Verminderung des Investitionsaufwandes, der für die Errichtung der Funktionsgruppe der Vergasung entsteht, möglich. Da in dieser Arbeit bei der Berechnung dieser Investitionsaufwandes von einer geringen Stückzahl gebauter Vergasungsreaktoren ausgegangen wird, könnte mit steigender Anzahl von gebauten Anlagen der Investitionsaufwand des Vergasungsreaktors sinken.

Die in Tabelle 11.10 aufgeführten Kennzahlen ψ_S von 78,3 % bis 87,1 % zeigen, dass der Anstieg der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung im Wesentlichen durch hohe Exergieverluste verursacht wird. Dabei ist es nahezu unerheblich, ob die Stromerzeugung ausschließlich in einem BHKW oder in einem BHKW mit nachgeschalteter ORC- bzw. Dampfkraftanlage erfolgt. Wird davon ausgegangen, dass die Wirkungsgrade der Schwachgasmotoren in naher Zukunft gleich bleiben, besteht in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung der untersuchten VHKW nur deutliches Optimierungspotenzial, wenn andere Technologien (GuD-Anlage oder Brennstoffzelle) zur Stromerzeugung genutzt werden. Da diese zurzeit jedoch noch nicht für mit Biomasse betriebene thermochemische Vergasungsanlagen ausreichend erprobt wurden, wird die Verwendung dieser Technologien in dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

In der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung steigen die spezifischen Exergiekosten zu 0,0 % bis 55,5 % und in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung zu 35,0 % bis 86,4 % durch Exergieverluste. Da diese Funktionsgruppen nur einen geringen Anstieg der spezifischen Exergiekosten verursachen, wird auf eine detailliert Erläuterung des Optimierungspotenzials an dieser Stelle verzichtet.

11.4.5 Optimierungspotenzial der untersuchten Vergasungsheizkraftwerke

Nachdem in Kapitel 11.4.3 die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten π_{FG} in den einzelnen Funktionsgruppen und in Kapitel 11.4.4 die Ursachen dafür beschrieben wurden, wird nun zusammenfassend gezeigt, ob und welches Potenzial zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten bei den optimierten Vergasungsheizkraftwerken noch besteht.

Carbo-V-Vergasungsheizkraftwerk

Beim Carbo-V-VHKW steigen die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Vergasung um 90,6 % und in der Stromerzeugung um 123,3 %. Dagegen ist die Kostensteigerung in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung mit 19,8 % und der Gasaufbereitung mit 10,9 % gering.

Da in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung der höchste Anstieg der spezifischen Exergiekosten von $\pi_S = 123,3 \%$ entsteht und dies zu 82,3 % durch Exergieverluste verursacht wird, ist eine Anhebung des exergetischen Wirkungsgrad ζ_S zielführend zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten. Dieses ist durch die Nutzung der Kondensatorabwärme bei erhöhtem Kondensatordruck der Dampfkraftanlage möglich. Dann wird, wie in Kapitel 11.2.2 beschrieben, weniger elektrische Leistung und mehr Nutzwärme im Carbo-V-VHKW erzeugt, sodass der exergetische Brennstoffausnutzungsgrad um 3,1 %-Punkte steigt. Da die zusätzlich erzeugte Exergie der Nutzwärme mit 56,5 €/MWh vergütet wird und dies unter der EEG-Vergütung liegt, steigen jedoch trotz erhöhtem exergetischen Brennstoffausnutzungsgrad die spezifischen Stromgestehungskosten um 2,5 % gegenüber dem in Tabelle 10.8 aufgeführten Wert (Kapitel 11.3.1) an. Nur wenn die Vergütung der Exergie der Nutzwärme auf gleichem Niveau wie die garantierten EEG-Vergütungen liegen würde, würden die spezifischen Stromgestehungskosten sinken. Da jedoch mit der Erhöhung der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung die EEG-Vergütung steigt, ist der Betrieb eines Carbo-V-VHKW mit einer integrierten Dampfkraftanlage, die im Gegendruck betrieben wird, ökonomisch vorteilhaft gegenüber der vom Anlagenentwickler favorisierten Variante mit maximaler Stromerzeugung (Dampfkraftanlage ohne Nutzwärmeauskopplung).

Wie in Kapitel 11.4.4 aufgeführt, verursacht beim Carbo-V-VHKW vor allem der Kostenstrom \dot{Z}_V die Erhöhung der Exergiekosten π_V . Daher würde eine 20 % ige Reduktion des Investitionsaufwandes, der bei der Errichtung des Vergasungsreaktors anfällt, zu einer Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten um 3,1 % auf 124,1 €/MWh führen.

Durch die Verbrennung von Erdgas zur Trocknung der Biomasse entstehen Exergieverluste. Daher tragen die Exergieverluste zu 37,2 % dazu bei, dass die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung um $\pi_{BA} = 19,8 \%$ steigen. Insofern besteht auch hier Optimierungspotenzial durch Nutzung der Rohgaswärme zur Trocknung der Biomasse.

In der Gasaufbereitung des Carbo-V-VHKW steigen die spezifischen Exergiekosten nur um 10,9 %. Daher ist in dieser Funktionsgruppe nur geringes Optimierungspotenzial zur Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten vorhanden.

Viking-Vergasungsheizkraftwerk

Auch im Viking-VHKW besteht das größte Optimierungspotenzial in den Funktionsgruppen der Vergasung und der Stromerzeugung. Die spezifischen Exergiekosten steigen in diesen Funktionsgruppen um $\pi_V = 85,5\%$ bzw. $\pi_S = 93,3\%$. In der Funktionsgruppe der Vergasung wird die Zunahme der spezifischen Exergiekosten zu $92,4\%$ durch den Kostenstrom \dot{Z}_V und in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung zu $86,2\%$ durch Exergieverluste verursacht.

Wie auch beim Carbo-V-VHKW steigen beim Viking-VHKW die Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung stärker als in der Funktionsgruppe der Vergasung. Daher sollten auch bei dieser Anlage zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten die Exergieverluste bei der Stromerzeugung reduziert werden. Da jedoch eine deutliche Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades ζ_S des motorischen BHKW zurzeit technisch nicht realisierbar ist, besteht in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Viking-VHKW nur geringes Optimierungspotenzial.

Auch die Steigerung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Vergasung trägt erheblich zu den spezifischen Stromgestehungskosten bei (Abbildung 11.15). Gelänge es, den Investitionsaufwand des Vergasungsreaktors um 20% zu reduzieren, würden die spezifischen Stromgestehungskosten um $5,2\%$ auf $137,7 \text{ €/MWh}$ sinken.

Der Anstieg der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung von $\pi_{BA} = 17,2\%$ entsteht zu $\psi_{BA} = 55,5\%$ durch Exergieverluste. Durch Einkopplung von Wärme, die auf einem niedrigeren Temperaturniveau liegt, könnte der exergetische Wirkungsgrad ζ_{BA} angehoben werden. Allerdings ist es im optimierten Viking-VHKW nicht möglich, die aus dem Abgas ausgekoppelte Wärme in einer anderen Funktionsgruppe auf dem hohen Temperaturniveau zu nutzen. Daher können die bei der Nutzung der Abgaswärme auftretenden Exergieverluste nicht verhindert werden. Auch die Möglichkeit der Verminderung des durch den Investitionsaufwand verursachten Kostenstromes \dot{Z}_{BA} ist zurzeit nicht ersichtlich, sodass kein Optimierungspotenzial zur Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung des Viking-VHKW besteht.

Da die spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung nur um $\pi_{GA} = 8,9\%$ steigen, existiert in dieser Funktionsgruppe nur geringes Potenzial zur Reduzierung der spezifischen Stromgestehungskosten.

FICFB-Vergasungsheizkraftwerk

Durch die hohe Anlagenkomplexität des FICFB-VHKW beträgt das Verhältnis des gemeinen Investitionsaufwandes zur Summe des Investitionsaufwandes der Funktionsgruppen $93,7\%$. Im Vergleich dazu liegt bei den drei anderen untersuchten VHKW dieses Verhältnis mit $58,9\%$ bis $62,4\%$ deutlich niedriger. Daher wirkt sich nach Gleichung 8.4 eine Verminderung des Investitionsaufwandes der Aggregate einer Funktionsgruppe weniger stark auf den Kostenstrom \dot{Z}_{FG} der Funktionsgruppe als bei den anderen VHKW aus.

Wie auch beim Carbo-V-VHKW findet beim FICFB-VHKW die höchste Anhebung der spezifischen Exergiekosten von $\pi_S = 136,4\%$ in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung statt. Dies wird zu $\psi_S = 78,3\%$ durch Exergieverluste verursacht. Da die Kondensatorabwärme der ORC-Anlage zur Nutzwärmeerzeugung verwendet und die Abgaswärme auf einem hohen Temperaturniveau in die ORC-Anlage eingekoppelt wird, besteht beim heutigen Wissensstand

keine Möglichkeit zur Reduktion der Exergieverluste in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung.

Die Kostensteigerung von $\pi_V = 76,9\%$ in der Funktionsgruppe der Vergasung wird zu $\psi_S = 68,1\%$ durch den Kostenstrom \dot{Z}_V verursacht. Daher würde eine Reduktion des Investitionsaufwandes des Vergasungsreaktors um 20 % zu einer Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten um 2,3 % auf $138,7 \text{ €/MWh}$ führen. Bedingt durch den hohen gemeinen Investitionsaufwand I_G sinken die Stromgestehungskosten weniger als beim Carbo-V- und beim Viking-VHKW.

In der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung steigen die Exergiekosten um $\pi_{BA} = 24,7\%$. Die Kennzahl $\psi_{BA} = 31,0\%$ belegt, dass dies hauptsächlich durch den Kostenstrom \dot{Z}_{BA} und damit durch den Investitionsaufwand I_{BA} verursacht wird. Da die Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung jedoch nicht komplexer als bei den anderen Vergasungsheizkraftwerken aufgebaut ist, verursacht der hohe gemeine Investitionsaufwand I_G des FICFB-VHKW den höchsten Anstieg der spezifischen Exergiekosten π_{BA} der untersuchten VHKW. So ist nur sehr geringes Optimierungspotenzial in dieser Funktionsgruppe vorhanden.

Auch die Erhöhung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung von $\pi_{GA} = 18,8\%$ wird im Wesentlichen durch den Kostenstrom \dot{Z}_{GA} verursacht ($\psi_{GA} = 35,0\%$). Zur Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten müsste daher auch hier der Investitionsaufwand dieser Funktionsgruppe I_{GA} bzw. der hohe gemeine Investitionsaufwand I_G reduziert werden. Da die in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung vorhandenen Aggregate jedoch zur Erzeugung eines motortauglichen Reingases benötigt und nicht durch kostengünstigere Bauteile ersetzt werden können, besteht in dieser Funktionsgruppe kaum Optimierungspotenzial.

Gegenstrom-VHKW

Die höchste Steigerung der spezifischen Exergiekosten in der Funktionsgruppe der Vergasung findet im Gegenstrom-VHKW mit $\pi_V = 120,0\%$ statt. Dies wird zu 83,8 % durch den Kostenstrom \dot{Z}_V verursacht ($\psi_V = 16,2\%$), da beim Gegenstrom-VHKW trotz der einfachen Bauweise des Vergasungsreaktors ein hoher spezifischer Investitionsaufwand von 500 €/kWh_{th} (bezogen auf die Biomasseleistung) nach Absprache mit den Anlagenentwicklern angenommen wird (Tabelle 10.7 und 10.4). So besteht in dieser Funktionsgruppe hohes Potenzial zur Reduzierung der spezifischen Stromgestehungskosten. Würde der Investitionsaufwand der Funktionsgruppe der Vergasung um 20 % reduziert werden, würden die spezifischen Stromgestehungskosten um 4,4 % sinken.

In der Funktionsgruppe der Stromerzeugung steigen die spezifischen Exergiekosten um $\pi_S = 108,6\%$. Dies wird zu $\psi_S = 87,1\%$ durch Exergieverluste verursacht. Da eine zukünftige Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades des Gasmotors nicht erwartet wird, besteht in der Funktionsgruppe der Stromerzeugung des Gegenstrom-VHKW nur geringes Optimierungspotenzial.

Durch den hohen Teergehalt im Rohgas (21,8 % der Rohgasexergie, Kapitel 11.2.3) und die Abscheidung und Verbrennung der Teere zur Nutzwärmeerzeugung bzw. zur Abwasserentsorgung entstehen in der Funktionsgruppe der Gasaufbereitung hohe Exergieverluste ($\zeta_{GA} = 74,5\%$). Diese führen zur Erhöhung der spezifischen Exergiekosten um $\pi_{GA} = 43,1\%$, welche zu $\psi_{GA} = 86,4\%$ auf Exergieverluste zurückzuführen sind. Durch die Verbrennung der Teere mit mehr als 10 Kohlenstoffatomen im Vergasungsreaktor könnte auf die Oxidation der exergetisch hochwertigen Biomasse im Vergasungsreaktor teilweise verzichtet werden. Gelänge es, dieses technisch zu realisieren, würden die Exergieverluste in der Gasaufbereitung deutlich reduziert und damit auch

die Kostensteigerung π_{GA} vermindert werden.

