

DBFZ Report Nr. 18

Kleintechnische Biomassevergasung

Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

**Martin Zeymer, André Herrmann, Katja Oehmichen, Ralf Schmersahl (DBFZ),
Roman Schneider (HSZG), Patric Heidecke,
Ling He (IFF), Florian Volz (ZAE)**



In Kooperation mit:

Gefördert durch:



Kleintechnische Biomassevergasung

Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Ansprechpartner:



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dipl.-Wi.-Ing. (FH) Martin Zeymer

Tel.: +49 (0)341 2434-547

E-Mail: Martin.Zeymer@dbfz.de

Dipl.-Ing. André Herrmann

Tel.: +49 (0)341 2434-573

E-Mail: Andre.Herrmann@dbfz.de

Dipl.-Ing. Katja Oehmichen

Tel.: +49 (0)341 2434-717

E-Mail: Katja.Oehmichen@dbfz.de



Hochschule Zittau/Görlitz – Fakultät Maschinenwesen
Theodor-Körner-Allee 16
02763 Zittau

Dipl.-Ing. (FH) Roman Schneider

Tel.: +49 (0)3583 61 1810

E-Mail: R.Schneider@hszg.de



Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und –automatisierung (IFF)
Sandtorstr. 22
39106 Magdeburg

M. Sc. Patric Heidecke

Tel.: +49 (0)391 40 90 343

E-Mail: Patric.Heidecke@iff.fraunhofer.de

M. Sc. Ling He

Tel.: +49 (0)391 40 90 349

E-Mail: Ling.He@iff.fraunhofer.de



Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
Walther-Meißner-Straße 6
85748 Garching

Dipl.-Ing. (FH) Florian Volz

Tel. +49 (0)89 329442-26

E-Mail: Volz@muc.zae-bayern.de

Datum der Veröffentlichung:

11. November 2013

Danksagung

Die umfassende Bearbeitung des Projektes „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“ wäre nicht möglich gewesen ohne die Unterstützung der engagierten Anlagenhersteller und -betreiber sowie unserer Projektpartner. Besonderer Dank gilt allen voran Herrn Egeler und seinem Team bei den Stadtwerken Rosenheim sowie den Herren Burkhardt, Labek, Schmid, Richter, Lenz, Hellbusch, Heigl und Werner. Außerdem bedanken wir uns bei Herrn Bräkow und Herrn Dr. Vetter von der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V.

Herzlicher Dank gilt auch Frau Pfeiffer, Frau Stur und Frau Gröber von der Programmbegleitung „Energetische Biomassenutzung“ am DBFZ für die kompetente und engagierte Unterstützung.

Dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) danken wir insbesondere für die finanzielle Unterstützung. Frau Neumann und Herrn Matura vom Projektträger Jülich (PTJ) danken wir für die reibungslose administrative Begleitung des Vorhabens.

Ihr Projektteam



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die aufgeführten Meinungen, Bewertungen oder Vorschläge geben nicht die Meinung des Herausgebers wieder.

Aufsichtsrat:
Bernt Farcke, BMELV, Vorsitzender
Berthold Goeke, BMU
Anita Domschke, SMUL
Dirk Inger, BMVBS
Karl Wollin, BMBF

Geschäftsführung:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wiss.)
Daniel Mayer (admin.)

Sitz und Gerichtsstand: Leipzig
Amtsgericht Leipzig HRB 23991
Steuernummer: 232/124/01072
USt.-IdNr.: DE 259357620
Deutsche Kreditbank AG
Kto.-Nr.: 1001210689
BLZ: 120 300 00



Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	X
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	XII
1 Kurzfassung.....	15
MARTIN ZEYMER	
2 Hintergrund.....	16
MARTIN ZEYMER	
3 Die kleintechnische Vergasung – Stand der Technik	18
3.1 Mögliche Einsatzstoffe.....	18
ROMAN SCHNEIDER, PATRIC HEIDECKE	
3.2 Grundlagen der Biomassevergasung.....	19
LING HE	
3.3 Vergasungsreaktoren.....	21
LING HE, ANDRÉ HERRMANN	
3.3.1 Festbettvergaser	21
3.3.2 Wirbelschichtvergaser	23
3.3.3 Flugstromvergaser	25
3.4 Rohgasreinigung.....	25
ANDRÉ HERRMANN	
3.4.1 Teerentfernung.....	27
3.4.2 Partikelentfernung.....	28
3.4.3 Schwefelentfernung.....	29
3.4.4 Alkali-, Halogen- und Schwermetallverbindungen	29
3.5 Gasnutzung	30
FLORIAN VOLZ, ROMAN SCHNEIDER, ANDRÉ HERRMANN, PATRIC HEIDECKE	
3.5.1 Hubkolbenmotor-BHKW	30
3.5.2 Mikrogasturbinen-BHKW.....	31
3.5.3 Stirlingmotor-BHKW	32
3.5.4 Holzgas als Erdgassubstitut – Bio-SNG; flüssige Energieträger	32
3.5.5 Brennstoffzellen	33
3.6 Bilanzierung.....	33
ANDRÉ HERRMANN, ROMAN SCHNEIDER, MARTIN ZEYMER	
4 Messtechnik	35
4.1 Überblick zur Messtechnik	35
ANDRÉ HERRMANN	
4.2 Sicherheitstechnik.....	37
MARTIN ZEYMER, PATRIC HEIDECKE	
4.3 Prozesssteuerung.....	39
PATRIC HEIDECKE	
4.4 Notwendige Messtechnik für Anlagenbewertung	41
ROMAN SCHNEIDER, ANDRÉ HERRMANN, PATRIC HEIDECKE	

5	Die kleintechnische Biomassevergasung	44
	MARTIN ZEYMER	
5.1	Entwicklung des Anlagenbestandes	44
	RALF SCHMERSAHL, MARTIN ZEYMER	
5.2	Regionale Verteilung.....	46
	RALF SCHMERSAHL, MARTIN ZEYMER	
5.3	Anwendungsbereich und Betreiber	47
	RALF SCHMERSAHL, MARTIN ZEYMER	
5.4	Technologien und Verfahren.....	48
	RALF SCHMERSAHL, MARTIN ZEYMER	
5.5	Anlagendatenbank als Informationsplattform	48
	ROMAN SCHNEIDER	
6	Energiepolitische Rahmenbedingungen	49
	MARTIN ZEYMER	
7	Kurzbeschreibung ausgewählter Konzepte	51
	ROMAN SCHNEIDER	
7.1	Beschreibung der Anlage A1.....	51
	ROMAN SCHNEIDER	
7.2	Beschreibung der Anlage A2.....	54
	ANDRÉ HERRMANN	
7.3	Beschreibung der Anlage A3.....	56
	ANDRÉ HERRMANN	
7.4	Beschreibung der Anlage A4.....	56
	ROMAN SCHNEIDER, FLORIAN VOLZ	
7.5	Beschreibung der Anlage A5.....	58
	PATRIC HEIDECKE, LING HE	
8	Technische, ökologische und ökonomische Bewertung	60
	MARTIN ZEYMER	
8.1	Bilanzierungsparameter	60
	ROMAN SCHNEIDER, ANDRÉ HERRMANN	
8.2	Bilanzierung und Kennzahlen der untersuchen Anlagen	61
	ANDRÉ HERRMANN	
8.3	Treibhausgasbilanzierung.....	68
	KATJA OEHMICHEN	
8.3.1	Methodik	68
8.3.2	Spezifische Treibhausgasemissionen.....	70
8.3.3	THG-Vermeidungspotenzial	71
8.3.4	Auswertung und Fazit.....	72
8.4	Gestehungskosten und THG-Vermeidungskosten	74
	MARTIN ZEYMER	
8.4.1	Methodik	74
8.4.2	Ergebnisse	81
8.4.3	Fazit	98
9	Zusammenfassung und Ausblick	100
	MARTIN ZEYMER, ANDRÉ HERRMANN	
10	Handlungsempfehlungen.....	105
	MARTIN ZEYMER, ANDRÉ HERRMANN	

11 Anhang.....	108
11.1 Anlagensteckbriefe.....	108
MARTIN ZEYMER, ANDRÉ HERRMANN, ROMAN SCHNEIDER, PATRIC HEIDECKE, LING HE, FLORIAN VOLZ	
11.2 Detaillierte Angaben der Gestehungskostenberechnung.....	117
MARTIN ZEYMER	
11.3 Detaillierte Angaben der THG-Vermeidungskosten	118
MARTIN ZEYMER	
12 Literaturverzeichnis.....	120

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1	Allgemeine Anforderungen an den Brennstoff bei Verfahren der Festbettvergasung (Vogel et al. 2006, S. 38).....	19
Tabelle 3.2	Heizwert des Produktgases in Abhängigkeit vom Vergasungsmittel (Basu 2010, S. 119).....	21
Tabelle 3.3	Übersicht der Schadstoffe im Produktgas der Biomassevergasung in Abhängigkeit des Vergasungsverfahrens (Hofbauer et al. 2009a, S. 624 und 627).	25
Tabelle 3.4	Reinigungsmethoden des biogenen Produktgases.	26
Tabelle 3.5	Minimalanforderung an die Produktgasqualität in Abhängigkeit der Nutzungspfade (Hofbauer et al. 2009c, S. 631).	29
Tabelle 3.6	Varianten der Gasnutzung bei kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen.....	30
Tabelle 4.1	Messverfahren Brenngaskomponenten.....	35
Tabelle 4.2	Übersicht Methoden Kohlenwasserstoffbestimmung (TU-Berlin 2013).	36
Tabelle 4.3	Messtechnische und bauliche Sicherheitsausrüstung (BTG 2009, S. 47 ff.).....	37
Tabelle 4.4	Bedeutung und Reihenfolge der EMSR-Kennbuchstaben gemäß DIN 19 227.....	39
Tabelle 4.5	Übersicht der Parameter zur Bilanzierung von Holzvergaser-BHKW.....	41
Tabelle 5.1	Anlagenanbieter, Betreiberbranchen und Wärmeanwendungen nach Leistungsklassen (Anlagenzahl bis einschließlich 2011, (DBFZ 2012, S. 26)).....	47
Tabelle 6.1	Vergütungsstruktur im Jahr 2012 des EEG 2012 für die thermochemische Konversion (EEG 2012).....	49
Tabelle 7.1	Anlagenauswahl zur technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung.	51
Tabelle 8.1	Übersicht der notwendigen Bilanzierungsparameter.	60
Tabelle 8.2	Bilanzkennzahlen ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms.	62
Tabelle 8.3	Bereitstellungskosten für gesicherte Leistung (eigene Berechnung basierend auf (Kruck et al. 2007, S. 179), (DENA 2010, S. 22 f.), (Fraunhofer ISI 2013, S. 40)).	76
Tabelle 8.4	Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (in Anlehnung an Peter et al. 2003, S. 264)	79
Tabelle 8.5	Preisentwicklung von biogenen Rohstoffen, Erdgas und Fernwärme im Zeitraum 2005 bis 2012 (Destatis 2013a), (BAFA 2012), (C.A.R.M.E.N. 2012).	83
Tabelle 8.6	Annahmen der ökonomischen Bewertung (monetäre Angaben beziehen sich auf das Jahr 2012).....	86
Tabelle 8.7	Vergütung nach EEG 2012 bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2012.....	87
Tabelle 8.8	Vermiedene Netznutzungsentgelte differenziert nach Leistungs- und Arbeitspreis (ÜZ LÜLSFELD 2011, S. 11).	87
Tabelle 8.9	Höhe des Zuschlags und Dauer der Zahlung für KWK-Strom laut KWK Gesetz.....	88
Tabelle 8.10	Aktuelle Vergütung der fossilen Referenz unter Annahme einer Preissteigerung von 3 % p. a. (eigene Berechnungen unter Verwendung von (EEX 2013, S. 1)).	88
Tabelle 8.11	Mittlere Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, netto, eigene Berechnungen).....	94