In der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung steigen die spezifischen Exergiekosten um $\pi_{BA} = 13,3\%$. Da die Biomasse ohne weitere Aufbereitung dem Vergasungsreaktor zugeführt wird, entsteht die Zunahme der spezifischen Exergiekosten in dieser Funktionsgruppe nur durch den Kostenstrom \dot{Z}_{BA} ($\psi_{BA} = 0,0\%$). Aufgrund des einfachen Aufbaus besteht kein Optimierungspotenzial in der Funktionsgruppe der Biomasseaufbereitung des Gegenstrom-VHKW.

11.4.6 Zusammenfassung

Bei allen vier untersuchten VHKW kann eine Verminderung der spezifischen Stromgestehungskosten

- durch die Reduktion des Investitionsaufwandes für die Errichtung der Funktionsgruppe der Vergasung und
- durch die Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades der Funktionsgruppe der Stromerzeugung

erreicht werden. Beim Gegenstrom-VHKW sollte zusätzlich geprüft werden, ob die in der Gasaufbereitung abgeschiedenen Teere mit mehr als 10 Kohlenstoffatomen zurück in den Vergasungsreaktor geführt werden können. Ansonsten besteht in den Funktionsgruppen der Biomasse- und der Gasaufbereitung der vier untersuchten VHKW nur geringes Optimierungspotenzial hinsichtlich der Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten.

Kapitel 12

Zusammenfassung

Die energetische Nutzung nachwachsender Biomasse stellt eine generelle Möglichkeit der Stromerzeugung ohne Ausstoß von fossilem CO₂ dar. Zur Substitution eines hohen Anteils fossil erzeugter elektrischer Leistung muss vor dem Hintergrund des begrenzten, jährlich in Deutschland nutzbaren Biomassepotenzials die Errichtung von mit hohem elektrischen Wirkungsgrad ausgestatteten Biomasse-Kraftwerken vorangetrieben werden. Ein Anreiz hierfür wurde 2004 mit der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und den darin festgelegten hohen Vergütungen für den in diesen Anlagen erzeugten Strom geschaffen.

Durch die Vergasung fester Biomasse und der anschließenden Nutzung des erzeugten Gases in einem motorischen BHKW können hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden. Insbesondere bei Vergasungsheizkraftwerken mit einer installierten Leistung von weniger als 10 MW_{el}, die im KWK-Betrieb gefahren werden, besteht gegenüber Dampfheizkraftwerken (DHKW) im gleichen Leistungsbereich ein deutlich höheres elektrisches Wirkungsgradpotenzial.

Doch obwohl in der Vergangenheit eine Vielzahl von Vergasungsverfahren entwickelt und in Versuchsanlagen erprobt wurde, konnte sich diese Technologie aufgrund von technischen und ökonomischen Herausforderungen bislang nicht durchsetzen, sodass es sich bei den zurzeit in Deutschland mit fester Biomasse betriebenen Heizkraftwerken fast ausnahmslos um Dampfheizkraftwerke handelt.

Wie eine im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte systematische Analyse zeigt, war eine wesentliche Schwierigkeit beim Betrieb der in der Vergangenheit errichteten Vergasungsanlagen mit nachgeschaltetem BHKW (Vergasungsheizkraftwerke, VHKW) eine geringe Verfügbarkeit und damit ein unwirtschaftlicher Anlagenbetrieb. Ursache war eine ungenügende Erprobung sowohl des Betriebsverhaltens einzelner Komponenten als auch des Zusammenspiels aller Aggregate der komplexen Gesamtanlage (Kapitel 5.1). Eine weitere zentrale Herausforderung stellte die Vermeidung der unerwünschten Kondensation von Teeren, die bei der Pyrolyse der Biomasse im Vergasungsreaktor gebildet werden, in den Funktionsgruppen der Gasaufbereitung und der Stromerzeugung dar (Kapitel 5.2).

Allerdings konnten bis 2006 bereits einige VHKW stabil und unterbrechungsfrei über mehrere 1000 Stunden betrieben werden, sodass die in der Vergangenheit aufgetretenen technischen Herausforderungen in diesen Anlagen inzwischen erfolgreich bewältigt wurden.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, aufbauend auf dieser Erkenntnis wissenschaftlich fundiert zu beurteilen, ob und unter welchen Voraussetzungen der Betrieb von VHKW eine vorteilhafte Alternative zur Verbrennung der Biomasse in einem Dampfheizkraftwerk darstellt. Diese verglei-

chende Technologiebewertung wird mit der Erstellung eines Kennzahlenkataloges ermöglicht, indem zusätzlich zu den herkömmlichen Kennzahlen neue Kenngrößen entwickelt und definiert werden.

Zunächst wird für die energetische Bewertung der VHKW der elektrische Bruttowirkungsgrad $\eta_{el, Brutto}$ und der Brennstoffausnutzungsgrad ω berechnet. Um hohe elektrische Wirkungsgrade durch die effiziente Stromerzeugung in einem motorischen BHKW zu realisieren, muss ein hoher Anteil der zugeführten Brennstoffleistung im Reingas gebunden werden. Daher wird zum einen mit dem in dieser Arbeit festgelegten Wirkungsgrad der Vergasung η_{Gas} aufgezeigt, in welchem Maß die der Biomasseaufbereitung und dem Vergasungsreaktor zugeführten Leistungen jeweils im Reingas gebunden werden. Zum anderen zeigt die zusätzlich definierte Effizienz der Vergasung ϵ_{Gas} , ob beim Betrieb der VHKW anfallende Wärmeströme zur Deckung des Energiebedarfs der Biomassetrocknung oder der endothermen Vergasungsreaktionen genutzt werden und so die auf die zugeführte Primärenergie bezogene Reingasleistung angehoben wird. Mit dem Verlust der Gasaufbereitung θ_{GA} werden die bei der Rohgaskonditionierung an die Umgebung abgeführten Leistungen bewertet (Kapitel 6.2).

Der Vergleich der Effizienz der Biomasseverstromung der in den in dieser Arbeit untersuchten VHKW und der verbreiteten Dampfkraftwerken erfolgt mit der neu definierten Stromausbeute der Vergasungs- und Dampfkraftwerke (β_{VHKW} und β_{DHKW}) (Kapitel 6.4).

Die qualitative Bewertung der Energieumwandlung in den VHKW erfolgt mit parallel aufgestellten exergetischen Kennzahlen. Durch diese Betrachtungsweise können die bei der Stromerzeugung auftretenden Verluste bewertet und so das vorhandene Potenzial zur Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades aufgezeigt werden (Kapitel 6.3).

Die Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten mit den zu erwartenden Vergütungen und eine zusätzlich durchgeführte Sensitivitätsanalyse geben Aufschluss über die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes und verdeutlichen mögliche ökonomische Risiken (Kapitel 7).

Abschließend wird durch eine Kopplung exergetischer und ökonomischer Betrachtungen anhand der Kennzahl π berechnet, in welchen Funktionsgruppen ein hoher Anstieg der spezifischen Exergiekosten stattfindet und daher ein großes Potenzial zur Verminderung der Stromgestehungskosten besteht. Anhand der Kennzahl ψ wird gezeigt, ob dieses Potenzial durch eine Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades oder durch eine Verminderung des Investitionsaufwandes geweckt werden kann (Kapitel 8).

Um mit diesen Kennzahlen zu untersuchen, ob VHKW eine energetisch, exergetisch und ökonomisch vorteilhafte Alternative zu den derzeit betriebenen DHKW darstellen können, werden optimierte Anlagenkonzepte entwickelt. Basis dafür bilden Messungen an folgenden, aussichtsreichen VHKW:

- Zweistufiges Carbo-V-VHKW in Freiberg, Deutschland,
- Zweistufiges Viking-VHKW der DTU, Dänemark,
- FICFB-VHKW in Güssing, Österreich und
- Gegenstrom-VHKW in Harbøre, Dänemark.

Anhand dieser Messungen wird gezeigt, dass diese Versuchs- und Demonstrationsanlagen stabil und dauerhaft betrieben, der unerwünschte Ausfall von Teeren sicher verhindert und die

zulässigen Emissionsgrenzwerte eingehalten werden können (Kapitel 9).

Aufbauend auf den in den vier untersuchten Versuchs- und Demonstrationsanlagen realisierten Verfahren werden Konzepte optimierter VHKW entwickelt und zur Berechnung der oben genannten Kennzahlen in Simulationsmodellen abgebildet (Kapitel 10). Durch diese Vorgehensweise ist sichergestellt, dass nach einer späteren Realisierung der optimierten Anlagemodelle ein zuverlässiger, stabiler und genehmigungsfähiger Anlagenbetrieb möglich ist.

In den optimierten VHKW mit einer elektrischen Bruttoleistung von $P_{el,Brutto} = 2071,4 \text{ kW}$ bis $10669,5 \text{ kW}$ werden unabhängig von der ausgekoppelten Nutzwärmeleistung hohe elektrische Bruttowirkungsgrade von $\eta_{el,Brutto} = 27,9 \%$ bis $37,7 \%$ erreicht. Dafür werden den BHKW der VHKW mit dem Reingas $73,9 \%$ bis $100,9 \%$ der zugeführten Primärenergieleistungen zugeführt. Zusätzlich zur elektrischen Leistung wird in den VHKW saisonal schwankend Nutzwärme ausgekoppelt. So werden jährlich gemittelte Brennstoffausnutzungsgrade von $\bar{\omega} = 46,5 \%$ bis $71,6 \%$ erreicht. (Kapitel 11.1).

Damit liegen die gemittelten Brennstoffausnutzungsgrade im optimierten Viking-, FICFB- und Gegenstrom-VHKW auf etwa gleichem Niveau wie in einem exemplarisch betrachteten DHKW, wobei in den VHKW spezifisch mehr elektrische Leistung erzeugt wird. Zusätzlich zeigt die gemittelte Stromausbeute der Heizkraftwerke β , dass bei gleicher Nutzwärmeerzeugung die zusätzlich zu der in einem Heizwerk benötigte Biomasse im Viking-, im FICFB- und im Gegenstrom-VHKW ergiebiger zur Stromerzeugung eingesetzt wird als in dem DHKW (Kapitel 11.1.3).

Bei der exergetische Bewertung des KWK-Betriebs der in dieser Arbeit untersuchten HKW erreichen alle vier untersuchten VHKW sowohl einen höheren exergetischen elektrischen Bruttowirkungsgrad von $\bar{\zeta}_{el,Brutto} = 23,7 \%$ bis $32,1 \%$ als auch einen höheren gemittelten exergetischen Brennstoffausnutzungsgrad von $\bar{\zeta}_{ges} = 32,4 \%$ bis $39,5 \%$ als das DHKW mit $\bar{\zeta}_{el,Brutto} = 16,7 \%$ und $\bar{\zeta}_{ges} = 28,1 \%$ (Kapitel 11.2).

Daher können VHKW, die zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung betrieben werden, einen Beitrag zur effizienten Nutzung nachwachsender Biomasse und damit zur CO_2 -neutralen Energieversorgung in Deutschland leisten. Damit diese Technologie jedoch zukünftig in Deutschland vermehrt eingesetzt wird, muss sich der Betrieb auch wirtschaftlich attraktiv darstellen.

Die spezifischen Stromgestehungskosten des Viking-, des FICFB- und des Gegenstrom-VHKW liegen mit den in Kapitel 10.1 angegebenen Randbedingungen bei $S = 142,0 \text{ €/MWh}_{el}$ bis $161,8 \text{ €/MWh}_{el}$ und damit um $5,2 \%$ bis $16,7 \%$ unter den garantierten EEG-Vergütungen. So rentiert sich der Betrieb dieser Anlagen nach $9,3$ bis $14,7$ Jahren. Beim Carbo-V-VHKW übersteigen die spezifischen Stromgestehungskosten von $128,0 \text{ €/MWh}_{el}$ die EEG-Vergütungen um $3,3 \%$. Würde die Dampfturbine des Carbo-V-VHKW jedoch im Gegendruck gefahren und so die Nutzwärmeauskopplung erhöht werden, würden auch bei diesem VHKW die spezifischen Stromgestehungskosten unter den EEG-Vergütungen liegen (Kapitel 11.3). Eine durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt darüber hinaus, dass für einen rentablen Anlagenbetrieb vor allem hohe Jahresbetriebsstunden erreicht werden müssen.