Tabelle 8.12	THG-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Erdgas-BHKW, eigene Berechnungen).	95
Tabelle 8.13	TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Strommix, eigene Berechnungen).	96
Tabelle 11.1	Anlagensteckbriefe - Anlage A1 (Spanner Re ² GmbH, 30 kW _{el}).	108
Tabelle 11.2	Anlagensteckbriefe - Anlage A2 (Stadtwerke Rosenheim, 38 kW _{el}).	109
Tabelle 11.3	Anlagensteckbriefe - Anlage A3 (Stadtwerke Rosenheim 180 kW _{el}).	110
Tabelle 11.4	Anlagensteckbriefe - Anlage A4 (Burkhardt GmbH 180 kW _{el}).	111
Tabelle 11.5	Anlagensteckbriefe - Anlage A5.	112
Tabelle 11.6	Anlagensteckbriefe - Anlage Ölmühle Werner (Maschinen- und Anlagenbau Werner GmbH).	113
Tabelle 11.7	Anlagensteckbrief - Mothermik GmbH.	114
Tabelle 11.8	Anlagensteckbrief - Spanner Re ² GmbH.	115
Tabelle 11.9	Anlagensteckbrief - Hellbusch.	116
Tabelle 11.10	Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).	117
Tabelle 11.11	Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).	117
Tabelle 11.12	Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).	118
Tabelle 11.13	TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Erdgas-BHKW, eigene Berechnungen).	118
Tabelle 11.14	TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Strommix, eigene Berechnungen).	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Projektstruktur im Verbundvorhaben „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“ (eigene Darstellung, © DBFZ).....	17
Abbildung 3.1	Produkte der thermochemischen Umwandlung am Beispiel von Holz (veränderte Darstellung nach Bridgwater 1995, zitiert nach Hofbauer et al. 2009a, S. 388).....	20
Abbildung 3.2	Gegenstromvergaser (links) und Gleichstromvergaser (rechts) (veränderte Darstellung nach Basu 2010, S. 171 und 173).....	22
Abbildung 3.3	NOTAR®-Vergaser von XYLOWATT (Belgien) (veränderte Darstellung nach XYLOWATT 2013).....	23
Abbildung 3.4	Stationäre Wirbelschicht (links) und zirkulierende Wirbelschicht (rechts) (veränderte Darstellung nach Hofbauer et al. 2009b, S. 602 und 611).....	24
Abbildung 3.5	Leistungsbereich des unterschiedlichen Vergasertyps (veränderte Darstellung nach Basu 2010, S. 169).....	25
Abbildung 3.6	Bilanzschema einer Biomassevergasungsanlage (Thrän et al. 2013, S. 55; © DBFZ).....	34
Abbildung 4.1	Beispiel einer automatischen Gebläseregelung (© IFF).....	40
Abbildung 4.2	Darstellung von Messstellen an einem Beispiel (© HSZG).....	43
Abbildung 5.1	Aufbereitung von Waldrestholz zu Holzhackschnitzeln (© DBFZ).....	44
Abbildung 5.2	Entwicklung des Anlagenbestandes thermochemischer Vergasungsanlagen (veränderte Darstellung nach DBFZ 2012, S. 24, © DBFZ).....	45
Abbildung 5.3	Regionale Verteilung der im Jahr 2011 betriebenen thermochemischen Vergasungsanlagen (veränderte Darstellung nach (DBFZ 2012, S. 25), © DBFZ).....	46
Abbildung 7.1	Holzvergaser-BHKW der Firma Spanner Re ² GmbH, Anlage A1, © HSZG.....	52
Abbildung 7.2	Verfahrensfließbild der Anlage A1 (© HSZG).....	53
Abbildung 7.3	Versuchsanlage der Stadtwerke Rosenheim (© SWRO).....	54
Abbildung 7.4	Verfahrensfließbild der Anlage A2 (© DBFZ).....	55
Abbildung 7.5	Holzvergaser Burkhardt GmbH 180 kWel (© Burkhardt GmbH).....	56
Abbildung 7.6	Verfahrensfließbild der Anlage A4 (ZAE nach Burkhardt GmbH).....	57
Abbildung 7.7	Verfahrensfließbild der Anlage A5 (© IFF).....	59
Abbildung 8.1	Sankey-Diagramm der Energiebilanz von Anlage A2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	63
Abbildung 8.2	Sankey-Diagramm der Stoffbilanz von Anlage A2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	64
Abbildung 8.3	Vergleich der Anlagen- und des Kaltgaswirkungsgrades ausgewählter Anlagen des BMP (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	64
Abbildung 8.4	Vergleich der In- und Outputleistungen ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	65
Abbildung 8.5	Vergleich der Wärmenutzung ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	66
Abbildung 8.6	Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 ff.....	68

Abbildung 8.7	Bilanzierungsrahmen (eigene Darstellung, © DBFZ).	69
Abbildung 8.8	Spezifische THG-Emissionen der betrachteten Biomassevergasungsanlagen (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	70
Abbildung 8.9	Spezifische THG-Minderung gegenüber konventionellen Referenzsystemen (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	72
Abbildung 8.10	Sensitivitätsbetrachtung der spezifischen THG-Minderungen (eigene Berechnungen, © DBFZ).	73
Abbildung 8.11	Abgrenzung von Gestehungskosten, Bereitstellungskosten und Systemkosten (eigene Darstellung basierend auf (OECD 2012, S.104), © DBFZ).	75
Abbildung 8.12	Berechnung der Gestehungskosten basierend auf der Annuitätenmethode (eigene Darstellung, © DBFZ).	77
Abbildung 8.13	Annahmen und Berechnungen der Treibhausgasvermeidungskosten strom- und wärmegeführter KWK Anlagen (eigene Darstellung, © DBFZ).	81
Abbildung 8.14	Holzpellets (© DBFZ).	82
Abbildung 8.15	Preisentwicklung von biogenen Rohstoffen, Erdgas und Fernwärme im Zeitraum 2005 bis 2012 (eigene Darstellung auf Basis (Destatis 2013a, S. 18 ff.), (C.A.R.M.E.N. 2012), © DBFZ).	84
Abbildung 8.16	Netto-Wärmegestehungskosten von Heizungssystemen auf Vollkostenbasis (veränderte Darstellung nach AGFW 2012, S. 5).....	85
Abbildung 8.17	Mittlere Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, eigene Berechnungen, © DBFZ).	89
Abbildung 8.18	Mittlere Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, eigene Berechnungen, © DBFZ).	90
Abbildung 8.19	Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten (wärmegeführt, mit Preissteigerung) von Anlage A1 (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	91
Abbildung 8.20	Sensitivitätsrechnung der Stromgestehungskosten (stromgeführt, mit Preissteigerung) von Anlage A4 (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	92
Abbildung 8.21	Mittlere Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen, © DBFZ).	93
Abbildung 8.22	THG-Vermeidungskosten und THG-Minderungen im Szenario 1 (eigene Berechnungen, © DBFZ).	96
Abbildung 8.23	THG-Vermeidungskosten und THG-Minderungen im wärmegeführten Betrieb – Szenario 2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).	97

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
A1	Anlagenbezeichnung: Anlage der Spanner Re ² GmbH mit 30 kW _{el}
A2	Anlagenbezeichnung: Anlage der Stadtwerke Rosenheim mit 38 kW _{el}
A3	Anlagenbezeichnung: Anlagenkonzept der Stadtwerke Rosenheim mit 180 kW _{el}
A4	Anlagenbezeichnung: Anlage der Burkhardt GmbH mit 170 kW _{el}
A5	Anlagenbezeichnung: Anlage mit 93 kW _{el} (durch das IFF wissenschaftlich begleitet)
A6	Anlagenbezeichnung: fossile Referenz mit 160 kW _{el} (Erdgas-BHKW)
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
Äq.	Äquivalent
Art.	Artikel
Atro	Absolut trocken
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bspw.	Beispielsweise
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bzgl.	Bezüglich
CE	Symbol der Freiverkehrsfähigkeit von Produkten/ Gütern in der EU
CO ₂ -Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung
dLUC	Direkte Landnutzungsänderungen
EC	Europäische Kommission
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

Abkürzung	Erklärung
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EI	Elektrisch
EMSR	Elektro-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
EnStG	Energiesteuergesetz
EU	Europäische Union
EU-RED	EU-Direktive 2009/28/EC
FEE	Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V.
F&E	Forschung und Entwicklung
FTIR	Fourier-Transformations-Infrarotspektrometer
FWL	Feuerungswärmeleistung
GC	Gaschromatograph
Gg.	Gegen
Ggf.	Gegebenenfalls
Ggü.	Gegenüber
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
HC	Höhere Kohlenwasserstoffe
HHS	Holzhackschnitzel
HJ	Halbjahr
HPEL	Holzpellets
HSZG	Hochschule Zittau/Görlitz
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IFF	Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und –automatisierung
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen
i. N.	In Normkubikmetern
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization

Abkürzung	Erklärung
K. A.	Keine Angabe
KUP	Kurzumtriebsanlage
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Analysis (Lebenszyklusanalyse)
LCOE	Levelized costs of energy (mittlere Gestehungskosten)
Luvo	Luftvorwärmung
Ma.-%	Massenprozent
MS	Massenspektrometer
NDIR	Nichtdispersiver Infrarotsensor
O. g.	Oben genannt
ORC	Organic Rankine Cycle
PKW	Personenkraftwagen
RME	Rapsmethylester
SNG	Synthetic Natural Gas
SPA	Solid Phase Adsorption
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
Th	Thermisch
THG	Treibhausgas
TS	Trockensubstanz
USt	Umsatzsteuer
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WG	Wassergehalt
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
WÜ	Wärmeübertrager

1 Kurzfassung

Der DBFZ Report 18 „Kleintechnische Biomassevergasung - Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung“ fasst die wichtigsten Ergebnisse des Verbundvorhabens „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“ zusammen. Während der Projektlaufzeit von 2009 bis 2012 wurden mit Mitteln des BMU-Förderprogramms „Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“¹ reale Biomassevergasungsanlagen umfassend analysiert und bewertet. Zusammen mit den Projekterfahrungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums gemeinnützige GmbH (DBFZ), der Hochschule Zittau-Görlitz (HSZG), des Fraunhofer Instituts für Fabrikbetrieb und -automatisierung (IFF) und des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE), werden auf dieser Grundlage Erkenntnisse über den Entwicklungsstand und -perspektiven in technische und methodische Grundlagen eingebettet sowie Akteuren aus Wissenschaft, Industrie, Politik und Gesellschaft zur Verfügung gestellt. Weiterhin geben die Ergebnisse der technisch-ökonomisch-ökologischen Bewertung realer Anlagen und vielversprechender Konzepte basierend auf Einzel-, Verbund- und Langzeitmessungen vor Ort einen Überblick hinsichtlich:

- der technischen Verfügbarkeit, der Leistungsfähigkeit und der Optimierungsansätze,
- der Wirtschaftlichkeit und der limitierenden sowie begünstigenden Faktoren,
- der Treibhausgasemissionen und der damit einhergehenden THG-Minderungspotenziale und
- der THG-Vermeidungskosten dieses Nutzungspfades von Biomasse.

Einführend sind die Grundlagen der kleintechnischen Biomassevergasung, also Stand der Technik, wobei mögliche Einsatzstoffe, Verfahren und Nutzungsoptionen im Fokus stehen, dargestellt. Zusammen mit der Beschreibung der notwendigen Messtechnik für eine hinreichend genaue Anlagenbilanzierung und -bewertung kann sich auch der Leser mit geringen Vorkenntnissen zunächst einen Überblick verschaffen. Die Entwicklung des Anlagenbestandes und der politischen Rahmenbedingungen verdeutlicht den derzeitigen Trend in dieser Branche.

Letztlich sollen die Ergebnisse der technisch-ökonomisch-ökologischen Bewertung einen umfassenden und transparenten Einblick in die Leistungsfähigkeit der kleintechnischen Biomassevergasung gewähren. Bestehende Probleme, Ansätze zu deren Lösung und Vorteile einer bisher verschlossenen Branche der kleintechnischen Biomassevergasung werden klar herausstellt, damit diese Ihren Beitrag für eine nachhaltige Energiebereitstellung leisten kann.

¹ „Die energetische Biomassenutzung wird für die Erreichung [der THG-Minderung gegenüber 1990 um 40 % bis zum Jahre 2020] als zentrales Element angesehen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [unterstützt] zur Förderung der Optimierung der energetischen Biomassenutzung die Weiterentwicklung der gegenwärtig in der Diskussion befindlichen offenen Fragen bei der klimaschutzeffizienten Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biomasse hin zu einer nachhaltigen und tragfähigen Biomassestrategie durch die Förderung geeigneter Vorhaben [...]“ (BMU 2009, S. 1)

2 Hintergrund

Vor dem Hintergrund einer umweltverträglicheren Energiebereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen wird die thermochemische Vergasung als sehr vielversprechend eingeschätzt. Die Kombination kleintechnischer Biomassevergaser mit effizienten Gasmotoren ermöglicht durch eine gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung) eine hohe Ausnutzung der wertvollen Brennstoffe. Insbesondere gegenüber der etablierten Verbrennung zur monovalenten Wärmeerzeugung im kleinen Leistungsbereich besitzt die thermochemische Biomassevergasung durch die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie deutliche ökologische Vorzüge. Im Sinne einer optimalen energetischen Biomassenutzung sind KWK-Pfade sowohl den reinen Strom- als auch den reinen Wärmenutzungspfaden grundsätzlich vorzuziehen (WBGU 2009, S.45).