Weiterhin wird durch die Berechnung der Veränderung der spezifischen Exergiekosten nachgewiesen, dass die spezifischen Stromgestehungskosten der untersuchten VHKW durch eine Verminderung des Investitionsaufwandes der Funktionsgruppe der Vergasung und durch eine

Anhebung des exergetischen Wirkungsgrades der Funktionsgruppe der Stromerzeugung reduziert werden können (Kapitel 11.4).

Zusammenfassend wird in dieser Arbeit anhand von vier Anlagenbeispielen realitätsnah nachgewiesen, dass bei der energetischen Nutzung von Biomasse zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der Betrieb von VHKW eine aussichtsreiche, energetisch und exergetisch vorteilhafte Alternative zu den zurzeit in Deutschland betriebenen Dampfheizkraftwerken darstellt. Wesentlich für den rentablen Anlagenbetrieb ist, dass die VHKW unterbrechungsfrei und dauerhaft betrieben werden können.

Anhang A

Massen- und Energiebilanzen der untersuchten VHKW

Im Folgenden werden die zum Schließen der Massen- und Energiebilanzen relevanten Messwerte, die während der Begleitung des Anlagenbetriebs der unterschiedlichen VHKW aufgenommen wurden, aufgeführt und die Bilanzen geschlossen.

A.1 Massen- und Energiebilanz des Carbo-V-VHKW

Massenbilanz

Der zugeführte Massenstrom der Biomasse wurde über die Drehzahl einer Biomassedosierschnecke vor dem Niedertemperaturvergaser (NTV) bestimmt. Im Februar 2003 wurde von den Anlagenbetreibern eine Kurve erstellt, anhand der aus der Drehzahl der Massenstrom der zugeführten Biomasse abgelesen werden kann. Während der Messkampagne bestand keine Möglichkeit, den Massenstrom der zugeführten Biomasse manuell zu ermitteln.

Der Volumenstrom der dem NTV zugeführten Vergasungsluft wurde über eine Staudrucksonde gemessen, sodass mit der zusätzlich ermittelten Gasdichte der Massenstrom berechnet werden konnte. Der Massenstrom des Sauerstoffs, der in der Brennkammer für die Oxidationsreaktionen benötigt wurde, wurde sowohl über den Verbrauch von Sauerstoff aus dem Sauerstofftank als auch aus einer online Messung in der Zufuhrleitung ermittelt. Das in den Hochtemperaturvergaser (HTV) eingedüστε Quenchwasser und das der Gaswäsche zugeführte Frischwasser wurde mit Durchflussmessgeräten bestimmt.

Der Massenstrom des in den Feststoffschleusen (Biomasse, Koks, Schlacke) als Sperrgas eingesetzten Stickstoffs konnte nicht gemessen werden. Aus dem Massenstrom des im Reingas mitgeführten Stickstoffs und dem Stickstoffmassenstrom der NTV-Luft wurde der Sperrgasmassenstrom berechnet.

Der Reingasmassenstrom wurde über den mit einer Staudrucksonde bestimmte Volumenstrom und der Gasdichte berechnet.

In der Gaswäsche fiel ein Teil des im Rohgas vorhandenen Wasserdampfes aus. In drei aufeinander folgenden Messungen wurde ein die Gaswäsche verlassender Wassermassenstrom von 135 kg/h, 149 kg/h und 156 kg/h gemessen. Für die Aufstellung der Massenbilanz wird mit einem mitt-

leren Massenstrom von $146,7 \text{ kg/h}$ gerechnet. Da der Wäsche kontinuierlich $2,6 \text{ kg/h}$ Frischwasser zugeführt wurden, betrug der aus dem Rohgas abgeschiedene Kondensatmassenstrom $144,1 \text{ kg/h}$.

Während des Bilanzzeitraumes wurden $33,0 \text{ kg/h}$ Pyrolysekoks erzeugt und nach der Mahlung und Kühlung im Koksunker zwischengespeichert. Da am Anfang der Versuchsperiode die erzeugte Pyrolysekoksmenge noch nicht genau bekannt war, wurde die Menge des in den HTV eingeblasenen Kokses zunächst auf einen Erfahrungswert von $25,3 \text{ kg/h}$ eingestellt. Der während der Begleitung des Anlagenbetriebs eingeblasene Koks mit einem Aschegehalt von 24% stammte aus einer vorherigen Versuchskampagne.

Zur Bestimmung des Schlackemassenstromes wurde die am HTV-Boden ausgetragene Schlackemenge aufgefangen und manuell gewogen.

Im Gaspuffer kondensierte eine geringe Menge des im Reingas vorhandenen Wasserdampfes, sodass am Boden des Gaspuffers $1,0 \text{ kg/h}$ Kondensat anfiel und abgezogen wurde.

In Tabelle A.1 sind die gemessenen und berechneten, der Anlage zu- und abgeführten Massenströme der einzelnen Stoffe aufgeführt.

Tabelle A.1: Massenbilanz des Carbo-V-VHKW

zugeführte Massenströme	
Holzsplitzel	175,0 kg/h
Vergasungsluft NTV	57,3 kg/h
Sauerstoff HTV	104,6 kg/h
Quenchwasser	71,5 kg/h
Waschwasser	2,6 kg/h
Sperrstickstoff	69,0 kg/h
Summe	480,0 kg/h
abgeführte Massenströme	
Reingas zur Fackel	340,0 kg/h
Abwasser aus Wäsche	146,7 kg/h
Pyrolysekoks	7,7 kg/h
Schlacke	2,0 kg/h
Kondensat Gaspuffer	1,0 kg/h
Summe	497,4 kg/h
Abweichung	3,6 %

Die Abweichungen zwischen den zu- und abgeführten Massenströmen betragen $|(\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab})/\dot{m}_{zu}| = 3,6\%$. Da das erzeugte Reingas in einer Fackel verbrannt und nicht in einem motorischen BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wurde, kann der gemessene Reingasmassenstrom nicht mit einer Energiebilanz um den Gasmotor bestätigt werden. Daher wird dieser Massenstrom mit Elementarbilanzen für die Elemente C, H und O überprüft. Die Abweichungen in den Elementarbilanzen betragen 7,0 %, 7,2 % und 4,0 %.

Energiebilanz

Um das Carbo-V-VHKW energetisch beurteilen zu können, werden die Energiebilanzen sowohl des zweistufigen Vergasungsreaktors (NTV und HTV) als auch der gesamten Anlage geschlossen.

Der Heizwert der Biomasse mit einem Wassergehalt von 4,7 % betrug 17200,2 kJ/kg. Im NTV wurde mit dem Pyrolysekoks (33,0 kg/h) mit einem Aschegehalt von 10 % und einem Heizwert von 32601 kJ/kg eine Leistung von 298,8 kW umgesetzt. Der Heizwert bzw. die Leistung des dem HTV zugeführten Pyrolysekoks mit einem Aschegehalt von 24 % betrug 27448,2 kJ/kg bzw. 192,9 kW.

Der im Gewebefilter abgeschiedene Flugstaub und der gemahlene Pyrolysekoks wurden mit Reingas in die Brennkammer des HTV geführt. Auch wurde zur Umlenkung des im HTV erzeugten Gases am Boden des HTV und zur Kühlung der Brennkammer Reingas eingesetzt.

Bei der Kühlung der Brennkammerwände wurden 57,1 kW Wärme an die Umgebung abgeführt. An der Oberfläche der Brennkammer und des HTV entstanden zusätzliche Abstrahlungsverluste von 20 kW bzw. 25 kW. Die geschmolzene Schlacke tropfte aus der Brennkammer in das wassergefüllte Schlackebad am Boden des HTV, wo sie erstarrte. Aus der Schlackemenge und der Schmelztemperatur von 1470 K berechnet sich der dabei entstehende Wärmeverlust zu 1,7 kW.

Die dem NTV und HTV zu- und abgeführten Leistungen sind in Tabelle A.2 aufgelistet.

Tabelle A.2: Energiebilanz des zweistufigen Carbo-V-Vergasungsreaktors

Stoff	Massenstrom	Leistung
Zugeführte Leistungen		
Biomasse	175,0 kg/h	836,1 kW
Vergasungsluft NTV	57,3 kg/h	12,2 kW
Pyrolysekoks in HTV	25,3 kg/h	192,9 kW
Fördergas Staub	25,5 kg/h	31,0 kW
BK-Hinterspülung	16,2 kg/h	19,7 kW
Fördergas Koks	30,9 kg/h	37,5 kW
Reingas Umlenkung	40,8 kg/h	49,5 kW
Summe	–	1178,9 kW
Abgeführte Leistungen		
Rohgas bei 1070 K	561,8 kg/h	774,5 kW
Pyrolysekoks aus NTV	33 kg/h	298,8 kW
BK-Kühlung	–	57,1 kW
Verlust NTV	–	10,0 kW
Verlust BK	–	20,0 kW
Verlust HTV	–	25,0 kW
Schlackekühlung	2 kg/h	1,7 kW
Summe	–	1187,1 kW
Abweichung	–	0,7%

Die Abweichungen zwischen der dem Carbo-V-Vergasungsreaktor zu- und abgeführten Leistungen betragen $|\dot{Q}_{zu,V} - \dot{Q}_{ab,V}|/\dot{Q}_{zu,V} = 0,7\%$ (Tabelle A.2).

Um die Energiebilanz der gesamten Anlage zu schließen, müssen alle zu- und abgeführten Leistungen berechnet werden. Die dem VHKW zugeführten Leistungen sind dabei bereits in Tabelle A.2 aufgeführt.

In Tabelle A.3 ist die gemessene Gaszusammensetzung des Reingases aufgetragen.

Tabelle A.3: Gaszusammensetzung des Reingases des Carbo-V-VHKW

Gaskomponente	Anteil an Gaszusammensetzung	Heizwert der Komponente
CO	31,49 Vol%	282,98 MJ/kmol
CO ₂	20,26 Vol%	–
CH ₄	0,09 Vol%	802,6 MJ/kmol
H ₂	13,02 Vol%	241,81 MJ/kmol
N ₂	34,51 Vol%	–
H ₂ O	0,62 Vol%	–

Mit der in Tabelle A.3 angegebenen Gaszusammensetzung und dem Reingasmassenstrom von 340,0 kg/h wird der Heizwert des Reingases von 4,37 MJ/kg und eine Reingasleistung von 412,7 kW (Tabelle A.4) berechnet.

Die NTV-Luftdüsen, die Brennkammer, der HTV und der Filterkonus des Gewebefilters wurden gekühlt. Mit den gemessenen Vor- und Rücklauftemperaturen und dem Massenstrom des dafür eingesetzten Kühlwassers wird die an die Umgebung abgeführte Wärmeleistung zu 160,2 kW berechnet.

Vor einer Gasnutzung muss das 1070 K heiße Rohgas gekühlt werden. Dies geschah während der Betriebsbegleitung in mehreren Wärmetauschern sowie einer unisolierten Gasstrecke vor der Gaswäsche. Die abgeführten Wärmeleistungen werden aus dem Temperaturabfall des Gases berechnet. In der Gaswäsche wurde die Gastemperatur durch Verdampfen des eingedüsten Waschwassers weiter gesenkt. Durch die geringen Außentemperaturen während der Messkampagne kühlte das Reingas im unisolierten Gaspuffer auf Umgebungstemperatur ab. Sämtliche aus der Anlage ausgekoppelten Wärmeleistungen wurden ungenutzt an die Umgebung abgegeben.

In Tabelle A.4 sind die dem VHKW zu- und abgeführten Leistungen aufgeführt.

Dem Carbo-V-VHKW wurden mit der Biomasse und der elektrisch vorgewärmten NTV-Vergasungsluft 848,3 kW zugeführt (Tabelle A.2). Davon wurden 412,7 kW im Reingas chemisch gebunden. An die Umgebung wurde eine Wärmeleistung von 401,9 kW abgeführt. Da dem HTV-Vergasungsreaktor weniger Pyrolysekoks zugeführt als im NTV erzeugt wurde, wurden 105,9 kW Koks dem Koksunker zugeführt und damit aus dem Vergasungsprozess ausgetragen. Mit der Summe der aus der Anlage abgeführten Leistungen von 920,5 kW betragen die Abweichungen in der Energiebilanz $|(\dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab})/\dot{Q}_{zu}|=8,5\%$.