Trotz dieser prinzipiellen Vorteile und der Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit dem Jahr 2000 konnten sich in Deutschland kleintechnische Vergasungsanlagen bisher nicht kommerziell durchsetzen. Viele der mit hohen Erwartungen erstellten und betriebenen Anlagen erreichten nicht die anvisierten Jahresbetriebsstunden und entsprachen nicht den Anforderungen, die an ein marktreifes Produkt gestellt werden (Vogel et al. 2006, S. 19). Um die bestehenden technischen wie auch ökonomischen Hürden zu überwinden, wurden die Anlagen zur kleintechnischen Vergasung von Biomasse stetig weiterentwickelt und haben heute einen deutlich verbesserten Entwicklungsstand erreicht. Dabei werden von unterschiedlichen Herstellern verschiedene konzeptionell vielversprechende Ansätze verfolgt, deren Praxistauglichkeit gegenwärtig erprobt wird. Der erfolgreichen Kommerzialisierung kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen stehen allerdings nach wie vor zwei bedeutende Hemmnisse im Wege:

- Entwicklungsanstrengungen verlaufen zu großen Teilen unkoordiniert und sind lediglich auf die spezifischen Probleme einzelner Anbieter zugeschnitten
- Möglichen Investoren fehlt eine einheitliche und objektive Begutachtung der Marktreife, der akkumulierten vereinfachten Betriebsstunden bzw. der Fehleranfälligkeit potenzieller Biomassevergasungsanlagen

Um eine möglichst zügige und erfolgreiche Markteinführung der kleintechnischen Vergasung zu unterstützen und den o. g. Problemen entgegenzutreten, wurden relevante, gegenwärtig realisierte Konzepte in einem „Bundesmessprogramm“ begleitet, d. h. praktische Erfahrungen gesammelt, dokumentiert, ausgetauscht und wissenschaftlich bewertet. In Ergänzung zur teilweise bereits erfolgten Förderung und wissenschaftlichen Begleitung einzelner Anlagen sollen dadurch die technischen, ökonomischen und auch ökologischen Optimierungen beschleunigt und gleichzeitig kostenintensive Fehl- und Doppelentwicklungen reduziert werden. Mit Hilfe von systematischen Messungen und einer objektiven Bewertung des Anlagenbetriebs, insbesondere in Bezug auf Zuverlässigkeit, liefern die Ergebnisse einen wichtigen Baustein für die Entscheidungsfindung potenzieller Investoren (sowohl privater als auch öffentlicher Hand). Darüber hinaus war die zentrale Frage zu beantworten: „Welches Potenzial die kleintechnische Biomassevergasung zur nachhaltigen Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie hat und wie lässt sich dieses marktfähig entfalten?“.

Da diese Veröffentlichung die Ergebnisse aller Projektpartner des Bundesmessprogramm zusammenführt und verdichtet, ist das Vorgehen der Untersuchung und die einzelnen Arbeitspakete des Projekts

in Abbildung 2.1 dargestellt. Nach einer umfangreichen Umfeldanalyse und Vorauswahl von möglichen Anlagen erfolgten Messkampagnen angefangen von Punkt- bis hin zu Langzeitmessungen mit unterschiedlichen Schwerpunkten. Die Auswertung der Ergebnisse bildete danach die Grundlage für die Erarbeitung von Verbesserungsansätzen und für die systematische, technische, ökologische und ökonomische Bewertung. Im Rahmen des Bundesmessprogramms waren das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), die Hochschule Zittau-Görlitz (HSZG), das Fraunhofer Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung (IFF) sowie das Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE) aufgefordert Vergasungsanlagen im Zeitraum 2009 bis 2012 deutschlandweit zu erfassen und zu bewerten.

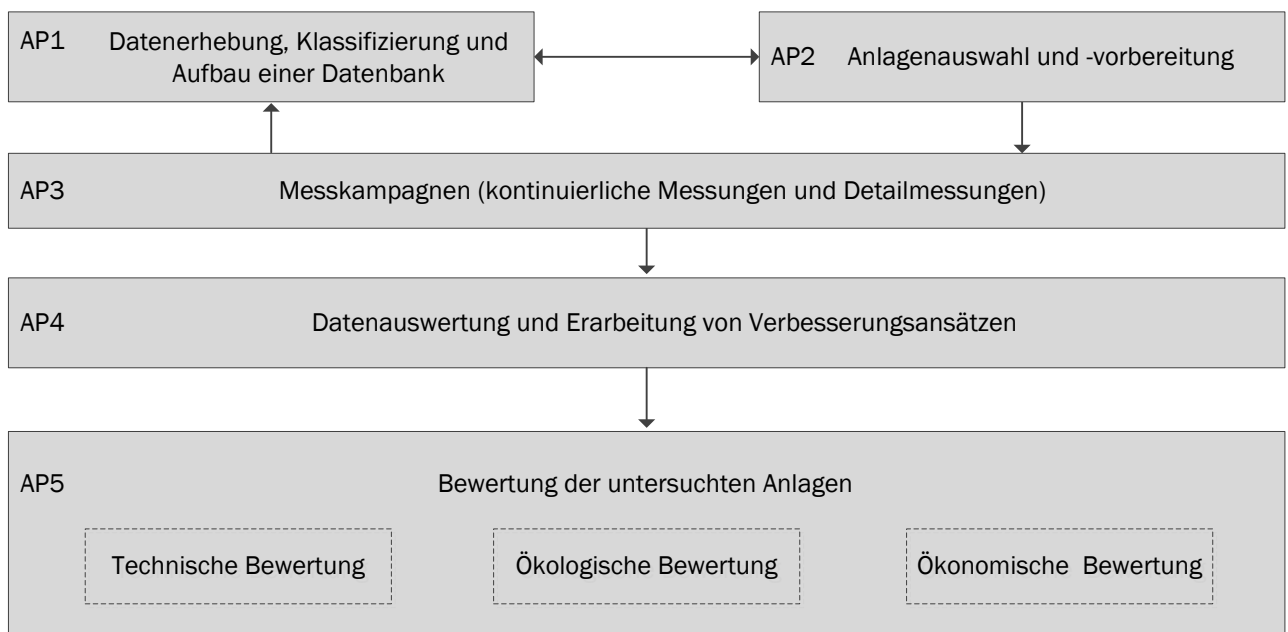


Abbildung 2.1 Projektstruktur im Verbundvorhaben „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“ (eigene Darstellung, © DBFZ).

Diese Veröffentlichung enthält neben den wesentlichen Inhalten der Endberichte der Projektteilnehmer zusätzlich folgende Themenbereiche:

- Stand der Technik der kleintechnischen Biomassevergasung – Einsatzstoffe, Grundlagen der Biomassevergasung, Rohgrasreinigung und Gasnutzung
- Methoden zur Bilanzierung von Biomassevergasungsanlagen
- Messtechnik, Sicherheitstechnik, Prozesssteuerung und notwendige Messtechnik für die Anlagenbewertung
- Entwicklung des Anlagenbestandes
- Energiepolitische Rahmenbedingungen
- Anlagenbewertungen
- Allgemeiner Ausblick und Handlungsempfehlungen

3 Die kleintechnische Vergasung – Stand der Technik

Mit dem Ausklang des 19. und beginnenden 20. Jahrhunderts ist die Herstellung von Stadt- und Synthesegas mittels Kohlevergasung vorherrschend und bleibt bis Mitte der 50er Jahre ein relevantes Verfahren, das aber durch preiswerte mineralölstämmige Rohstoffe zunehmend vom Markt verdrängt wurde. Eine Hochphase erlebte die Holzvergasung in den rohstoffknappen und von Autarkiebestrebung geprägten 30er und 40er Jahren des 20. Jahrhunderts. Allein ein von Georg Imbert eingeführter Festbettvergaser, u. a. zum Antrieb von Kraftfahrzeugen geeignet, konnte bis zum Jahr 1945 500.000 Mal verkauft werden (UMSICHT 2005, S. 10).

Mit der finanziellen Unterstützung von erneuerbaren Energien durch das EEG fand ab dem Jahr 2000 eine Wiederbelebung der kleintechnischen Biomasse- bzw. Holzvergasung statt, wobei eine Vielzahl an Entwicklern eine beachtliche Zahl an Verfahren und Variationen hervorbrachte, die jedoch nicht immer den Anforderungen des Marktes genügten. In diesem Kapitel werden daher nicht nur mögliche Einsatzstoffe und die Grundlagen der thermochemischen Vergasung erläutert, um den Leser ein Verständnis für die kleintechnische Biomassevergasung zu vermitteln, sondern auch aktuelle Entwicklungstendenzen aufgezeigt. Dabei stehen Vergasungsreaktoren, die Rohgasreinigung, die Gasnutzung und Ansätze zur Bilanzierung von derartigen Anlagen im Zentrum der Betrachtung.

3.1 Mögliche Einsatzstoffe

Für die zusammenfassende Bezeichnung der Einsatzstoffe sind neben dem Begriff Einsatzstoff die Bezeichnungen Brennstoff, Input-Material oder Energierohstoff denkbar. Der hier unter dem Begriff Vergasung zusammengefasste Prozess ist bei genauerer Betrachtung eine Prozesskette, die die Bereitstellung von Strom und Wärme aus relativ wasserarmer (trockener) Biomasse bewirkt.

Als Energierohstoff für die Biomassevergasung dient üblicherweise holzartige Biomasse. Diese stellt jedoch einen inhomogenen Brennstoff dar, was wiederum Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb hat. Um einen sicheren Betrieb der Anlagen zu gewährleisten, werden somit an den Brennstoff spezifische Anforderungen hinsichtlich Zusammensetzung und Aufbereitung gestellt.

Grundsätzliche Kriterien hinsichtlich der elementaren Zusammensetzung des Brennstoffes werden für den Anteil der Alkalien (Kalium, Natrium), der Schwefelverbindungen, der Halogenverbindungen sowie der Stickstoffverbindungen festgelegt. Diese sollten bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten, da sonst negative Folgen für die brennstofftechnischen Eigenschaften (z. B. hoher Aschegehalt, niedrige Ascheerweichungstemperatur) und damit eine Störung des Anlagenbetriebs zu erwarten sind. Wassergehalt sowie Heiz- und Brennwert können als weitere Beispiele für die brennstofftechnischen Eigenschaften von Biomasse als wichtige Auslegungsgrundlagen genannt werden, da sie maßgeblich die Vergasungstemperatur und damit auch die Teerbildung beeinflussen. Darüber hinaus werden an die physikalisch-mechanischen Eigenschaften des Brennstoffes Anforderungen gestellt. Hierbei sind der jeweils grenzwertige Grob- und Feinanteil, die Stückigkeit, die Partikeldichte sowie die Abriebfestigkeit zu nennen. So kann beispielsweise aufgrund eines erhöhten Feinanteils eine signifikante Steigerung der Verschlackungsgefahr im Reaktorraum festgestellt werden, was wiederum zur Störung des

Anlagenbetriebs führt. Beispiele für Verfahren der Festbettvergasung für diese allgemeinen Anforderungen sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1 Allgemeine Anforderungen an den Brennstoff bei Verfahren der Festbettvergasung (Vogel et al. 2006, S. 38).

Parameter	Einheit	Gegenstromvergaser	Gleichstromvergaser
Wassergehalt	Ma.-%	< 40	10 - 25
Partikelgröße	cm	0,5 - 20	2 - 20
Feinanteil (≤ 5 mm)	Ma.-%	< 30	< 15
Aschegehalt	Ma.-%, atro	< 6	< 6

Die unterschiedlichen Technologien zur Bereitstellung eines Brennstoffes, der den o. g. Anforderungen entspricht, lassen sich in die Verfahrensschritte Aufbereitung, Lagerung, Transport und Trocknung einteilen. Zur Brennstoffausbereitung zählen die Zerkleinerung, die anschließende Klassifizierung des zerkleinerten Materials und die Aushaltung von Störstoffen. Zusätzlich kann der eingesetzte Brennstoff vor der weiteren Nutzung kompaktiert werden (Brikettierung, Pelletierung), um eine optimale Korngrößenverteilung für die anschließende Vergasung zu gewährleisten (Vogel et al. 2006, S. 38).

Derzeit wird in der Praxis Holz in Form von Pellets oder Hackschnitzel als Brennstoff eingesetzt. Als Rohstoff für die Holzhackschnitzel dient überwiegend Waldrestholz aus regionalem Bezug. Weiterhin existieren Bestrebungen Kurzumtriebshölzer, Miscanthus, halmgutartige Biomassen oder auch Reststoffe (z. B. ligninhaltige Reststoffe der Papier- und Zellstoffindustrie, Gärreste aus Biogasanlagen) als Brennstoffe in Biomassevergasungsreaktoren einzusetzen.

3.2 Grundlagen der Biomassevergasung

Im weitesten Sinne umfasst der Begriff Vergasung die Umwandlung eines kohlenwasserstoffhaltigen Energierohstoff in ein gasförmigen Produkt mit einem nutzbaren Heizwert/ Brennwert (Higman et al. 2008, S. 1), das brennbare Gaskomponenten wie z. B. Wasserstoff (H_2), Kohlenstoffmonoxid (CO) und Methan (CH_4) enthält. Beispielsweise wurde bereits seit der Mitte des 19. Jahrhunderts das sogenannte Stadtgas, ein Gasgemisch mit hauptsächlich H_2 , CH_4 , CO und Stickstoff (N_2), für die Beleuchtung von Straßen und Beheizung von Wohnungen durch Kohlevergasung hergestellt (DVGW 2013). Heutzutage wird das Vergasungsverfahren häufig für die Herstellung von Synthesegas aus z. B. Kohle oder Biomasse eingesetzt. Die weltweite Vergasungskapazität von insgesamt 412 Vergasern in 2010 belief sich auf ca. 71 GW_{th} Synthesegas (brennwertbezogen) (DOE/ NETL 2010, S. 1). Des Weiteren gewinnt die Vergasung von Biomasse für die Energieversorgung (z. B. Wärme, Strom oder Kühlung) aufgrund der Verknappung der fossilen Brennstoffe sowie der Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zunehmend an Bedeutung.

Unter Wärmeeinwirkung (autotherm oder allotherm) sowie der Zugabe von Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid oder deren Mischungen) durchlaufen die im Vergasungsreaktor eingesetzten Brennstoffe viele physikalische und chemische Teilprozesse, die in die Abschnitte

(i) Trocknung, (ii) Pyrolyse, (iii) partielle Oxidation und (iv) Reduktion unterteilt werden können. Bei der pyrolytischen Zersetzung werden Gase (z. B. CO, CO₂, H₂, CH₄ und C₂-C₅), Teere (Kohlenwasserstoffverbindungen mit C > 6) freigesetzt, die zusammen mit dem verbleibenden Koks in den nächsten Reaktionsschritten weiter umgewandelt werden. Abbildung 3.1 zeigt, dass die Massenverteilung der Pyrolyseprodukte stark von den Pyrolysebedingungen wie z. B. Temperatur und Aufheizrate abhängig sind. (Bridgwater 1995, zitiert nach Hofbauer et al. 2009a, S. 388). Je höher Aufheizraten und Temperaturen sind, um so kurzketziger sind die entstehenden gasförmigen Zwischen- und Endprodukte. Die prozessbedingte Temperatursenkung kann dann zur Bildung flüssiger Endprodukte führen.

In der Literatur wird generell auf die notwendige Anwesenheit eines Vergasungsmittels verwiesen. Darunter wird ein gasförmiger Inputstoff verstanden. Wie z. B. die technischen Pyrolyseverfahren zeigen, ist die Anwesenheit eines gasförmigen Vergasungsmittels nicht notwendig, da bei ausreichender Temperatur bereits Gase aus dem Brennstoff entstehen. Allerdings werden die thermischen und stofflichen Transportbedingungen in der Reaktionszone bei Verwendung eines gasförmigen Vergasungsmittels begünstigt. Während bei einer autothermen Vergasung das Vergasungsmittel der Zuführung von Sauerstoff für die thermische Energie bereitstellende partielle Oxidation dient, wird bei allothermer Wasserdampfvergasung durch Zuführung des Wasserdampfes allein die Intensivierung der Wärmeübertragung und in geringem Umfang möglicherweise die chemischen Energiespeicherung durch Wasserstoffbildung erreicht. Die bei der allothermen Vergasung notwendige Energie muss extern z. B. durch den Umlauf heißer Bettmaterialien in einer zirkulierenden oder Zweibett-Wirbelschicht zugefügt werden.

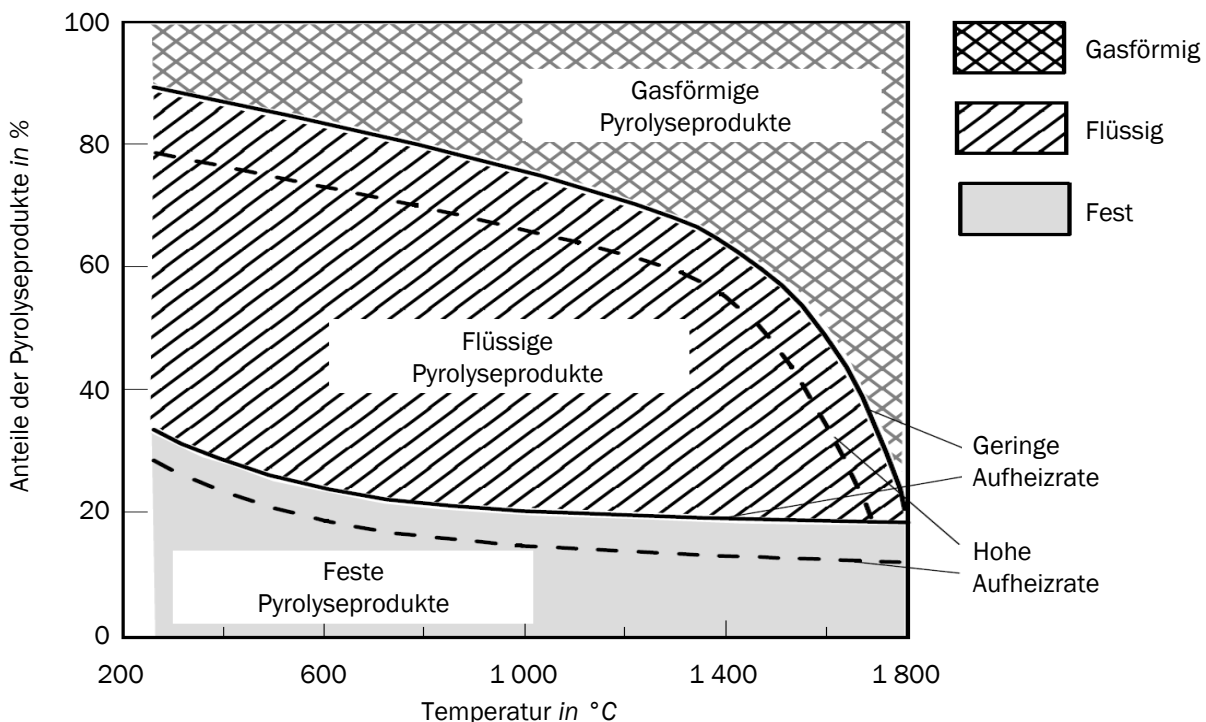
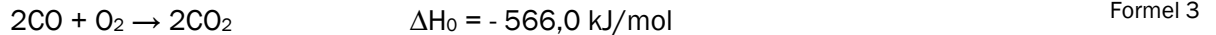


Abbildung 3.1 Produkte der thermochemischen Umwandlung am Beispiel von Holz (veränderte Darstellung nach Bridgwater 1995, zitiert nach Hofbauer et al. 2009a, S. 388).

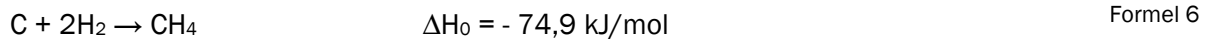
Sauerstoff ist elementarer Bestandteil des Vergasungsmittels. Die Wärmeversorgung des Vergasungsprozesses wird zumindest teilweise durch partielle Oxidation der Pyrolyseprodukte realisiert:

- Oxidation



Weitere Reaktionsschritte wie Koksumsetzung, Reformierung und Wasser-Gas-Shift (WGS)-Reaktion bestimmen die finale Brenngaszusammensetzung:

- Koksumsetzung



- Reformierung



- Wasser-Gas-Shift-Reaktion



Die folgende Tabelle 3.2 zeigt den typischen Heizwert des Produktgases in Abhängigkeit des eingesetzten Vergasungsmittels.

Tabelle 3.2 Heizwert des Produktgases in Abhängigkeit vom Vergasungsmittel (Basu 2010, S. 119).

	Einheit	Vergasungsmittel		
		Luft	Wasserdampf	Sauerstoff
Heizwert	MJ/m ³ (i.N.)	4 - 7	10 - 18	12 - 28

3.3 Vergasungsreaktoren

Die Unterteilung der Reaktortypen für Biomassevergasung beruht u. a. auf das Partikelgrößen-Verweilzeit-Verhalten. In der Reihe Festbettreaktor – Wirbelschichtreaktor – Flugstromreaktor sind eine Abnahme der Feststoffverweilzeiten und damit die notwendige Verkleinerung der Partikelgröße zu verzeichnen.

3.3.1 Festbettvergaser

In Festbettvergasern werden die Brennstoffe (< 51 mm Basu 2010, S. 168) in der Regel von oben zugeführt, wohingegen das Vergasungsmittel entweder durch den Gitterrost von unten nach oben durchströmt und das Produktgas von oben abgezogen wird (Gegenstrom) oder das Vergasungsmittel durch eine Verengung in der Mitte des Reaktors zugegeben wird und das Produktgas im unteren

Reaktorbereich austritt (Gleichstrom). Prinzipiell bilden sich entlang der Reaktorhöhe Verteilungen von Konzentration und Temperatur heraus. Mangels genauer Kenntnis dieser Verteilungen geht man von vier Reaktionszonen (Trocknung, Pyrolyse, Reduktion und Oxidation) siehe Abbildung 3.2 aus.

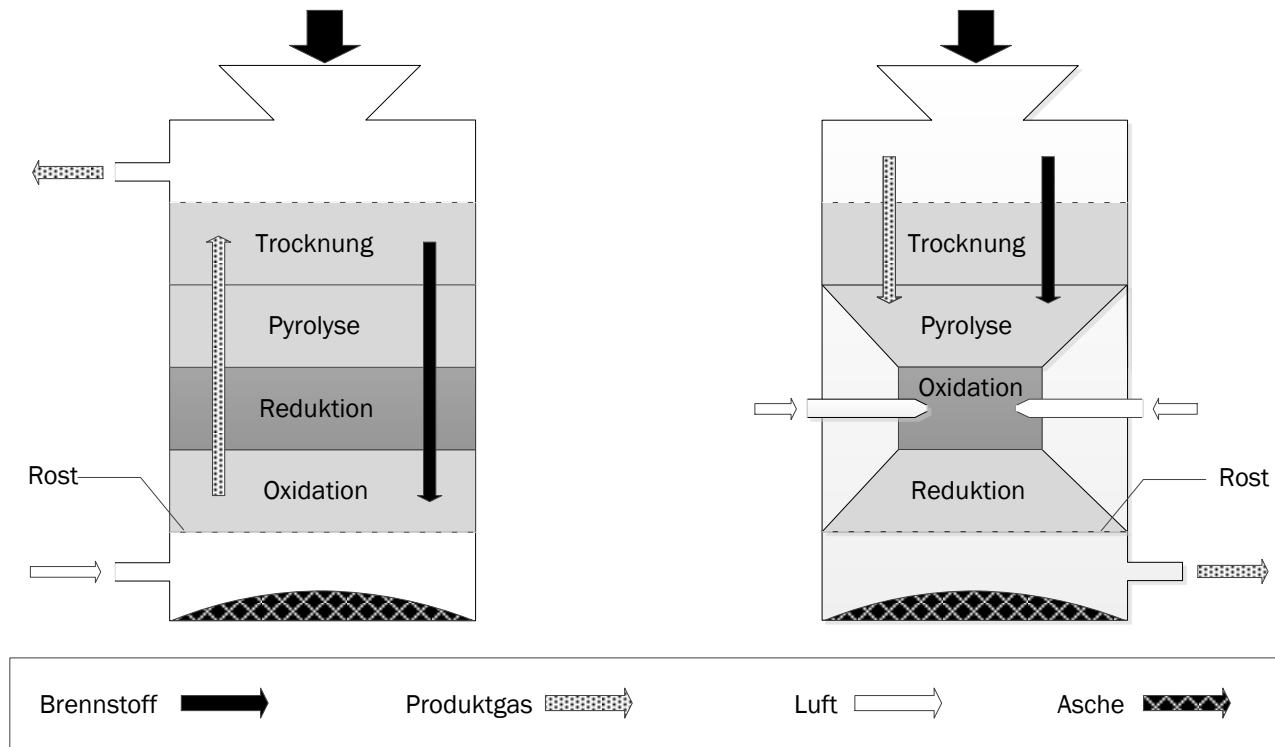


Abbildung 3.2 Gegenstromvergaser (links) und Gleichstromvergaser (rechts) (veränderte Darstellung nach Basu 2010, S. 171 und 173).