Tabelle A.4: Energiebilanz des Carbo-V-VHKW

Zugeführte Leistungen	
Biomasse	836,1 kW
Vergasungsluft NTV	12,2 kW
Summe	848,3 kW
Abgeführte Leistungen	
Reingas	412,7 kW
Pyrolysekoks	105,9 kW
Kühlwasser	100,2 kW
Verlust NTV	10 kW
Verlust BK	20 kW
Verlust HTV	25 kW
Rohgaskühler	149,8 kW
Verlust Filter	5,7 kW
Wäsche	89,8 kW
Gaspuffer	1,4 kW
Summe	920,5 kW
Abweichung	8,5%

A.2 Massen- und Energiebilanz des Viking-VHKW

In der Zeit vom 7.4. bis zum 11.4.2003 wurde eine Messkampagne am Viking-VHKW der Dänisch Technischen Universität (DTU) durchgeführt. Um die Massen- und Energiebilanzen zu schließen, wurden alle dafür notwendigen Massenströme, Drücke und Temperaturen aufgenommen.

Wie in Abbildung 9.5 zu erkennen ist, kam es am 8.4.2003 zu einer Unterbrechung des kontinuierlichen Anlagenbetriebs. Da es in den darauffolgenden Tagen zu keinen weiteren Unterbrechungen des Anlagenbetriebs kam, werden zum Schließen der Massen- und Energiebilanzen die Messdaten vom 9.4.2003 von 0:00 bis 24:00 Uhr herangezogen.

Massenbilanz

Zur Ermittlung des Massenstromes der Biomasse wurde am 9.4.2003 über einen Zeitraum von 6 Stunden die Biomasse gewogen und manuell zugeführt. Dabei wurden Proben genommen und die Zusammensetzung, der Wassergehalt und der Heizwert bestimmt. Die aus dem Kondensator und dem Gaspuffer abgeführten Kondensatmassenströme wurden über einen Zeitraum von 46,5 Stunden (9.4.2003, 11:45 Uhr bis 11.4.2003, 10:20 Uhr) ermittelt. Die Vergasungsluftmenge wurde am 9.4.2003 über einen Zeitraum von 4 Stunden volumetrisch gemessen.

Die dem BHKW zugeführten Verbrennungsluft- und Motorabgasmassenströme wurden nicht gemessen. Der Massenstrom des Motorabgases wird über eine Energiebilanz am Wärmetauscher WT4 (Abbildung 9.4) bestimmt. Aus dem Massenstrom des erzeugten Reingases und des Motorabgases wird der dem Motor zugeführte Massenstrom der Verbrennungsluft berechnet.

Über einen Zeitraum von 50 Stunden wurde der im Vergasungsreaktor und am Gewebefilter anfallende Aschemassenstrom bestimmt. Es wurden $0,007 \text{ kg/h}$ Asche aus der Anlage ausgeschleust. Der durch die Biomasse eingebrachte Aschemassenstrom betrug jedoch $0,114 \text{ kg/h}$. Wie sich am Ende der Messkampagne zeigte, agglomerierte ein Großteil der Asche im Vergasungsreaktor und wurde während des Betriebs nicht ausgetragen. Dies geschah, da ein Absperrhahn am Ascheaustragssystem versehentlich geöffnet war und so Luft durch das Aschebett am Boden des Vergasungsreaktors gezogen wurde. Mit dieser Luft wurde der Restkohlenstoff der Bettasche oxidiert und die Temperatur im Aschebett angehoben. Es kam zur Ascheerweichung, sodass die Bettasche teilweise am Boden des Vergasungsreaktors agglomerierte.

Zusätzlich zu den Messwerten, die zum Schließen der Massenbilanz des VHKW herangezogen werden, wird in Tabelle A.5 der Massenstrom des Reingases aufgeführt. Dieser wird aus dem gemessenen Reingasvolumenstrom berechnet.

Die Abweichungen zwischen den zu- und abgeführten Massenströmen betragen $|(\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab})/\dot{m}_{zu}| = 1,1\%$. Wird zur Überprüfung des ermittelten Massenstromes des Reingases eine Bilanz um den Vergasungsreaktor und der nachgeschalteten Gasaufbereitung geschlossen, so beträgt die Abweichung zwischen den zu- und abgeführten Massenströmen $|(\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab})/\dot{m}_{zu}| = 6,4\%$.

Tabelle A.5: Massenbilanz des Viking-VHKW

zugeführte Massenströme		
Holzsplitzel	22,0	kg/h
Vergasungsluft	20,5	kg/h
Luft Motor	122,4	kg/s
Summe	164,9	kg/h
abgeführte Massenströme		
Kondensat Kondens.	2,4	kg/h
Kondensat Gaspuffer	2,3	kg/h
Motorabgas	162,0	kg/h
Asche	0,01	kg/h
Summe	166,7	kg/h
Abweichung	1,1	%
Reingasmassenstrom	40,5	kg/h

Energiebilanz

Um die Energiebilanz der gesamten Anlage zu schließen, müssen alle dem VHKW zu- und abgeführten Leistungen berechnet werden.

Die zugeführte Biomasseleistung ist abhängig vom Massenstrom und vom Heizwert der Biomasse. Während der manuellen Zuführung der Biomasse wurde eine Vielzahl von Proben genommen und deren Wassergehalt bestimmt. Der gemittelte Wassergehalt der verwendeten Biomasse betrug 34,3%. Mit einem Heizwert der trockenen Biomasse von $19,74 \text{ MJ/kg}$ wird der Heizwert der eingesetzten Biomasse zu $11192,7 \text{ kJ/kg}$ berechnet.

Die in der Anlage erzeugte elektrische Leistung und die Nutzwärmeleistung wurden gemessen und sind in Tabelle A.6 aufgeführt.

Beim Betrieb des VHKW traten Wärmeverluste auf. Die größte Wärmeverlustleistung entstand durch das 380 K heiße Motorabgas, das im Kamin an die Umgebung abgeführt wurde. In der Abgasleitung vom BHKW zur Pyrolyseschnecke traten aufgrund ungenügender Isolierung weitere Wärmeverluste auf. Nach Aussagen des Anlagenbetreibers betrugen die Abstrahlverluste des BHKW ca. 8,0% der Reingasleistung. Für den Vergasungsreaktor werden zum Schließen der Bilanzen Wärmeverluste von 5,0% der Biomasseleistung angenommen. In Tabelle A.6 werden sowohl die Biomasseleistung, die aus der Anlage abgeführten Leistungen und Verluste als auch die Reingasleistung aufgelistet.

Die Abweichungen zwischen den dem Viking-VHKW zu- und abgeführten Leistungen betragen $|\dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab}|/\dot{Q}_{zu} = 5,2\%$.

Reingasleistung

In der Tabelle A.7 ist die über den Bilanzzeitraum gemittelte Gaszusammensetzung des Reingases aufgetragen.

Tabelle A.6: Energiebilanz des Viking-VHKW

Zugeführte Leistung	
Biomasse	68,4 kW
Abgeführte Leistungen	
elektr. Bruttoleistung	16,8 kW
Nutzwärmeleistung	30,9 kW
Abgasverlust	4,6 kW
Wärmeverl. Vergasungsreaktor	3,4 kW
Wärmeverl. BHKW	5,1 kW
Wärmeverl. Gaspuffer	2,5 kW
Wärmeverl. Abgasleitung	1,5 kW
Summe	64,8 kW
Abweichung	5,2%
Reingasleistung	63,8 kW

Tabelle A.7: Reingaszusammensetzung des Viking-VHKW

Gaskomponente	Anteil an Gas- zusammensetzung	Heizwert der Komponente
CO	16,9 Vol%	283,0 MJ/kmol
CO ₂	13,6 Vol%	–
CH ₄	0,9 Vol%	802,6 MJ/kmol
H ₂	28,3 Vol%	241,8 MJ/kmol
N ₂	30,8 Vol%	–
H ₂ O	9,6 Vol%	–

Aus der in Tabelle A.7 aufgeführten Gaszusammensetzung wird der Heizwert des Reingases zu $5,67 \text{ MJ/kg}$ berechnet. Mit dem in Tabelle A.5 aufgeführten Reingasmassenstrom von $40,5 \text{ kg/h}$ beträgt die chemisch gebundene Reingasleistung damit $63,8 \text{ kW}$.

A.3 Massen- und Energiebilanz des FICFB-VHKW

Vom 7.12. bis 14.12.2003 wurde der Anlagenbetrieb des FICFB-VHKW in Güssing, Österreich begleitet. Im Folgenden werden aufbauend auf den bei der Begleitung des Anlagenbetriebs aufgenommenen Messwerten die Massen- und Energiebilanzen geschlossen.

Massenbilanz

Die Biomasse wird im FICFB-VHKW mit einem Gurtförderer vom Biomassebunker zum VHKW transportiert. In diesen Gurtförderer ist eine Waage integriert, mit dem der Massenstrom der Biomasse gemessen wurde. Nach Aussagen der Anlagenbetreiber ist dieser Messwert jedoch fehlerbehaftet. Da eine manuelle Bestimmung des dem VHKW zugeführten Massenstromes der Biomasse aufgrund des hohen Biomasseverbrauches nicht möglich war, wird dieser mit einer Kohlenstoffbilanz um den Vergasungsreaktor, der Brennkammer und der Gasaufbereitung berechnet. Es werden die Kohlenstoff-, die Wasserstoff- und die Sauerstoffbilanz geschlossen.

Dem Vergasungsreaktor, der Brennkammer und der Gasaufbereitung wurde Kohlenstoff mit der Biomasse und dem in der Rohgaswäsche verwendeten RME zugeführt. Daher ist die Elementarzusammensetzung dieser Stoffe in Tabelle A.8 aufgeführt.

Tabelle A.8: Elementarzusammensetzung der Biomasse und des RME des FICFB-VHKW

Zusammensetzung Biomasse		
C-Gehalt	48,3	% _{waf}
H-Gehalt	6,1	% _{waf}
O-Gehalt	44,9	% _{waf}
Wassergehalt	30,0	%
Zusammensetzung RME		
C-Gehalt	93,0	%
H-Gehalt	5,0	%
O-Gehalt	2,0	%

Der dem Vergasungsreaktor, der Brennkammer und der Gasaufbereitung zugeführte Kohlenstoff wird im Reingas und im Rauchgas der Brennkammer gebunden. Die gemessene, trockene Rauchgaszusammensetzung ist in Tabelle A.9 aufgetragen.

Tabelle A.9: Trockene Zusammensetzung des Rauchgases aus der Brennkammer des FICFB-VHKW

Gaskomponente	Rauchgas BK
CO ₂	14,5% _{Vol.}
N ₂	78,9% _{Vol.}
O ₂	5,5% _{Vol.}

In Tabelle A.10 ist die über den Bilanzzeitraum gemittelte Gaszusammensetzung des Reingases aufgetragen.

Tabelle A.10: Reingaszusammensetzung des FICFB-VHKW

Gaskomponente	Anteil an Gaszusammensetzung	Heizwert der Komponente
CO	23,3 Vol%	283,0 MJ/kmol
CO ₂	19,4 Vol%	–
CH ₄	10,4 Vol%	802,6 MJ/kmol
H ₂	34,9 Vol%	241,8 MJ/kmol
N ₂	1,4 Vol%	–
H ₂ O	8,7 Vol%	–

Der Reingasmassenstrom wird aus der Energiebilanz um das BHKW und den Kessel zu 1528,5 kg/h berechnet. Aus der in Tabelle A.10 aufgeführten Gaszusammensetzung wird der Heizwert des Reingases zu 12063,8 kJ/kg berechnet. Zusätzlich wird angenommen, dass im BHKW 5 % und im Kessel 3 % Abstrahlungsverluste auftreten.

Der Rauchgasmassenstrom aus der Brennkammer wird aus der Energiebilanz um den Wärmetauscher WT4 (Abbildung 9.7) zu 6912,7 kg/h bestimmt. Während der Messkampagne wurde ein RME-Massenstrom von 23,5 kg/h gemessen.

Mit dem Massenstrom des Reingases, der Rauchgase und des RME sowie mit den in Tabelle A.8, A.9 und A.10 aufgeführten Elementarzusammensetzungen wird der dem FICFB-VHKW zugeführte Massenstrom der Biomasse zu 2480 kg/h berechnet (Tabelle A.11).

Tabelle A.11: Kohlenstoffbilanz um den Vergasungsreaktor, der Brennkammer und die Gasaufbereitung des FICFB-VHKW

	zugeführter	
	Massenstrom	Kohlenstoffstrom
Biomasse	2480,0 kg/h	845,4 kg/h
RME	23,5 kg/h	15,5 kg/h
Summe	–	860,9 kg/h
abgeführter Massen- und Kohlenstoffstrom		
Reingas	1528,5 kg/h	541,0 kg/h
Rauchgas	6912,7 kg/h	320,4 kg/h
Summe	–	861,4 kg/h

Der Massenstrom der Verbrennungsluft zum BHKW wurde nicht gemessen. Allerdings wird sowohl der dem BHKW zugeführte Reingasmassenstrom mit Hilfe der bereits erwähnten Energiebilanz um das BHKW als auch der aus dem BHKW austretende Abgasmassenstrom mit einer Energiebilanz um den Wärmetauscher WT3 bestimmt und auf diese Weise der dem BHKW zugeführte Luftmassenstrom zu 11983,6 kg/h berechnet.