Beim Gegenstromvergaser trifft das Produktgas vor seinem Austritt auf den frisch zugefügten Brennstoff, wodurch der Wärmeübergang zwischen Produktgas und Brennstoffpartikeln sowie die Pyrolysereaktion stattfinden. Diese führt einerseits dazu, dass das Produktgas eine relativ niedrige Temperatur besitzt und demzufolge der thermische Wirkungsgrad des Prozesses steigt. Andererseits enthält das Produktgas eine erhebliche Menge an Teeren, welche eine große technische Herausforderung an die Gasreinigung stellen. Dennoch gibt es einige Anwendungen dieser Vergaserart in hohen Leistungsbereichen (siehe Abbildung 3.5), was auf die einfachen apparativen Ausführungen sowie die guten Möglichkeiten des Upscalings zurückzuführen ist. Als Beispiel ist der Harboøre-Vergaser (Dänemark) zu nennen, welcher von Babcock & Wilcox Vølund A/S im Jahr 1993 errichtet wurde und eine Feuerungswärmeleistung von 3,5 MW besitzt (Babcock & Wilcox Vølund 2013).

In Gleichstromvergasern muss das Produktgas nach der Pyrolysezone durch eine heiße Oxidationszone strömen, wobei die Teere thermisch zerstört werden (Cracking) und dadurch ein deutlich teerärmeres Produktgas erzeugt wird. Eine Herausforderung dieser Vergaserbauart stellt die gleichmäßige Verteilung der Vergasungsmittel dar, welche durch die ungleichmäßige Form und Feuchtigkeit der Brennstoffe beeinträchtigt wird. Aus diesem Grund ist die Anwendung des Gleichstromvergasers ausschließlich auf den kleinen Leistungsbereich beschränkt (siehe Abbildung 3.5) wobei der eingesetzte Brennstoff

bestimmte Qualitätsvoraussetzungen erfüllen muss. Beispielsweise liefert die Firma Spanner Re² GmbH Biomassevergasungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von 30 bis 45 kW, welche sich aus Gleichstromvergaser und Blockheizkraftwerk (BHKW) zusammensetzen. Die dafür geeigneten Holzhackschnitzel sollen eine Größe von G30 bis G40, einen Feuchtegehalt von max. 15 % sowie einen Feinanteil von max. 30 Ma.-% haben (Spanner Re² (Renewable Energy Experts) GmbH 2013).

Neue Entwicklungen im Bereich Festbettvergaser zielen u. a. auf ein Erreichen einer besseren Produktgasqualität ab. Demnach wurde das Prinzip des mehrstufigen Vergasungsverfahrens entwickelt, wobei die Reaktionszonen (Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion) räumlich getrennt werden. Hierzu zählt u. a. der NOTAR®-Vergaser (Abbildung 3.3) von XYLOWATT (Belgien), in dem die Oxidationsreaktionen nur in der Gasphase (Pyrolysegas und Luft) stattfinden und somit 99,95 % der Teere durch partielle Oxidation entfernt werden (XYLOWATT 2013).

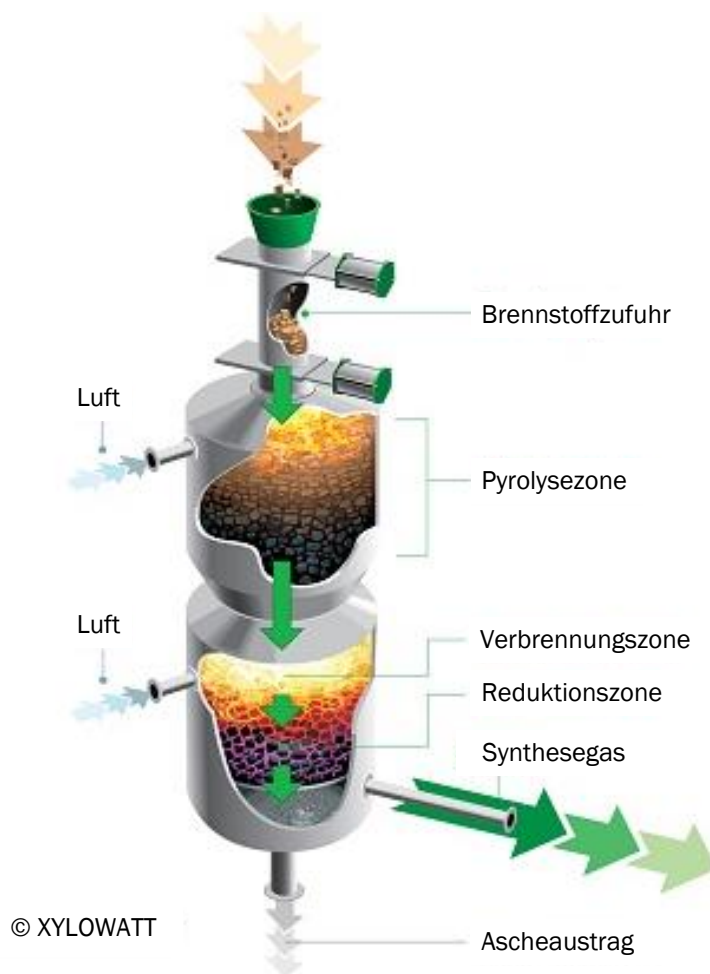


Abbildung 3.3 NOTAR®-Vergaser von XYLOWATT (Belgien) (veränderte Darstellung nach XYLOWATT 2013).

3.3.2 Wirbelschichtvergaser

In Wirbelschichtvergasern werden die Brennstoffe < 6 mm (Basu 2010, S. 168) in eine, aufgrund der Eindüsung des Vergasungsmittels mit einer hohen Gasgeschwindigkeit, fluidisierte Bettmaterialschicht (z. B. Sand oder Olivin) eingebracht. Dies ermöglicht durch die intensive Vermischung und die starken

Turbulenzen einen idealen Reaktionsraum mit gleichmäßiger Stoff- und Wärmeverteilung für den Vergasungsprozess. In Abhängigkeit von dem Bettmaterialumlauf unterteilen sich die Wirbelschichtvergaser in stationäre und zirkulierende Wirbelschichten (Abbildung 3.4), welche entweder im Stand Alone- oder im kombinierten Modus (z. B. als Zweibettwirbelschicht) betrieben werden können. Die Zweibettwirbelschicht nach dem Prinzip des Güssing-Vergasers wird ebenfalls im Bereich der Biomassevergasung eingesetzt. Durch den komplexen Aufbau und Betrieb solcher Vergasungsreaktoren mit getrennten Reaktionsraum für Vergasung (Umsatz des Brennstoffs zum Produktgas) und Verbrennung (Brennstoffumsatz zur Wärmeerzeugung), sind diese im Leistungsbereich der kleintechnischen Biomassevergasung $< 1 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ nicht wirtschaftlich betreibbar.

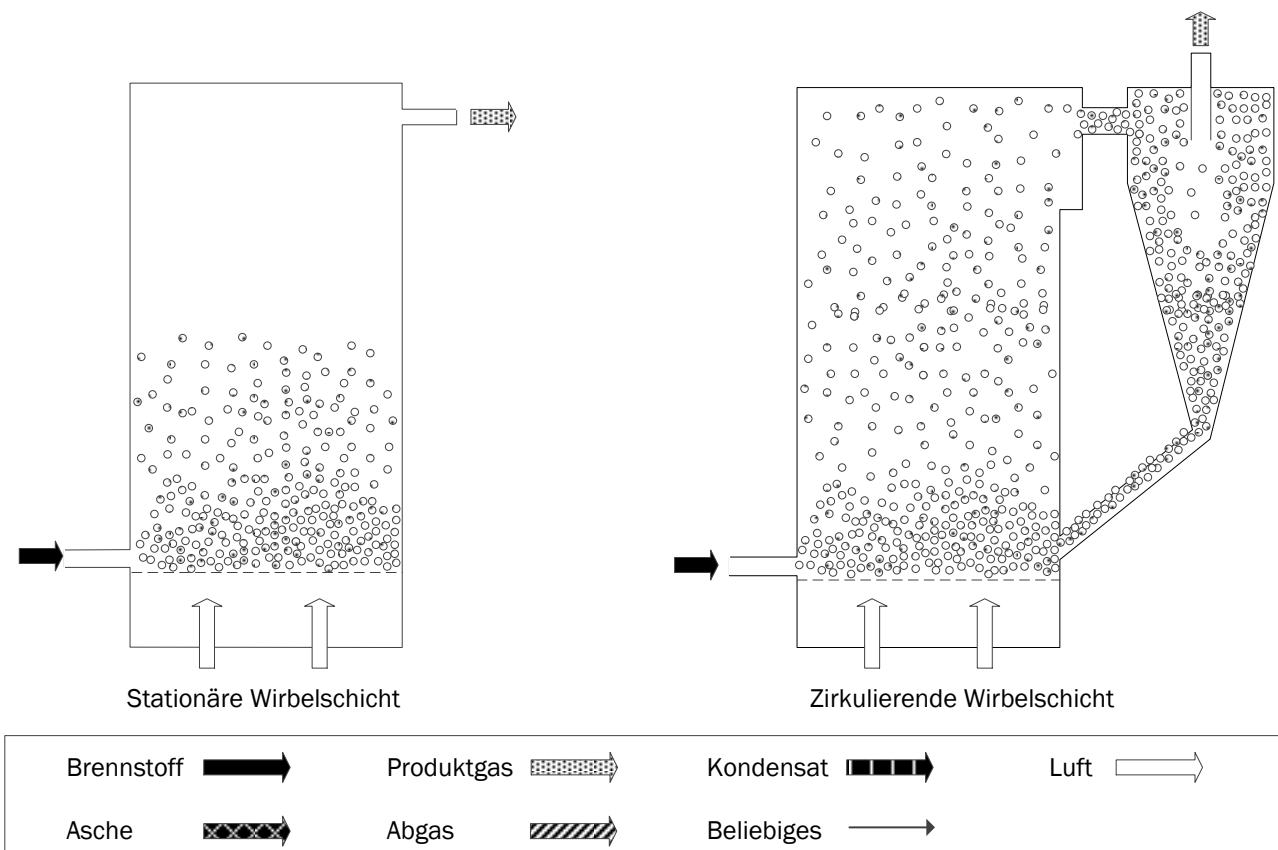


Abbildung 3.4 Stationäre Wirbelschicht (links) und zirkulierende Wirbelschicht (rechts) (veränderte Darstellung nach Hofbauer et al. 2009b, S. 602 und 611).

Bei der stationären Wirbelschicht handelt es sich um eine gerade in Schwebelage gehaltene Bettmaterialschicht, welche das Vergasungsmittel als Gasblasen durchströmt. Hierdurch finden ein intensiver Stoff- und Wärmeübergang zwischen Gas- und Feststoffphase (Brennstoffe) sowie chemische Reaktionen (homogene und heterogene) statt. Anschließend durchströmt das Produktgas den Freiraum, in dem Gasphasenreaktionen wie WGS erfolgen, und wird letztlich zur Gasreinigungsstufe gefördert. Bei der zirkulierenden Wirbelschicht ist die Gasgeschwindigkeit ausreichend hoch, so dass die Bettmaterialien aus dem Reaktor ausgetragen und nach der Trennung des Produktgases durch den Zyklon wieder in den Reaktor zurückgeführt werden. In der Regel ist die zirkulierende Wirbelschicht aufgrund ihres hohen Brennstoffdurchsatzes vorzugsweise im oberen Leistungsbereich einsetzbar. Als Beispiele dienen der Lahti-Vergaser in Finnland mit einer Feuerungswärmeleistung von 45 bis 70 MW_{th}

(Granatstein 2002, S. 9), der SilvaGas-Vergaser in den USA mit 80 MW_{th} (Rentech, Inc. 2013) sowie der Värö-Vergaser in Schweden mit 35 MW_{th} (Metso 2013).