Mit der bekannten Reingaszusammensetzung wird der zur vollständigen Verbrennung notwendige Luftbedarf bestimmt. Aus diesem und dem berechneten Luftmassenstrom ergibt sich ein O₂-Gehalt im Abgas von 11,69 %_{Vol}. Der gemessene O₂-Gehalt von 11,72 %_{Vol} bestätigt die

berechneten Massenströme.

Der Volumenstrom der Verbrennungsluft zur Brennkammer wurde mit einer in die Anlage integrierten Staudrucksonde gemessen. Allerdings war nach Aussagen der Anlagenbetreiber der Messwert fehlerbehaftet. Daher wird jener der Brennkammer zugeführte Massenstrom der Verbrennungsluft mit einer Massenbilanz um die Brennkammer berechnet.

In der Brennkammer wird Koks aus dem Vergasungsreaktor und teerbeladenes RME verbrannt. Der Massenstrom des teerbeladenen RME wurde gemessen ($\dot{m}_{RME} + \dot{m}_{Teer} = 44,5 \text{ kg/h}$). Am Boden des der Wäsche nachgeschalteten Beruhigungstanks wurden $892,2 \text{ kg/h}$ Kondensat abgeführt. $533,0 \text{ kg/h}$ wurden davon zur Erzeugung des Vergasungsdampfes verwendet. Das restliche Kondensat ($359,2 \text{ kg/h}$) wurde mit Prozesswärme verdampft und der Brennkammer zugeführt.

Der Massenstrom des Rauchgases aus der Brennkammer wird über die Energiebilanz um den WT4 zu $6912,7 \text{ kg/h}$ berechnet. Da auch die Zusammensetzung des Rauchgases gemessen wurde (Tabelle A.9), wird der in der Brennkammer verbrannte Massenstrom des Kokes über eine Kohlenstoffbilanz zu $124,1 \text{ kg/h}$ berechnet.

$480,0 \text{ kg/h}$ Reingas wurden zurück in die Brennkammer geführt und dort verbrannt. Im Luvo vermischen sich 250 kg/h Falschluff mit den Rauchgasen. So berechnet sich aus der Massenbilanz um die Brennkammer der Verbrennungsluftmassenstrom zu $5654,7 \text{ kg/h}$.

Die Massenbilanz der gesamten Anlage ist in Tabelle A.12 aufgeführt.

Tabelle A.12: Massenbilanz des FICFB-VHKW

zugeführte Massenströme	
Holzsplitzel	2480,0 kg/h
Frisch RME	23,5 kg/h
Verbrennungsluft BK	5654,7 kg/h
Verbrennungsluft BHKW	11983,6 kg/h
Verbrennungsluft Kessel	938,4 kg/h
Summe	21080,2 kg/h
abgeführte Massenströme	
Motorabgas	13357,2 kg/h
Abgas Kessel	1093,4 kg/h
Rauchgas BK	6912,7 kg/h
Summe	21363,3 kg/h
Abweichung	1,3 %

Die Abweichungen zwischen den zu- und abgeführten Massenströmen betragen $|(\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab})/\dot{m}_{zu}| = 1,3 \%$ (Tabelle A.12).

Energiebilanz

Die zugeführte Leistung der Biomasse mit einem Wassergehalt von 30 % beträgt bei einem Heizwert von $11551,4 \text{ kJ/kg}$ $\dot{Q}_{Bio} = 7957,6 \text{ kW}$, die zugeführte RME-Leistung (36000 kJ/kg)

$$\dot{Q}_{zu, RME} = 234,9 \text{ kW.}$$

Im FICFB-VHKW wurde eine elektrische Bruttoleistung von 1673,7 kW erzeugt. Im VHKW wurde an mehreren Stellen Wärme ausgekoppelt. Die Wärme wurde zur Nutzwärmeerzeugung und zur Verdampfung des aus der Wäsche abgeführten Kondensats genutzt oder an die Umgebung abgegeben. Im Folgenden werden die an den unterschiedlichen Stellen ausgekoppelten Wärmemengen aufgeführt:

- Die bei der Kühlung des Rohgases von 1120 K auf 430 K im WT1 ausgekoppelte Wärme von 1161,8 kW wurde zur Nutzwärmeerzeugung verwendet.
- Das im Kreis gefahrene Waschmedium wärmte sich im Wäscher von 307 K auf 352 K auf. Bei der Rückkühlung des Waschmediums wurden 757,4 kW Wärme an die Umgebung abgeführt.
- Das aus der Brennkammer austretende Rauchgas wurde bei der Verdampfung und Überhitzung des Kondensats und im Luvo von 1140 K auf 617 K abgekühlt. Dabei wurden 755,2 kW Wärme zur Verdampfung des Kondensats und Erhitzung des Vergasungsdampfes auf 760 K übertragen. Weitere 664,5 kW Wärme wurden zur Erwärmung der Verbrennungsluft auf 745 K verwendet.
- Im Wärmetauscher WT4 wurde das Rauchgas auf 458 K abgekühlt. Dabei wurden 473,4 kW Nutzwärme erzeugt.
- Aus dem Abgas des Gasmotors wurde im WT3 1449,6 kW Nutzwärme ausgekoppelt. Dabei sankt die Abgastemperatur von 733 K auf 380 K. Aus dem Ölkreislauf und Kühlwasserkreislauf des BHKW wurden weitere 1054,5 kW Nutzwärme ausgekoppelt.
- 10,1 % des Reingases wurden in einem Kessel zur Nutzwärmeerzeugung (489,8 kW) verbrannt.

3315,7 kW Feuerungsleistung wurden der Brennkammer mit dem Biokoks (1475,1 kW), dem teerbeladenen RME (232,1 kW) und dem Reingas (1608,5 kW) zugeführt. Zur Wiederaufheizung des Bettmaterials wurden 2284,6 kW und zur Überhitzung des Vergasungsdampfes 115,9 kW benötigt. So wurden 72,4 % jener der Brennkammer zugeführten Leistung zurück in den Vergasungsreaktor geführt.

Es wurden 1528,5 kg/h Reingas erzeugt. 155 kg/h wurden im Kessel zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt, sodass dem BHKW 89,9 % der Reingasleistung (4599,0 kW) zugeführt wurde. Mit dem Abgas des BHKW, des Kessels und der Brennkammer, die vermischt mit 406 K an die Umgebung abgeführt wurden, entstand ein Verlust von 844 kW. Die Wärmeverluste des Vergasungsreaktors, der Brennkammer und des BHKW werden mit 5 % der den Aggregaten zugeführten Leistung abgeschätzt.

In Tabelle A.13 ist die geschlossene Energiebilanz des FICFB-VHKW und die Reingasleistung aufgeführt.

Beim Schließen der Bilanzen entsteht eine Differenz von 195,6 kW zwischen den zu- und abgeführten Leistungen, was einer Abweichung von $|\dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab}| / \dot{Q}_{zu} = 2,4\%$ entspricht.

Bei dem in Tabelle A.12 aufgeführten Reingasmassenstrom von 1528,5 kg/h beträgt die chemisch gebundene Reingasleistung 5118,0 kW.

Tabelle A.13: Geschlossene Energiebilanz des FICFB-VHKW

zugeführte Leistungen		
Holzschnitzel	7957,6	kW
Frisch RME	234,9	kW
Summe	8192,5	kW
abgeführte Leistungen		
$P_{el, Brutto}$	1673,7	kW
\dot{Q}_N	3989,8	kW
Rauchgas	844,0	kW
Verlust Wäsche	757,4	kW
Verlust Vergasungsreaktor	401,3	kW
Verlust Brennkammer	100,4	kW
Verlust BHKW	230,3	kW
Summe	7996,9	kg/h
Abweichung	2,4	%
Reingasleistung	5118,0	kW

A.4 Massen- und Energiebilanz des Gegenstrom-VHKW

In der Zeit vom 26.1. bis zum 30.1.2004 wurde eine Messkampagne an dem Gegenstrom-VHKW in HARBØRE, Dänemark durchgeführt. Um die Massen- und Energiebilanzen zu schließen, wurden alle notwendigen Massenströme, Drücke und Temperaturen während der Messkampagne aufgenommen. Die Bilanzen werden über den Zeitraum vom 28.1., 17:00 Uhr bis 29.1., 10:00 Uhr, geschlossen, da in diesen Zeitraum die erzeugte elektrische Leistung angehoben wurde. Dazu wurde dem Vergasungsreaktor ein höherer Vergasungsluftmassenstrom zugeführt und so die erzeugte Reingasleistung gesteigert. Die während der Anlagenausfälle (siehe Kapitel 9.1.4) aufgenommenen Messwerte werden in den Bilanzen nicht berücksichtigt.

Massenbilanz

Im Vergasungsheizkraftwerk wurden Hackschnitzel vergast, die durch zerkleinern ganzer Nadelbäume incl. der Nadeln, Äste und Rinde erzeugt wurden. Der Wassergehalt der während der Messkampagne eingesetzten Biomasse betrug 42 %. Die Biomasse wurde aus dem Vorratsbunker mit einem automatischen Kransystem einer Schnecke zugeführt, welche die Hackschnitzel in den Vergasungsreaktor transportierte. Im Kran ist eine Waage integriert. Diese wurde am Anfang der Messkampagne mit einem definierten Gewicht kalibriert und anschließend ein Massenstrom der zugeführten Biomasse von $\dot{m}_{Bio} = 1350,1 \text{ kg/h}$ gemessen.

Mit Staudrucksonden wurde ein Volumenstrom der Vergasungsluft von $677,8 \text{ m}^3_{(i.N.)}/\text{h}$ bestimmt. Mit einer Stickstoffbilanz um den Vergasungsreaktor berechnet sich ein 4,8 % höherer Volumenstrom der Vergasungsluft von $710,4 \text{ m}^3_{(i.N.)}/\text{h}$. Da die Messungenauigkeit bei der Messung der Stickstoffkonzentration im Reingas geringer als die der Volumenstrommessung ist, wird der über die Stickstoffbilanz bestimmte Vergasungsluftvolumenstrom in der Massenbilanz berücksichtigt.

Der Massenstrom der Verbrennungsluft, welcher den Motoren zugeführt wurde, wurde nicht gemessen. Aus der gemessenen Sauerstoffkonzentration im jeweiligen Motorabgas und dem berechneten Luftbedarf zur vollständigen Verbrennung des Reingases wird der den Gasmotoren zugeführte Massenstrom der Verbrennungsluft berechnet.

Der Massenstrom des Wassers, das zur Befeuchtung in die Vergasungsluft eingedüst wurde, der Massenstrom der Teere, die einem Tank zugeführt und diskontinuierlich zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt wurden, und der Massenstrom des aus der Abwasserreinigung in die Kanalisation geleiteten Abwassers wurden gemessen.

Der Massenstrom der aus dem Vergasungsreaktor ausgetragenen Asche wird über den Aschegehalt der Biomasse von 1,24 % und dem Glühverlust der ausgetragenen Asche von 8,5 % (Tabelle 9.5) berechnet. Der Massenstrom des aus den Gasmotoren austretenden Abgases wird über eine Massenbilanz um den Gasmotor berechnet.

In Tabelle A.14 sind die dem Gegenstrom-VHKW zu- und abgeführten Massenströme aufgeführt.

Die Abweichungen zwischen den zu- und abgeführten Massenströmen betragen $|(\dot{m}_{zu} - \dot{m}_{ab})/\dot{m}_{zu}| = 0,34 \%$ (Tabelle A.14).

Tabelle A.14: Massenbilanz des Gegenstrom-VHKW

zugeführte Massenströme		
Biomasse	1350,1	kg/h
Vergasungsluft	994,0	kg/h
Wasser Luftbefeuchtung	100,4	kg/h
Verbrennungsluft BHKW 1	3345,6	kg/h
Verbrennungsluft BHKW 2	2993,1	kg/h
Summe	8783,1	kg/h
abgeführte Massenströme		
Abgas BHKW 1	4245,9	kg/h
Abgas BHKW 2	3766,7	kg/h
Abwasser	674,9	kg/h
Teer in Tank	47,6	kg/h
Asche	18,3	kg/h
Summe	8753,4	kg/h
Abweichung	0,34	%
Reingasmassenstrom	1673,5	kg/h

Energiebilanz

Die zugeführte Biomasseleistung beträgt bei einem Heizwert von $8870,0 \text{ kJ/kg}$ $3326,3 \text{ kW}$.

Bei der Kühlung des Rohgases von 350 K auf 333 K wurde $310,1 \text{ kW}$ Nutzwärme ausgekoppelt. Dies war möglich, da die Rücklaufemperatur aus dem Fernwärmenetz 318 K betrug.

In der Gasaufbereitung wurden neben dem kondensierten Wasser Teere ($95,9 \text{ kg/h}$) aus dem Rohgas abgeschieden. Davon wurden $47,6 \text{ kg/h}$ in einen Tank gepumpt und konnten zur Nutzwärmeerzeugung verbrannt werden. Mit einem Heizwert 26387 kJ/kg wurde mit diesen Teeren eine Leistung von $348,9 \text{ kW}$ aus dem VHKW ausgekoppelt. Die restlichen $48,3 \text{ kg/h}$ abgeschiedenen Teere mit einem etwas geringeren Heizwert von 22583 kJ/kg lagen als Emulsion mit dem kondensierten Wasser vor und wurden in der Abwasseraufbereitung verbrannt ($302,9 \text{ kW}$).

In den beiden BHKW wurde im Zeitraum vom 28.1., 17:00 Uhr bis 29.1., 10:00 Uhr eine gemittelte elektrische Leistung von $819,4 \text{ kW}$ und eine Nutzwärmeleistung von $749,6 \text{ kW}$ erzeugt. Zusätzlich wurden 454 kg/h Vergasungsluft auf 493 K erwärmt und damit $28,2 \text{ kW}$ Wärme zurück in den Vergasungsreaktor geführt.

Dem Verdampfer der TarWATC-Wasseraufbereitung wurden $590,3 \text{ kW}$ Wärme aus dem Abgasen der BHKW zugeführt. Gleichzeitig wurden aus dem Wasseraufbereitungssystem $627,0 \text{ kW}$ Nutzwärme ausgekoppelt, sodass in der Wasseraufbereitung $37,3 \text{ kW}$ Teerleistung, die in der Emulsion mit dem kondensiertem Wasser gebunden war ($302,9 \text{ kW}$), als Nutzwärme ausgekoppelt wurden.

Die höchsten messbaren Verluste von $230,8 \text{ kW}$ entstanden durch Abgabe des 373 K heißen Abgases an die Umgebung. Die Wärmeverluste des Vergasungsreaktors und die der BHKW werden mit 5% der Biomasseleistung bzw. der zugeführten Reingasleistung abgeschätzt. Die dem Gegenstrom-VHKW zu- und abgeführten Leistungen sind in Tabelle A.15 zusammenfassend aufgeführt.

Tabelle A.15: Energiebilanz des Gegenstrom-VHKW

Zugeführte Leistung	
Biomasse	3326,3 kW
Abgeführte Leistungen	
elektr. Leistung	819,4 kW
Nutzwärmeleistung	1736,6 kW
Teer in Teertank	348,9 kW
Abgas	230,8 kW
Verlust Vergasungsreaktor	166,3 kW
Verlust BHKW	109,4 kW
Summe	3411,4 kW
Abweichung	2,5 %
Reingasleistung	2574,7 kW

Aus Tabelle A.15 wird ersichtlich, dass die Abweichungen zwischen den zu- und den abgeführten Leistungen $|\dot{Q}_{zu} - \dot{Q}_{ab}|/\dot{Q}_{zu} = 2,5\%$ betragen.

In der Tabelle A.16 ist die über den Bilanzzeitraum gemittelte, trockene Gaszusammensetzung des Reingases aufgetragen.

Tabelle A.16: Trockene Reingaszusammensetzung des Gegenstrom-VHKW

Gaskomponente	Anteil an Gaszusammensetzung	Heizwert der Komponente
CO	25,9 Vol%	283,0 MJ/kmol
CO ₂	7,6 Vol%	–
CH ₄	3,4 Vol%	802,6 MJ/kmol
H ₂	14,1 Vol%	241,8 MJ/kmol
N ₂	49,0 Vol%	–

Aus der in Tabelle A.16 aufgeführten Gaszusammensetzung wird ein Heizwert des Reingases von 5538,5 kJ/kg berechnet. Mit dem in Tabelle A.14 aufgeführten Reingasmassenstrom von 1673,5 kg/h beträgt die chemisch gebundene Reingasleistung 2574,7 kW.

Anhang B

Biomasse-Dampfheizkraftwerk Demmin

Das Dampfheizkraftwerk Demmin wird zur reinen Stromerzeugung oder zur gekoppelten Strom- und Nutzwärmeerzeugung betrieben. Bei reiner Stromerzeugung wird der gesamte Frischdampf (45 bar, 693 K) in der Dampfturbine entspannt und im Kondensator niedergeschlagen. Nur der zur Beheizung des Speisewasserbehälters notwendige Dampf (2,4 bar) wird der Turbine entnommen und nicht im Luftkondensator niedergeschlagen. Um zusätzlich zur elektrischen Leistung Nutzwärme zu erzeugen, wird die Entnahmedampfmenge erhöht und zur Wärmeauskopplung im Heizkondensator genutzt.

Im Folgenden werden vier Auslegungsfälle mit unterschiedlicher Nutzwärmeauskopplung beschrieben. Dazu werden zunächst die Drücke, Temperaturen und Massenströme an den in Abbildung B.1 gekennzeichneten Stellen in Tabelle B.1 aufgelistet.

Tabelle B.1: Drücke, Temperaturen und Massenströme im DHKW Demmin

Punkt		Lastfall 1	Lastfall 2	Lastfall 3	Lastfall 4
	$P_{el} =$	5000,0 kW	4704,5 kW	4086,3 kW	3213,8 kW
	$\dot{Q}_N =$	0	2031,2 kW	6482,0 kW	13493,5 kW
1	Druck / bar	45	45	45	45
	Temperatur / K	693	693	693	693
	Massenstrom / kg/s	6,19	6,19	6,19	6,19
2	Druck / bar	2,4	2,4	2,4	2,4
	Temperatur / K	399	399	399	399
	Massenstrom / kg/s	0,0	0,87	2,75	5,74
3	Druck / bar	0,14	0,12	0,08	0,05
	Temperatur / K	325	322	315	370
	Massenstrom / kg/s	5,64	4,79	2,96	0,16
4	Druck / bar	1,21	1,21	1,21	1,21
	Temperatur / K	378	378	378	378
	Massenstrom / kg/s	6,19	6,19	6,19	6,19

Wie aus Tabelle B.1 hervorgeht, bleiben die Frischdampfparameter und der Frischdampfmassestrom in allen vier Lastpunkten konstant. Denn die dem Dampfheizkraftwerk zugeführte Biomasseleistung wird unabhängig der erzeugten Nutzwärmeleistung konstant gehalten.

Von Lastfall 1 bis 4 nimmt der Kondensatordruck ab, da durch die ansteigende Anzapfdampfmenge der dem Luftkondensator zugeführte Dampfmassestrom sinkt. Mit Verminderung des

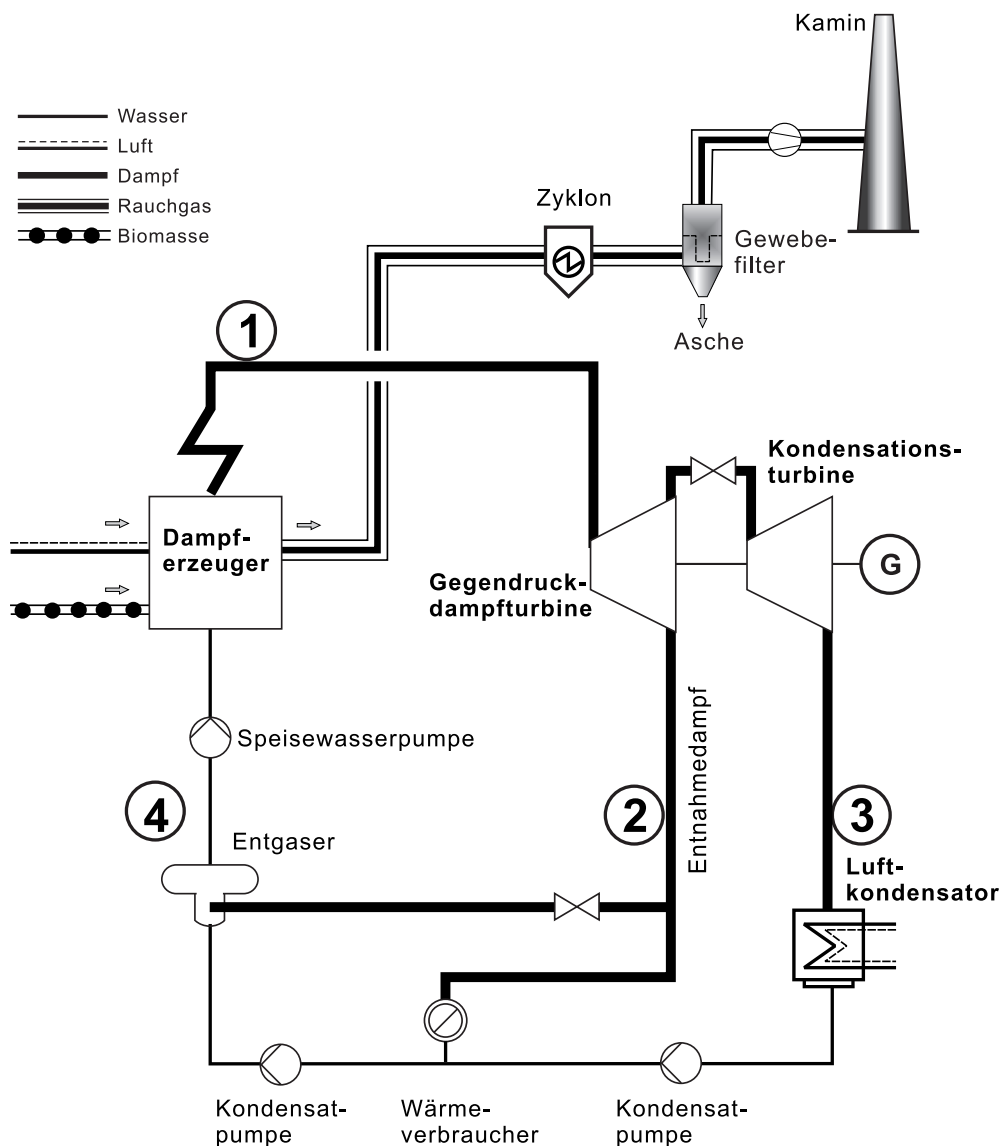


Abbildung B.1: Fließbild des Dampfheizkraftwerkes Demmin

Kondensatordruckes nimmt auch die Dampftemperatur im Kondensator von Lastfall 1 bis 3 ab. Allerdings steigt diese im Lastfall 4 wieder auf 370 K an. Denn die Niederdruckturbine wird bei maximaler Wärmeauskopplung nur noch durch den Leerlaufdampfmassenstrom durchströmt.

In Tabelle B.2 werden die wesentlichen Kennzahlen in den einzelnen Lastfällen aufgeführt.

Tabelle B.2: Kennzahlen des DHKW Demmin bei unterschiedlicher Nutzwärmeauskopplung

	Lastfall			
	1	2	3	4
Biomassestrom / kg/h	7191,2	7191,2	7191,2	7191,2
Biomasseleistung / kW	18976,8	18976,8	18976,8	18976,8
$P_{el,Brutto}$ / kW	5000,0	4704,5	4089,3	3213,8
\dot{Q}_N /kW	0	2032,0	6484,2	13493,5
$\eta_{el,Brutto}$ /%	26,3	24,8	21,5	16,9
ω / %	26,3	35,5	55,7	88,0
σ / %	∞	231,5	63,0	23,8

Anhang C

Investitionsaufwand der optimierten Vergasungsheizkraftwerke

Tabelle C.1: Detaillierte Auflistung des Investitionsaufwandes der optimierten VHKW

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-		
		Vergasungsheizkraftwerk					
Gebäude und Anschluss	Grundstück	m ² /kW _{el}	0,75	0,75	0,75	0,75	
		€/m ²	60,0	60,0	60,0	60,0	
		€	480127,1	93215,2	225279,0	112791,3	
	Grundstückerschließung	m ² /kW _{el}	0,25	0,25	0,25	0,25	
		€/m ²	15,0	15,0	20,0	15,0 15	
		€	40010,6	7767,9	25031,0	9399,3	
	Strom- und Wärmeanschluss		€	20000,0	20000,0	20000,0	20000,0
	Bautechnik	m ³ /kW _{el}	1,5	1,5	4,0 ^a	1,5	
		€/m ³	100,0	100,0	100,0	100,0	
		€	1600423,7	310717,4	2002480,0	375970,9	
Summe		€	2140561,4	431700,6	2272790,0	518161,4	
Biomasseaufbereitung	Anlieferung	€/kW _{Bio}	10,0	10,0	10,0	10,0	
		€	263888,9	55416,7	145138,9	89722,2	
	Lagerung	kg/m ³	250	250	250	250	
		h	72,0	72,0	72,0	72,0	
		€/m ³	50,0	50,0	50,0	50,0	
		€	144000,0	30240,0	79200,0	48960,0	
	Förderung	€/kW _{Bio}	79,0	40,0	60,0	40,0	
		€	2084722,2	221666,7	870833,3	358888,9	
	Summe		€	2492611,1	307323,3	1095172,2	497571,1

^aAufgrund der aufwändigen Anlagentechnik des Wirbelschichtvergaser wird nach Aussagen der Anlagentechniker ein erhöhter Investitionsaufwand für die Bautechnik und die Grundstückerschließung anfallen.