3.3.3 Flugstromvergaser

In Flugstromvergasern werden die fein gemahlene Brennstoffpartikel (< 0,15 mm Basu 2010, S. 168) zusammen mit den Vergasungsmitteln in den Reaktor pneumatisch eingetragen. Aufgrund der kurzen Verweilzeit ist eine ausreichend hohe Betriebstemperatur erforderlich, die im Normalfall oberhalb des Ascheschmelzpunktes liegt. Diese führt dazu, dass die Asche als schmelzflüssige Schlacke von Reaktor abgetrennt wird. Durch die hohen Anforderungen an den Brennstoff, insbesondere hinsichtlich der Partikelgröße, sowie die Anlagenkomplexität ist der Flugstromvergaser gegenwärtig für Vergasung mit unbehandelter Biomasse als ungeeignet zu bewerten. Die aktuelle Entwicklungsarbeit in diesem Bereich verfolgt das Ziel, Bio-Koks als Brennstoffe in Flugstromvergasern einzusetzen (Cortus Energy 2013). Der allgemeine Leistungsbereich für die Festbett-, Wirbelschicht- sowie Flugstromvergaser ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

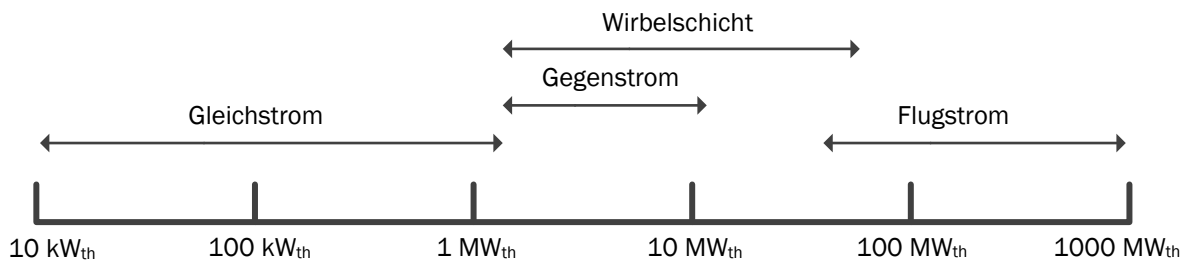


Abbildung 3.5 Leistungsbereich des unterschiedlichen Vergasertyps (veränderte Darstellung nach Basu 2010, S. 169).

3.4 Rohgasreinigung

Bei der Vergasung entstehen neben den gewünschten Hauptkomponenten H₂ und CO auch Kohlenwasserstoffe, Partikel, Teer, Schwefel-, Chlor- und Alkalikomponenten in unterschiedlicher Zusammensetzung, die in der Regel für die nachfolgenden Gasanwendungen entfernt werden müssen. Einen Überblick der zu erwartenden Schadstoffbelastungen im Produktgas der Biomassevergasung gibt Tabelle 3.3.

Tabelle 3.3 Übersicht der Schadstoffe im Produktgas der Biomassevergasung in Abhängigkeit des Vergasungsverfahrens (Hofbauer et al. 2009a, S. 624 und 627).

	Einheit	Festbett		Wirbelschicht			Flugstrom
		Gegenstrom	Gleichstrom	stationär	zirkulierend	Zweibett	
Partikelgehalt	g/m ³ (i.N.)	0,1 - 3	0,1 - 8	1 - 100	8 - 100	5 - 50	< 0,05
Teergehalt	g/m ³ (i.N.)	10 - 150	0,1 - 6	1 - 23	1 - 30	0,5 - 2	K. A.
H ₂ S, COS	ppm	< 500				K. A.	K. A.

	Einheit	Festbett		Wirbelschicht			Flugstrom
		Gegenstrom	Gleichstrom	stationär	zirkulierend	Zweibett	
NH ₃	ppm	120 - 160	K. A.	310 - 900	200 - 400	K. A.	K. A.
HCN	ppm	210 - 500	K. A.	5 - 30	6 - 13	K. A.	K. A.
HCl	ppm	< 500				K. A.	K. A.
HF	ppm	ca. 10				K. A.	K. A.
KCl	ppm	< 1500				K. A.	K. A.
NaCl	ppm	< 700				K. A.	K. A.

Die Entwicklung der Gasreinigung ist stark an Methoden aus der Kohlevergasung angelehnt. Dennoch gibt es Unterschiede zur Kohlevergasung und der anschließenden Reinigung, wie beispielsweise höhere Teergehalte, erschwerte Reinigung wegen geringen Druckniveaus, geringerer Durchsatz bei der Biomassevergasung oder geringere Schwefelgehalte. Die Wahl einer geeigneten Gasreinigung ist besonders herausfordernd und für den gesamten Prozessablauf entscheidend. Der Reinigungsaufwand ergibt sich aus der Qualität des Rohgases und den Anforderungen, die die weitere Anwendung an das Synthesegas stellt. Katalytische Prozesse in der weiteren Gasnutzung stellen dabei höhere Anforderungen als andere Arten der Synthesegasnutzung. Diese Anforderungen sind heute mit dem technischen Stand der Gasreinigung beherrschbar (Tabelle 3.4). Im Fokus stehen dabei Lösungen, die in ihrer Größe an die Biomassenutzung angepasst sind und die zu energetisch optimierten Gesamtketten aus Biomassevergasung, Gasreinigung und Gasnutzung führen. Durch die gegenseitige Abhängigkeiten und Beeinflussungen der Gasreinigungsverfahren ergeben sich wenige bevorzugte Gesamtketten. Weiterer Entwicklungsbedarf ist insbesondere beim Teerabbau (Heißentteerung) erforderlich (Zwart 2009, S. 7).

Tabelle 3.4 Reinigungsmethoden des biogenen Produktgases.

Verunreinigung	Reinigung	Entwicklungsstand	Quelle
Teer	Wäscher (RME, OLGA)	Demonstration	(Zwart 2009, S. 25), (Boerrigter et al. 2006), (Hofbauer et al. 2007)
	(katalytische) Reformierung	Ausgereift in der Kohletechnik	(Bolär-Nordenkampf et al. 2003)
	Quenche	Ausgereift	(Boerrigter et al. 2006)
	(Katalytisches) Cracken	Ausgereift	(Zwart 2009, S. 16 ff.), (Boerrigter et al. 2006), (Kienberger et al. 2010)
	Partielle Oxidation	Ausgereift	(Zwart 2009, S. 14), (Boerrigter et al. 2006),
	Adsorption an Kohle	In der Entwicklung	(Kienberger et al. 2010), (Quicker et al. 2004, S. 39 ff.)

Verunreinigung	Reinigung	Entwicklungsstand	Quelle
	Nasselektrofilter	Ausgereift	(Zwart 2009, S. 22),
	Filter (Kerzenfilter, Schütttschichtfilter, Tuchfilter, etc.)	Ausgereift	(Boerrigter et al. 2006), (Rönsch 2011, S. 11), (Quicker et al. 2004, S. 39 ff)
Partikel	Zyklon	Ausgereift	(Boerrigter et al. 2006), (Rönsch 2011, S. 10)
	Wäscher	Ausgereift	(Zwart 2009, S. 36), (Boerrigter et al. 2006), (Kienberger et al. 2010)
	Nasselektrofilter	Ausgereift	(Zwart 2009, S. 36),
	Filter	Im „Kalten“ (bis ca. 250 °C) ausgereift	(Boerrigter et al. 2006), (Rönsch 2011, S. 11)
Schwefel	ZnO, CuO, Aktivkohle	Weit verbreitet	(Boerrigter et al. 2006), (Rönsch 2011, S. 13), (Quicker et al. 2004, S. 39 ff.)
	Wäscher (Rectisol, Amisol, etc.)	Ausgereift	(Bolär-Nordenkampf et al. 2003), (Klemm et al. 2010), (Kienberger et al. 2010)
Alkali-, Chlor- und Schwermetallkomponenten	Abkühlung und vgl. Partikelabscheidung	Ausgereift	(Quicker et al. 2004, S. 39 ff.)
	Filter	Ausgereift	(Kienberger et al. 2010)

Bei der Holzvergasung liegt das Augenmerk auf der Reinigung von Partikeln, Teeren, Schwefel-, Halogen- und Alkaliverbindungen; Stand der Technik sind Zyklone, Gewebefilter, wässrige Quenche, RME- bzw. Ölwascher, Nass-Elektrofilter, katalytisches Cracken (Baumeister 2006).

3.4.1 Teerentfernung

Eine allgemeingültige Definition des Begriffes Teer ist derzeit nicht bekannt (Neubauer 2008, S. 15). Daher werden in diesem Report Teere als kondensierbare organische Kohlenwasserstoffe ausgenommen die gasförmigen C1 - C6 definiert.

Teere kondensieren, wenn die Gastemperatur unter den spezifischen Taupunkt der Teer-Komponenten fällt. Dadurch verursachte Foulingprozesse, Verkokungen an Hochtemperaturteilen oder erhöhte Anlagendruckverluste können bis zum Ausfall der Anlage führen. Aus diesem Grund muss für die weitere Verwendung der Teertaupunkt des Gases ggf. durch Abreinigung unter die niedrigste Temperatur in der Anlage gebracht werden. Die Teerentfernung kann aufgrund der angewendeten Grundprinzipien nach Teerumwandlung mittels chemischer Reaktion und Teerabtrennung unterschieden werden. Dabei kann die Abtrennung von Teeren im gasförmigen Zustand durch Ad-/

Absorption und in Tröpfchenform nach deren Kondensation mit mechanischen und elektrostatischen Abscheidern und Filtern durchgeführt werden (Klemm 2012, S. 1445 ff.). Die Entfernung bzw. Umwandlung von Teer ist besonders vielschichtig und kann durch verschiedene chemische Reaktionen realisiert werden:

- Partielle Oxidation (unterstöchiometrische Sauerstoffzugabe),
- Reformierung (mit Hilfe von Wasserdampf oder CO₂ zu H₂ und CO konvertieren),
- Hydrierung (Sättigung der Moleküle, Spaltung und Entfernung der funktionellen Gruppen),
- Cracken (katalytische oder thermische Molekülspaltung).

Durch die o. g. Reaktionen wird der Teer in kleinere Spezies, idealerweise in CO, CO₂, H₂ und CH₄, umgewandelt, so dass der Energiegehalt des Teeres im Produktgas erhalten bleibt. Im Entwicklungsstadium ist ein weiteres chemisches Verfahren, die Verwendung eines katalytisch aktiven Bettmaterials in den Wirbelschichtreaktoren der Vergasung (Dolomit, Olivin, Kohle, etc.). Dennoch sind weitere nachgeschaltete katalytische Betten oder Filter zur Teerentfernung notwendig. Beim rein thermischen Cracken werden Temperaturen von bis zu 1150 °C benötigt. Dies übersteigt die Temperaturen der Biomassevergasung und stellt somit einen energetischen Nachteil im Vergleich zu den anderen Teerabscheidungsverfahren dar (Boerrigter et al. 2006).

Darüber hinaus gibt es neben den chemischen auch physikalische Verfahren zur Teerentfernung. Dabei können Teere im gasförmigen Zustand an Ad- oder Absorptionsmittelgebunden und so vom Gas abgetrennt werden oder durch mechanische Abscheider, bei denen Teer z. B. mittels Auswaschen mit einem geeigneten Lösungsmittel abgetrennt werden. Diese sind meist mit einer Gaskühlung verbunden. Organische Lösemittel, wie z. B. RME, können anschließend teilweise aufbereitet und zurückgeführt oder unter bestimmten genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen thermisch verwertet werden. Durch das Abkühlen des Prozessgases geht mit diesem Verfahren jedoch ein Wirkungsgradverlust einher. Zudem ist der Einsatz von Lösemitteln ein weiterer Kostenfaktor und kann aufgrund des zusätzlichen Hilfsenergiebedarfs und der thermischen Verwertung der Restlösungsmittel die Gesamtbilanz des Systems verschlechtern. Derzeit kommerziell angeboten werden der RME-Wäscher von CTU (z. B. in Güssing im Einsatz) sowie das OLGA-Reinigungsverfahren der Firma Dahlmann. Ein weiteres, verbreitetes physikalisches Teerabtrennungsverfahren ist die Quenche, bei welcher in der Regel mit Hilfe von Wasser die Teere aus dem Gasstrom abgetrennt werden. Diese Technologien und Verfahren sind im Bereich der kleintechnischen Biomassevergasung nicht wirtschaftlich einsetzbar. Neben Wäschern und Quenchen kommen auch mechanische Filter sowie Elektrofilter zur Abscheidung von Teeren zum Einsatz (Klemm 2012, S. 1445 ff.).