Tabelle C.1: Detaillierte Auflistung des Investitionsaufwandes der optimierten VHKW

			Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
			Vergasungsheizkraftwerk			
Vergasungsreaktor	Trocknung + Pyrolyse	€/kW _{Bio}	100,0	300,0	100,0	0,0
		€	2638888,9	1662500,0	1451388,9	0,0
	Vergasungsreaktor	€/kW _{Bio}	300,0	400,0	168,0 ^a	500,0
		€	7916666,7	2216666,7	2438333,3	4486111,1
	Summe	€	10555555,6	3879166,7	3889722,2	4486111,1
Gasaufbereitung	Filter	€/kW _{el}	45,0	45,0	100,0	80,0
		€	480127,1	93215,2	500620,0	200517,8
	Wärmetauscher	€/kW _{el}	50,0	50,0	100,0	30,0
		€	533474,6	103572,5	500620,0	75194,2
	Wäsche	€/kW _{el}	20,0	0,0	100,0	100,0
		€	213389,8	0,0	500620,0	250647,2
	Summe	€	1226991,5	196787,7	1501860,0	526359,2
Stromerzeugung	BHKW	€/kW _{el}	400,0 ^b	400,0	400,0 ^b	400,0
		€	3110996,5	828579,7	1702480,0	1002588,9
	Dampfkraftanlage	€/kW _{el}	500,0	0,0	1000,0 ^c	0,0
		€	1446000,0	0,0	750000,0	0,0
	Summe	€	4556996,5	828579,7	2452480,0	1002588,9
Sonstige Ausrüstung	Rohre, Leitungen	€/kW _{el}	10,0	10,0	50,0	10,0
		€	106694,9	20714,5	250310,0	25064,7
	Elektro- und Leittechnik	€/kW _{el}	229,7	355,2	313,4	360,0
		€	2450931,5	735680,1	1568812,4	902258,9
	Abwasseraufbereitung	€/kW _{el}	0,0	0,0	0,0	100,0
		€	0,0	0,0	0,0	250647,2
	Summe	€	2557626,5	756394,6	1819122,4	927323,6
	Summe Anlagen-	€	23530342,6	6399952,6	13031146,9	7958115,3
	komponenten I_A	€/kW_{el}	2205,4	3089,6	2603,0	3175,0

^aDer Investitionsaufwand für die Errichtung des FICFB-Vergasungsreaktors wurde vom Anlagenentwickler detailliert spezifiziert.

^bDa die Leistung von Gasmotoren auf 3MW_{el} begrenzt ist, werden im Carbo-V- und im FICFB-Vergasungsheizkraftwerk mehrere Gasmotoren betrieben. Daher entspricht der spezifische Investitionsaufwand der BHKW dieser Anlagen dem des Viking- und des Gegenstrom-VHKW.

^cDa die Leistung der ORC-Anlage des FICFB-VHKW nur 30 % der Leistung der Dampfkraftanlage des Carbo-V-VHKW beträgt, fällt ein höherer spezifischer Investitionsaufwand für die Errichtung der ORC-Anlage an.

Tabelle C.1: Detaillierte Auflistung des Investitionsaufwandes der optimierten VHKW

		Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom-
		Vergasungsheizkraftwerk			
Nebenkosten	Genehmigungsverfahren, Gutachten, % von I_A Planung, Inbetriebnahme €	12,0 2823641,1	12,0 767994,3	12,0 1563737,6	12,0 954973,8
	Bauzeitinsen % von I_A €	10,0 2353034,3	10,0 639995,3	10,0 1303114,7	10,0 795811,5
	Unvorhergesehenes % von I_A €	8,0 1882427,4	8,0 511996,2	8,0 1042491,8	8,0 636649,2
	Summe Investitions- aufwand €	30589445,3	8319938,4	16940491,0	10345549,9
	€/kW _{el}	2867,0	4016,5	3383,9	4127,5

Anhang D

Spezifische Exergiekosten

Tabelle D.1: In die Funktionsgruppen ein- und austretende Exergieströme \dot{E}

	Exergie- ströme	Carbo-V-	Viking-	FICFB-	Gegenstrom- Vergasungsheizkraftwerk
Biomasse- aufbereitung	Biomasse / kW	33196,7 ^a	6522,0	17633,1	10568,4
	zurückgeführt aus anderen FG / kW	810,8	489,6	581,0	0,0
	abgeführt in andere FG / kW	608,0	0,0	0,0	0,0
	abgeführt an Umgebung / kW	2257,5	0,0	0,0	0,0
	Biomasse / kW	30820,6	6479,7	17153,0	10568,4
Vergasungs- reaktor	Biomasse / kW	30820,6	6479,7	17153,0	10568,4
	zurückgeführt aus anderen FG / kW	2136,0	794,0	1257,2	211,9
	abgeführt in andere FG / kW	970,9	0,0	861,2	0,0
	abgeführt an Umgebung / kW	0,0	0,0	243,7	0,0
	Rohgas / kW	28699,9	6945,0	14631,1	9416,1
Gasauf- bereitung	Rohgas / kW	28699,9	6945,0	14631,1	9416,1
	zurückgeführt aus anderen FG / kW	0,0	0,0	537,2 ^b	0,0
	Nutzwärme / kW	0,0	52,4	0,0	209,5
	abgeführt in andere FG / kW	6153,2	794,0	3055,8	0,0
	Reingas / kW	21031,9	5696,0	11336,0	6759,6
Strom- erzeugung	Reingas / kW	21031,9	5696,0	11336,0	6759,6
	zugeführt aus anderen FG / kW	5596,1	0,0	2659,8	0,0
	Nutzwärme / kW	659,1	457,7	1256,3	654,1
	abgeführt in andere FG / kW	810,8	489,6	581,0	211,9
	elektrische Leistung / kW	10669,5	2071,4	5006,2	2506,5
	abgeführt an Umgebung / kW	2204,0	510,3	966,3	631,0

^aExergie der Biomasse und des Erdgases

^bExergie des RME

Tabelle D.2: In die Funktionsgruppen ein- und austretende Kostenströme \dot{Z}

	Exergie- ströme	Carbo-V- Viking- FICFB- Gegenstrom- Vergasungsheizkraftwerk			
Biomasse- aufbereitung	Biomasse / €/h	662,6 ^a	126,0	330,0	204,0
	\dot{Z}_{BA} / €/h	143,4	16,4	72,1	27,1
	zurückgeführt aus anderen FG / €/h	103,8	71,3	83,1	0,0
	abgeführt in andere FG / €/h	16,4	0,0	0,0	0,0
	abgeführt an Umgebung / €/h	61,0	0,0	0,0	0,0
	Biomasse / €/h	832,5	213,6	485,2	231,1
Vergasungs- reaktor	\dot{Z}_V / €/h	607,4	206,5	256,0	244,7
	zurückgeführt aus anderen FG / €/h	16,4	59,8	76,8	34,3
	abgeführt in andere FG / €/h	47,7	0,0	44,8	0,0
	abgeführt an Umgebung / €/h	0,0	0,0	12,7	0,0
	Rohgas / €/h	1408,7	479,8	760,5	510,1
Gasauf- bereitung	\dot{Z}_{GA} / €/h	70,6	10,5	98,8	28,7
	zurückgeführt aus anderen FG / €/h	0,0	0,0	19,4 ^b	0,0
	Nutzwärme / €/h	0,0	1,8	0,0	14,6
	abgeführt in andere FG / €/h	334,8	59,8	186,6	0,0
	Reingas / €/h	1144,5	428,7	692,1	524,2
Strom- erzeugung	\dot{Z}_S / €/h	262,2	44,1	161,4	54,7
	zugeführt aus anderen FG / €/h	382,5	0,0	154,6	0,0
	Nutzwärme / €/h	37,3	25,9	71,0	37,0
	abgeführt in andere FG / €/h	103,8	71,3	83,1	34,3
	elektrische Leistung / €/h	1366,0	301,4	715,9	405,5
	abgeführt an Umgebung / €/h	282,2	74,3	138,2	102,1

^aKosten für Biomasse und Erdgas

^bKosten für RME

Literaturverzeichnis

- [1] AGFW: *Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes*. Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft, 2002. – Arbeitsblatt FW 308
- [2] AGFW, Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft: *Fernwärmeförderungsprogramme in Deutschland*. URL <http://www.agfw.de/34.0.html>, Abrufdatum: Juni 2005
- [3] AHRENFELDT, J.: *CO Emissions from Gas Engines operating on Biomass Producer Gas*. DTU, 2004. – <http://bgg.mek.dtu.dk/publications/>, Abrufdatum Juni 2005
- [4] AHRENFELDT, J. ; WIESE, L.: *Validation of Continuous CHP Operation of a Two-Stage Biomass Gasifier*. Energy & Fuels, 2006. – Forschungsbericht
- [5] BAEHR, Hans D.: *Thermodynamik*. 7. Auflage. Berlin Heidelberg New York : Springer Verlag, 1989
- [6] BENTZEN, J. ; HUMMELSHØJ, M. ; HENRIKSEN, U.: *Upscale of the Two-stage Gasification Process*. URL <http://www.dtu.de>, Abrufdatum: Jan. 2003. – Forschungsbericht
- [7] BMJ: *Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer*. <http://bundesrecht.juris.de/>, Abrufdatum Okt. 2005 : Bundesgesetzblatt I, 1997
- [8] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, TA Luft*. Köln : Carl Heymanns Verlag KG, 2002
- [9] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Nutzung von Biomasse in Kommunen*. Berlin, 2004
- [10] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Verordnung über die umweltverträgliche Ablagerung von Siedlungsabfällen - Abfallablagerungsverordnung*. URL <http://bundesrecht.juris.de>, Abrufdatum: Dez. 2005
- [11] BMWA, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: *Energiedaten, Zahlen und Fakten*. URL <http://www.bmwa.bund.de>, Abrufdatum: Nov. 2005
- [12] BOHN, Thomas: *Handbuchreihe Energie, Band 5*. 1. Auflage. Köln : Technischer Verlag Resch, 1985
- [13] BOLHAR-NORDENKAMPF: *Exergetische Analyse und Bewertung von Gasreinigungsverfahren zur Staub- und Teerabscheidung aus Produktgas der thermo-chemischen Umwandlung*. DGMK, 2004. – Tagungsbericht
- [14] BOLHAR-NORDENKAMPF, M.: *Hersteller und Marktbetrachtung der thermo-chemischen Umwandlung von Biomasse*. FNR, 2003. – Forschungsbericht. Forschungsprojekt 22020700 im Auftrag der FNR