3.4.2 Partikelentfernung

Partikel führen durch Agglomeration in den nachgeschalteten Komponenten zu erhöhtem Druckverlust. Sie können durch mechanische und elektrostatische Abscheider, Filter und Wäscher vom Gas abgetrennt werden (Klemm 2012, S. 1445 ff.). Die meist verbreitete Heißgasreinigungsmethode ist ein zweistufiges Verfahren bestehend aus einem Zyklon und einem nachgeschaltetem Filterabscheider. Der Filter besteht meist aus keramischen oder metallischen Werkstoffen, wie beispielsweise metallische Filterkerzen. Eine Beschichtung der Filteraußenseite zur katalytischen Aktivierung für eine kombinierte Partikel und Teerabtrennung befindet sich derzeit in der Entwicklung und Erprobung (Quicker et al. 2004, S. 39 ff.).

3.4.3 Schwefelentfernung

Bei der Biomassevergasung tritt Schwefel meist als Schwefelwasserstoff (H_2S) auf. Hinsichtlich der geringen Schwefelresistenz der nachgeschalteten katalytischen Prozessschritte müssen bei entsprechender Anwendung, z. B. einer Methansynthese, die Schwefelverbindungen bis unter 1 ppm entfernt werden. Für diese Tiefentschwefelung werden im Hochtemperaturbereich Metalloxide eingesetzt, die den Schwefel adsorptiv abscheiden. Dabei wird durch Chemisorption H_2S an das Metalloxid gebunden. In erster Linie werden dafür Zinkoxid (ZnO) und Kupferoxid (CuO) oder auch nickelbasierende Adsorbentien eingesetzt. Für andere auftretende Schwefelverbindungen ist eine vorgeschaltete Hydrolyse-Stufe notwendig, in welcher diese mit Wasserdampf zu H_2S umgesetzt werden und dann ebenfalls adsorbiert werden. In der Praxis wird vor die Tiefentschwefelung oft eine Grobentschwefelung vorgeschaltet. Zur aktuellen Forschung zählt dabei der Einsatz von Restkoks aus der Vergasung zur Grobentschwefelung des erzeugten Brenngases.

Für die Schwefelentfernung kommen auch Wäscher mit basischen Waschmitteln, z. B. Natriumhydroxid-Lösung, zum Einsatz. Bei großem Durchsatz kann damit auf Techniken aus dem Bereich der Kohlegasaufbereitung zurückgegriffen werden, wie beispielsweise Selexol, Rectisol und Aminwäsche, mit denen teilweise auch zusätzlich CO_2 entfernt werden kann. Der Nachteil liegt, wie auch bei der Entteerung, im Wirkungsgradverlust durch das Abkühlen des Produktgases. Weiterhin sind diese Verfahren aufgrund der extrem hohen Kosten im Bereich der kleintechnischen Biomassevergasung nicht wirtschaftlich einsetzbar (Klemm et al. 2010).

3.4.4 Alkali-, Halogen- und Schwermetallverbindungen

Auch diese Komponenten haben einen starken Einfluss auf nachfolgend eingesetzte Katalysatoren und müssen entfernt werden. Zur Halogenentfernung kommen im Wesentlichen die bereits beschriebenen Verfahren wie Wäscher oder Sorptionsmittel zum Einsatz. Schwermetall- und Alkaliverbindungen können durch Produktgasabkühlung auf unter $600^\circ C$ und den am Markt verfügbaren Partikelabscheidemethoden, wie z. B. Filter, entfernt werden.

Nach der Gasreinigung sollten für die verschiedenen Pfade der Gasnutzung die in Tabelle 3.5 dargestellten Reinheitsgraden bzgl. der Schadstoffe erreicht werden.

Tabelle 3.5 Minimalanforderung an die Produktgasqualität in Abhängigkeit der Nutzungspfade (Hofbauer et al. 2009c, S. 631).

Parameter	Verbrennungsmotor	Gasturbine	Synthese	Brennstoffzelle (SOFC)
Partikelgehalt	< 50 mg/m ³	< 30 mg/m ³	< 0,1 mg/m ³	K. A.
Partikelgröße	< 3 µm	< 5 µm	K. A.	K. A.
Teergehalt	< 100 mg/m ³	K. A.	< 0,1 mg/m ³	< 100 mg/m ³
Alkaligehalt	< 50 mg/m ³	< 0,25 mg/m ³	< 10 ppb	K. A.
NH ₃ -Gehalt	< 55 mg/m ³	K. A.	< 1 ppm	< 0,1 mg/m ³
S-Gehalt	< 1150 mg/m ³	K. A.	< 0,1 ppm	< 200 ppm
Cl-Gehalt	< 500 mg/m ³	K. A.	< 0,1 ppm	< 1 ppm

3.5 Gasnutzung

Für die stoffliche bzw. energetische Nutzung des Produktgases aus Biomassevergasungsanlagen stehen prinzipiell mehrere Verfahrenswege zur Verfügung oder befinden sich in der Entwicklung. Die bedeutendsten, da bereits erfolgreich betriebenen oder mit großem Potenzial, sind nachfolgend in Tabelle 3.6 zusammengefasst. Dabei sind die konventionellen Verfahren über Hubkolbenmotor-BHKW mit direkter Umwandlung des Produktgases in Strom und Wärme innerhalb der Anlage bereits ausreichend erprobt. Als nächster Entwicklungsschritt ist es vorstellbar solche Anlagen zur Netzregulierung stromgeführt zu betreiben. Auch durch die Bereitstellung von SNG (Synthetic Natural Gas) und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz kann durch die zeitliche und räumliche Entkopplung von Herstellung und Nutzung des Produktgases ein Beitrag zur Netzregulierung und bedarfsgerechten Energiebereitstellung geleistet werden. Bisher werden jedoch in kommerziellen Anlagen fast ausschließlich Hubkolbenmotor-BHKW verwendet.

Tabelle 3.6 Varianten der Gasnutzung bei kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen.

Verwendung	Entwicklungsstand	Maximaler Anlagenwirkungsgrad	Quelle
Hubkolbenmotor-BHKW	Serienproduktion derzeit Standard	30 % elektrisch, 43 % thermisch	(Zeymer et al. 2012, S. 36)
Mikrogasturbinen-BHKW	Erste kommerzielle Anlagen	30 % elektrisch	(HS energieanlagen 2013)
Stirlingmotor-BHKW	Erste kommerzielle Anlagen	18 % elektrisch, 72 % thermisch	(Stirling DK 2013)
Bio-SNG als Erdgassubstitut	Demonstrationsanlagen in Betrieb	Bis 68 % chemisch	(Rönsch et al. 2009, S. 1417 - 1428)
Weiterverarbeitung zu flüssigen Energieträgern		40 % chemisch	(Graf et al. 2009, S. 10 - 16)
Verstromung über Brennstoffzelle	Demonstrationsanlagen in Betrieb	44 % elektrisch	(Martini S. et al. 2012, S. 69 - 74)

3.5.1 Hubkolbenmotor-BHKW

Gut erprobt, inzwischen zur Serienreife entwickelt und entsprechend die überwiegend in der Praxis angewandte Methode ist die Nutzung des Produktgases in thermischen Kraftmaschinen wie Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Bereitstellung elektrischer Energie. Meist werden dafür, ähnlich wie bei Biogasanlagen, Hubkolbenmotoren nach dem Zündstrahl- oder Ottoprinzip verwendet. Derzeit auf dem Markt befindliche Holzgas-BHKW erreichen einen elektrischen Wirkungsgrad von über 30 %. Abhängig von der Anlagengröße können etwa 40 % der Brennstoffenergie in Form von Nennwärme verwertet werden. Die Anlagen erreichen typischerweise Gesamtwirkungsgrade von gut 70 %. Dies konnte im Bundesmessprogramm dokumentiert werden.

Beim Zündstrahlmotor wird das Gasgemisch durch Einspritzen einer kleinen Menge Zündöl, meist Pflanzenöl, selbst entzündet. Die Menge des Zündöls muss dabei an die Qualität des Produktgases angepasst werden und entspricht in der Regel ca. 5 % bis 10 % der gesamten zugeführten Brennstoffenergie (Produktgas und Zündöl). Dieses Verfahren bietet auch die Möglichkeit das BHKW während Wartungsarbeiten am Vergaser, im reinen Zündölbetrieb (100 %) weiter zu betreiben und so die Wärme- und Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

Beim Gas-Ottomotor wird das Gasgemisch durch einen Funken gezündet. Dafür ist ein zündfähiges Gemisch notwendig, eine entsprechend gleichmäßige Produktgasqualität ist somit Voraussetzung für einen störungsfreien Betrieb. Zündstrahlmotoren sind daher im Vergleich zu Gas-Ottomotoren unempfindlicher hinsichtlich der Produktgasqualität, benötigen dafür jedoch einen Hilfsbrennstoff, der wiederum eine eigene Bereitstellungslogistik erfordert.

Um hohe Anlagenwirkungsgrade zu erreichen werden die Motoren mit Abgasturboladern oder Turbinen-Generatoreinheiten zur Nachverstromung der im Motorabgas enthaltenen Restenergie ausgestattet. In größeren Anlagen mit hoher Gasqualität wird diese Technik bereits erfolgreich eingesetzt. Durch die Druckerhöhung des Gasgemisches im Verdichter steigt dabei jedoch auch der Partialdruck der Teerverbindungen und somit die Teertaupunkttemperatur. Wird diese bei der Verdichtung unterschritten bildet sich ein Teeraerosol, das zusammen mit Staubpartikeln die schnelldrehenden Verdichterschaukeln erodiert oder an ihnen anhaftet und so eine Unwucht erzeugt. Insbesondere bei der dem Verdichter nachgeschalteten Ladeluftkühlung besteht die Gefahr von Verkrustungen. Speziell der Einsatz von Abgasturboladern stellt demnach analog zu Mikrogasturbinen sehr hohe Anforderungen an die Produktgasqualität (siehe Tabelle 3.5).

3.5.2 Mikrogasturbinen-BHKW

Mikrogasturbinen arbeiten im Gegensatz zu Hubkolbenmotoren (diskontinuierliche Verbrennung) mit kontinuierlicher Verbrennung. Dabei wird ein Luftstrom verdichtet, anschließend wird in einer Brennkammer kontinuierlich Produktgas zugegeben und verbrannt. Das heiße Abgas wird schließlich in einer Turbine wieder entspannt. Vorteile sind eine deutlich einfachere Verbrennungsführung, wodurch eine höhere Flexibilität bezüglich der Gaszusammensetzung besteht und höhere Abgasqualität erreicht werden können. Für die Nutzung in Gasturbinen muss neben der Prozessluft auch das Produktgas verdichtet werden. Unter Druck hergestelltes Produktgas kann ohne zusätzlichen Verdichtungsaufwand genutzt werden und bietet entsprechende Vorteile hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrades einer Anlage. Wie beim Einsatz von Abgasturboladern darf bei der Verdichtung in der Mikrogasturbine der Teertaupunkt des Produktgases nicht unterschritten werden. Die Herstellung des Gases auf dem Druckniveau der Mikrogasturbine umgeht dieses Problem und es kann zusätzlich die Energie des heißen Produktgases in der Turbine genutzt werden. Anforderungen hinsichtlich der Gasqualität sind in Tabelle 3.5 angegeben.

Der Einsatz von Mikrogasturbinen für den kleinen Leistungsbereich befindet sich derzeit noch in der Entwicklung. Beispiel für eine Gaserzeugung unter Druck und Verwendung einer Mikrogasturbine ist der TurboHPR der hs energieanlagen GmbH der nach Herstellerangaben einen elektrischen Gesamtwirkungsgrad von 30 % erreicht (HS energieanlagen 2013).

3.5.3 Stirlingmotor-BHKW

Die energetische Nutzung von Holzgas über Stirlingmotoren bietet gegenüber üblichen Kreisprozessen mit innerer Verbrennung den Vorteil einer vollständigen Trennung von Verbrennungs- und Arbeitsprozess. Dabei wird das verdichtete Prozessgas nicht durch eine innere Verbrennung erwärmt, sondern es wird Wärme über den Erhitzerkopf (Wärmeübertrager) auf das Prozessgas übertragen. Neben den unter Mikrogasturbinen bereits geschilderten Vorteilen einer kontinuierlichen Verbrennung, ergeben sich durch diese Trennung entsprechend deutlich niedrigere Anforderungen an die Qualität des Produktgases. Auch hier kann die Teerproblematik durch Verwendung eines heißen Produktgases umgangen werden.