- [15] BOLHAR-NORDENKAMPF, M.: *Techno-Economic Assessment on the Gasification of Biomass on the Large Scale for Heat and Power Production*, Technische Universität Wien, Dissertation, 2004
- [16] BOLHAR-NORDENKAMPF, M. ; HOFBAUER, H.: *Biomass Gasification Combined Cycle, Thermodynamic Optimisation using integrated drying*. In: *ASME Turbo Expo*, 2004, GT2004-53269
- [17] BOLHAR-NORDENKAMPF, M. ; JÖRG, K. ; BAASKE, W. ; SCHMOLL, J. ; HERDIN, G. ; HOFBAUER, H.: *Extension of a Biomass District Heating Plant with a Twin-Fire Fixed Bed Gasifier*. In: *2nd World Biomass Conference 2004*, Volume 2, S. 1679–1682
- [18] BUNDESTAG: *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*. Bonn : BGBl I 2002, 1092, 2002
- [19] BUNDESTAG: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare - Energien - Gesetz - EEG)*. Bonn : Bundesgesetzblatt Nr. 40, 2004
- [20] CHOREN: *Biomass to liquid fuels - Made by CHOREN, Process, Environmental impact and latest Developments*. URL <http://www.choren.de>, Abrufdatum 10/2005
- [21] CRAIG, R. ; MANN, M.: *Cost and Performance Analysis of Biomass-Based Integrated Gasification Combined-Cycle (BIGCC) Power Systems*. URL <http://www.nrel.gov>, Abrufdatum: Nov 2004. – Forschungsbericht, NREL/TP-430-21657
- [22] DEUTZ: *Technisches Rundschreiben 0199-99-2105, Deutz Gasmotoren-Schmieröl*. Deutz, 2001. – Firmeninternes Rundschreiben
- [23] DEUTZ: *Technisches Rundschreiben 0199 - 99 - 3017*. Köln : Deutz Gasmotoren, 2002. – Technische Anweisung
- [24] DRIFT, A. ; DOORN, J.: *Effluent of fuel size and process temperature on fuel gas quality from CFB gasification of biomass*. In: *Progress in Thermochemical Biomass Conversion*, Volume 1, S. 265–271
- [25] EVANS, G. ; BRIDGEWATER, A.: *An Assesment of thermochemical conversion systems for processing Biomass and refuse*. Aston University, 1993. – Wissenschaftsbericht
- [26] EVANS, R. ; MILNE, T.: *Chemistry of Tar Formation and Maturation in the Thermochemical Conversion of Biomass*. In: *Developements in Thermochemical Biomass Conversion*, Volume 2, S. 803–816
- [27] FJELLERUP, J. ; AHRENFELDT, J. ; HENRIKSEN, U.: *Pyrolysis of Pine Wood, Experiments and Theory*. URL <http://www.dtu.de>, Abrufdatum: Juni 2005
- [28] FNR ; INSTITUT FÜR ENERGETIK UND UMWELT: *Biomasse-Vergasung, Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoff-Bereitstellung?* 1. Auflage. Leipzig : Landwirtschaftsverlag, 2004
- [29] FRITSCH, U. ; HEINZ, A. ; THRÄN, D. ; REINHARDT, G. ; BAUR, F.: *Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse*. Berlin : BMU, 2004
- [30] GEIGER, B. ; WITTK, F.: *Die energiewirtschaftlichen Daten der Bundesrepublik Deutschland*. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* 2004-1, S. 41–47

- [31] GOBEL, B.: *Status-2000 hours of operation with the Viking-Gasifier*. DTU, 2004. – <http://bgg.mek.dtu.dk/publications/>, Abrufdatum April 2005
- [32] HALL, K.: *Landolt-Börnstein, Group IV: Vapour Pressure of Chemicals*. Berlin Heidelberg New York : Springer, 1999
- [33] HAMEL, S.: *Mathematische Modellierung und experimentelle Untersuchung der Vergasung verschiedener fester Brennstoffe in atmosphärischen und druckaufgeladenen stationären Wirbelschichten*, Universität Siegen, Dissertation, 2001
- [34] HARTMANN, H. ; KALTSCHMITT, M. ; JAHRAUS, B.: *Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2000
- [35] HERDIN, G.: *Increasing Gas Engine Efficiency*. AEEs anual Conference in Atlanta, 2000. – Forschungsbericht
- [36] HERDIN, G.: *Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen*. URL <http://www.energieportal24.de>, Abrufdatum: Jan. 2004
- [37] HILLER, A.: *Beiträge zur energetischen Nutzung von Biomassen in ZWSF-Anlagen und Festbettvergasungsanlagen*, Technische Universität Dresden, Dissertation, 2003
- [38] HOFBAUER, H. ; RAUCH, R. ; KABBADAS, A. ; KAISER, S. ; JÖRG, K.: *Experimentelle Untersuchung am Festbettvergaser*. Renet, 2001. – Forschungsbericht. Renet 15/2001
- [39] HOFBAUER, H. ; RAUCH, R. ; LOEFFLER, G. ; KAISER, S. ; FERCHER, E. ; TREMMELR, H.: *Six years Experience with the FICFB-Gasification Process*. URL <http://members.aon.at/>, Abrufdatum: Okt. 2003
- [40] ISING, M. ; BALKE, U. ; UNGER, C.: *Wirbelschichtvergasung von Holz und Biomasse für Blockheizkraftwerke*. BMVEL, 2001. – Forschungsbericht 98-NR-075
- [41] JENBACHER: *Technische Anweisung NR.: 1000-0300*. Jenbacher, 2000. – Technische Anweisung
- [42] JENBACHER: *Cl.Air Abgasnachbehandlung: Die Alternative*. Jenbacher, 2003. – Technische Anweisung
- [43] JENSEN, S.: *Zur Modellierung eines indirekt beheizten Festbettbiomassevergasers*, Gesamthochschule Kassel, Dissertation, 2001
- [44] KALTSCHMITT, M. ; HARTMANN, H.: *Energie aus Biomasse*. Berlin : Springer Verlag, 2001
- [45] KÜBEL, M.: *Vergleich der nasschemischen Teermessung nach vorläufigem EU-Standard mit dem Online-Teermessgerät TA 120-3*. 1. Auflage. Hamburg : DGMK, 2004
- [46] KESSELMANN, M.: *Gewerbegebiet Unterrossenbach*. <http://www.kuerten.de/wirtschaft/.../unterrossenbach/biomasseheizwerk.pdf>, Abrufdatum Dez 2005
- [47] KURKELA, E. ; SIMELL, P. ; STAHLBERG, P. ; BERNA, G. ; BARBAGLI, F. ; HAAVISTO, I.: *Development of novel fixed-bed gasification for biomass residues and abgobiofuels*. VTT Research Center, 2000. – Forschungsbericht

- [48] KWANT, K. ; KNOEF, H.: *Status of Gasification in countries participating in the IEA biomass gasification GasNet-Activity*. IEA Bioenergy, 2002. – Wissenschaftsbericht
- [49] LARFELDT, J. ; LECKNER, B. ; MELAAEN, M.: *Modelling and measurements of drying and pyrolysis of large wood particles*. In: *Progress in thermochemical Biomass Conversion*, Volume 2, S. 1046–1060
- [50] MACHA, Roman: *Grundlagen der Kosten- und Leistungsrechnung*. 3. Auflage. München : Verlag Franz Vahlen GmbH, 2003
- [51] MEINECKE, G.: *Auflistung der an Diesel- und Gas-Motoren durchgeführten Gutachten*. URL <http://www.romecon-expert.de>, Abrufdatum: April 2005
- [52] MILNE, T.A. ; ABATZOGLOU, N. ; EVANS, R.J.: *Biomass Gasifier „Tars“: Their Nature, Formation and Conversion*. URL <http://http://www.gastechnology.org>, Arufdatum: Mai 2003
- [53] MORRIS, M. ; WALDHEIM, L.: *Update on Project Arbre, UK, A wood-fueled combined-cycle demonstration plant*. URL <http://www.icheme.org>, Abrufdatum 11/2005. – Forschungsbericht
- [54] NEEFT, J.P.A. ; KNOEF, H.A.M. ; ZIELKE, U. ; SJÖSTRÖM, K.: *Guideline for Sampling and Analysis of Tar and Particles in Biomass Product Gases*. URL <http://www.tarweb.de>, Abrufdatum: August 2004
- [55] OBERNBERGER, I. ; HAMMERSCHMID, A.: *Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien*. Graz : dbv-Verlag, 1999
- [56] PAASEN, van S.: *Website for tar dewpoint calculation*. URL <http://www.thersites.nl/>, Ab-rufdatum: Okt. 2005
- [57] PAASEN, van S. ; RABOU, L.P.L.M. ; BÄR, R.: *Tar removal with a wet electrostatic precipitator (ESP); A parametric study*. In: *2nd World Biomass Conference 2004*, Volume 1, S. 781–784
- [58] PROBST, T.: *Energetische Optimierung der Fernwärmeauskopplung im HKW Tiefstack, Diplomarbeit*. TUHH IET, 2002
- [59] SALLER, G.: *Technisch-wirtschaftliche Bewertung der Methanolerzeugung aus Biomasse mit Hilfe von Prozessmodellen*, Universität Siegen, Dissertation, 1999
- [60] SCHMITZ, W.: *Konversion biogener Brennstoffe für die Nutzung in Gasturbinen*, Technische Universität München, Dissertation, 2001
- [61] SHARAN, N.H. ; MUKUNDA, H.S. ; SHRINIVASA, U. ; DASAPPA, S. ; PAUL, P.J. ; RAJAN, N.K.S.: *IISc-Dasag biomass gasifiers: Development, technology, experience and economics*. In: *Developements in Thermochemical Biomass Conversion*, Volume 2, S. 1058–1072
- [62] SOFBID: *Homepage der Firma Sofbid*. URL <http://www.sofbid.de/>, Abrufdatum: Dez. 2005
- [63] SOUSA, L.: *Gasification of Wood, Urban Wastewood (Altholz) and other Wastes in a Fluidised Bed Reactor*, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Dissertation, 2001
- [64] SPITZ, M.: *Kraftgas aus Holz zur alternativen Verwendung in Zündstrahl-Dieselmotoren*, Universität Kaiserslautern, Dissertation, 1999

- [65] STAIGER, B. ; WIESE, L. ; BERGER, R. ; HEIN, K.R.G.: *Investigation of existing gasifier and gas cleaning technologies with an online tar measuring system*. In: *2nd World Biomass Conference 2004*, Volume 1, S. 789–792
- [66] STEINBRECHER, N. ; WLATER, J.: *Marktübersicht dezentrale Holzvergasung: Marktanalyse 2000 für Holzvergaserysteme bis 5 MW*. URL <http://www.gasnet.uk.net>, Abrufdatum: Aug. 2002
- [67] STEVENS, D.J.: *Hot Gas Conditioning: Recent Progress With Larger-Scale Biomass Gasification Systems*. URL <http://www.gastechnology.org>, Abrufdatum: Okt. 2003
- [68] ULRICHS, O.: *Berechnung der Gaszusammensetzung bei der thermochemischen Vergasung von Biomasse*. Studienarbeit. TUHH, 2004
- [69] ULZ, G.: *Holzvergaser im kleinen Leistungsbereich - Stand und gesetzliche Rahmenbedingungen*. Technische Universität Graz, 2001. – Wissenschaftsbericht
- [70] : *VDI 4661: Energiekenngrößen, Definitionen - Begriffe - Methodik*. Düsseldorf : Beuth Verlag GmbH, 2003. – VDI Richtlinie
- [71] WAGNER, M.: *Einsatz von Holzgas in Verbrennungsmotoren*. In: *Holzgassymposium ETH Zürich 2000*
- [72] WALKER, M. ; JACKSON, G. ; PEACOCKE, G.V.C.: *Small Scale Biomass Gasification: Development of a Gas Cleaning System for Power Generation*. In: *Progress in Thermochemical Biomass Conversion*, Volume 1, S. 441–451
- [73] WEIL, S. ; HAMEL, S. ; KRUMM, W.: *Modellbildung und Simulation des IPV-Verfahrens*. In: *DGMK Tagungsbericht 2004*, S. 113–120
- [74] WIESE, L. ; KATHER, A.: *Biomassevergasung zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung*. In: *Euroheat and Power 8/2003*
- [75] WIESE, L. ; KATHER, A.: *Thermochemische Vergasung zur energetischen Nutzung von Biomasse*. In: *Chemie Ingenieur Technik 6/2004*, S. 842–846
- [76] WIESE, L. ; KATHER, A.: *Analyse und Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur energetischen Nutzung von Biomasse*. FNR, Institut für Energietechnik, TUHH, 2005, Forschungsbericht - 00NR180
- [77] WILKEN, J.: *Exergetische und ökonomische Analyse eines Biomasse-Vergasungskraftwerkes*. Diplomarbeit. TUHH, 2005
- [78] WILLIAMS, A.: *Combustion and Gasification of Coal*. New York : Taylor & Francis, 2000
- [79] WOLF, M.: *Enzyklopädie der Energiewirtschaft, Band 2*. 1. Auflage. Berlin-Göttingen, Heidelberg : Springer-Verlag, 1959

Curriculum Vitae

Persönliche Daten

Name: Lars Jürgen Wiese
Geburtsdatum: 1. November 1973
Geburtsort: Hamburg

Schulbildung

1979 - 1981 Deutsche Schule Singapur, Singapur
1981 - 1983 Goethe Schule Buenos Aires, Argentinien
1983 - 1984 Grundschule Marmstorf, Hamburg
1984 - 1993 Immanuel-Kant-Gymnasium, Hamburg
Abschluß: Allgemeine Hochschulreife

Hochschulausbildung

10/1995 - 02/2001 Technische Universität Hamburg-Harburg
Maschinenbau, Vertiefungsrichtung Energieanlagen
Abschluß: Diplom-Ingenieur
01/2000 - 06/2000 Chalmers University of Technology,
Göteborg, Schweden

Beruflicher Werdegang

06/2001 - 01/2006 Wissenschaftlicher Assistent
am Institut für Energietechnik
der Technischen Universität Hamburg-Harburg
05/2006 - 10/2007 Ingenieur bei E.ON Kraftwerke GmbH
seit 11/2007 Ingenieur bei E.ON Energie AG