Prinzipiell ist dieses Verfahren gegenüber Gasturbinen und Motor-BHKW besser geeignet, um qualitativ minderwertigere Gase mit höherer Staub- und Teerbelastung zu verarbeiten. Trotzdem oder gerade deshalb sind auch diesem Verfahren technische Grenzen gesetzt. Die Erhitzerköpfe sind aufgrund ihrer hohen Temperatur anfällig gegen Verschlackung. Je nach Aschegehalt und -zusammensetzung des Produktgases wird dadurch die maximal mögliche Kopftemperatur begrenzt. Durch weiteren Temperaturverlust zwischen Erhitzerkopf und Prozessgas wird der thermodynamische Wirkungsgrad dieser Systeme weiter eingeschränkt. Kommerzielle Systeme erreichen derzeit einen elektrischen Gesamtwirkungsgrad von knapp 20 % (Stirling DK 2013).

3.5.4 Holzgas als Erdgassubstitut – Bio-SNG; flüssige Energieträger

Die Aufbereitung des Holzgases auf Erdgasqualität (SNG - Synthetic Natural Gas) eröffnet der Biomasse nach der Vergasung über das vorhandene Erdgasnetz ein breites Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten. Dadurch werden örtlich getrennte Erzeugung und Nutzung sowie Speicherung möglich. Insbesondere eine weitere Nutzung in KWK-Anlagen kann direkt beim Wärmeverbraucher erfolgen und der mit hohen Verlusten behaftete Transport der Wärme entfällt.

Basis der SNG Herstellung ist zunächst ein stickstoffarmes Rohgas, zu dessen Herstellung sich bisher die Wasserdampfvergasung als günstig erwiesen hat. Nach einer Gasreinigung, bei der Staub, Teer und für Katalysatoren schädliche Schwefel- und Halogenverbindungen entfernt werden, erfolgt unter Druck und Gegenwart von Katalysatoren die Methanisierungsreaktion. Dabei entsteht aus CO und H₂ als Gasbestandteile des gereinigten Rohgases CH₄ und H₂O. Anschließend wird dem Roh-SNG noch H₂O, CO₂, und H₂ entzogen. Nach erfolgter Einstellung des erforderlichen Wobbe-Index und Verdichtung kann es in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei der Herstellung von SNG aus Biomasse sind Wirkungsgrade von knapp 70 % möglich (Rönsch et al. 2009, S. 1417 - 1428).

Neben der Einspeisung in das Erdgasnetz können aus dem Produktgas auch flüssige Energieträger (BTL Kraftstoffe) synthetisiert werden (Kraftstoffe aus Biomasse der 2. Generation). Aus Rohgas mit vergleichbarer Zusammensetzung wie bei der SNG-Herstellung werden aus den Bestandteilen CO und H₂ nach der Fischer-Tropsch Synthese Paraffine, Olefine und Alkohole erzeugt. Anschließend wird aus diesen Zwischenprodukten durch Cracken der gewünschte Kraftstoff hergestellt. Der Anlagenwirkungsgrad von 40 % ist jedoch deutlich geringer als bei der SNG Erzeugung (Güssing Renewable 2012).

3.5.5 Brennstoffzellen

Ein weiterer vielversprechender Nutzungspfad ist die Bereitstellung elektrischer Energie aus Holzgas über Hochtemperaturbrennstoffzellen. Gegenüber dem derzeit vorherrschenden Umweg über thermische Kraftmaschinen verspricht diese Technologie nochmals eine deutliche Wirkungsgradsteigerung, da zumindest theoretisch die volle Brennstoffenergie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Reale Zellen erreichen im Teillastbetrieb Wirkungsgrade bis zu 70 %, unter Volllast etwa 50 - 60 %. Gesamtsysteme lassen demnach einen elektrischen Anlagenwirkungsgrad von 44 % erwarten. Bisher wurden nur in wenigen Forschungsprojekten alle Verfahrensschritte (Gaserzeugung, Aufbereitung und Brennstoffzelle) zusammen betrieben. Diese wenigen und zugleich kurzen Versuche (25 h) zeigen jedoch bei sorgfältiger Gasaufbereitung gegenüber dem reformierten Erdgas als Brennstoff keine höhere Degradationsrate (Martini et al. 2012, S. 69 - 74).

3.6 Bilanzierung

Die Bilanzierung von Biomassevergasungsanlagen ist ein wichtiger Baustein zur Beurteilung deren Leistungsfähigkeit und Effizienz, insbesondere im Vergleich zu anderen Bioenergiebereitstellungstechnologien. Bei der Anlagenoptimierung und -beurteilung ist die Bilanzierung ebenfalls ein wichtiges Hilfsmittel. Die Erfassung der ein- und austretenden Stoff- und Energieströme bildet dabei die Grundlage. Neben den absoluten Zahlen der jeweiligen Stoff- und Energieströme haben die verwendeten Messverfahren und deren Messgenauigkeiten einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Bilanzierung. Durch die Komplexität einer Biomassevergasungsanlage sowie die verschiedenen Vergasungstechnologien (u. a. Luft-/ Wasserdampfvergasung, Festbett-/ Wirbelschichtvergasung) ist eine einheitliche und vergleichbare Basis der Anlagenbilanzierung von enormer Bedeutung. Einen Weg zur Bilanzierung von Biomassevergasungsanlagen ist im Methodenhandbuch des Service- und Begleitprogramms zur Förderinitiative energetische Biomassenutzung des BMU aufgezeigt. Darin wird die Biomassevergasungsanlage soweit vereinfacht und vereinheitlicht, dass die definierten Parameter und Berechnungsvorschriften für alle Vergasungstechnologien und -anlagen anwendbar sind. Weiterhin ist bei der Anwendung dieser Bilanzierungsvorschrift der Vergleich mit den anderen Pfaden zur Bereitstellung von Energie aus Biomasse (Verbrennung und Vergärung) problemlos möglich, da die dort verwendeten Prozess- und Kenngrößen entsprechend vereinheitlicht wurden. Abbildung 3.6 zeigt das Bilanzschema einer Biomassevergasungsanlage laut Methodenhandbuch (Thrän et al. 2013, S. 55).

Für die Bilanzierung von Biomassevergasungsanlagen können neben dem Methodenhandbuch u. a. auch die VDI Richtlinien 4608 und 4661 sowie die Richtlinie 2004/8/EG und das AGFW -Arbeitsblatt FW 308 benutzt werden. Diese bieten im Vergleich zum Methodenhandbuch aber keine vollständigen und mit anderen Bioenergie-Technologien leicht vergleichbaren Ansätze.

1 ... Systemgrenze Bioenergieanlage
 2 ... Systemgrenze Konversionsstufe

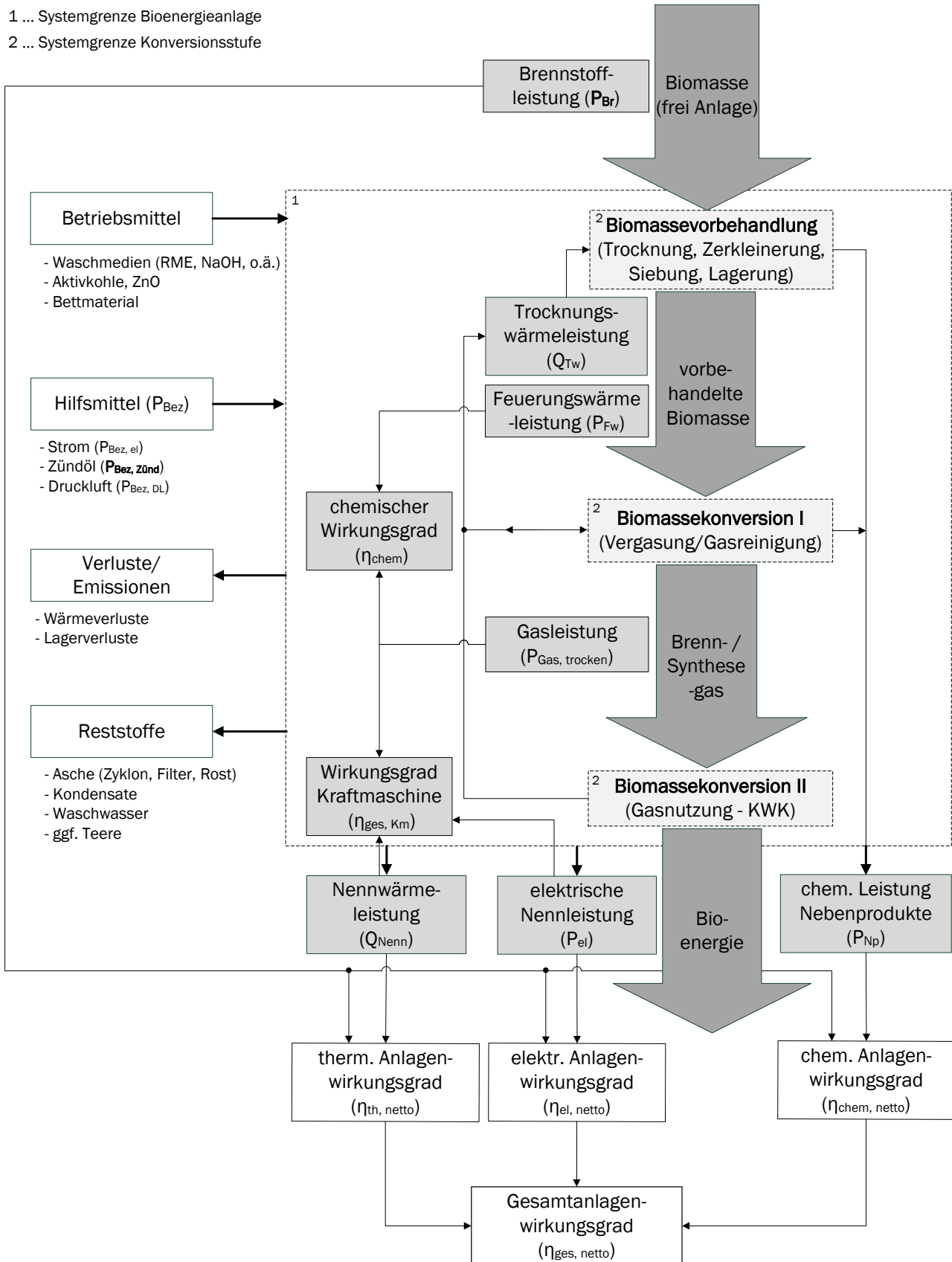


Abbildung 3.6 Bilanzschema einer Biomassevergasungsanlage (Thrän et al. 2013, S. 55; © DBFZ).

4 Messtechnik

Für eine technische, ökonomische und ökologische Anlagenbewertung ist es notwendig, Stoff- und Energieströme verlässlich zu erfassen. Dazu sind im Folgenden neben der möglichen Messtechnik zur Bestimmung der Brenngasqualität notwendige Parameter zur Bilanzierung von Biomassevergasanlagen aufgezeigt. Zudem sind grundlegenden Aspekte der Sicherheitstechnik und der Prozesssteuerung als zentrale Elemente eines sicheren und störungsarmen Anlagenbetriebs dargestellt.

4.1 Überblick zur Messtechnik

An Biomassevergasanlagen müssen für das Verständnis, der in den Reaktoren ablaufenden Reaktionen unterschiedliche Massen- und Volumenströme von Brenn-/ Hilfs-/ Reststoffen und Produkten sowie deren Qualität messtechnisch erfasst werden. Zudem ist die Erfassung dieser Größen die Grundlage der Bilanzierung von Biomassevergasanlagen. Die Genauigkeit der Messwerte bestimmt maßgeblich die Ergebnisse der Anlagenbilanzierung.

Zur Ermittlung der Eingangsströme ist die Bestimmung der Massenströme des Brennstoffs und aller Hilfsstoffe notwendig. Diese werden im Regelfall direkt bei der Anlieferung durch Wiegen der Einsatzstoffe in Verbindung mit der Dokumentation ihrer Verbrauchszeit oder zeitaufgelöst mit Wägezellen an den jeweiligen Dosierbehältern vor Ort an den Anlagen bestimmt. An die Messtechnik zur Bestimmung der Qualität (Zusammensetzung) des erzeugten Produktgases werden durch die verschiedenen darin enthaltenen Komponenten besondere Anforderungen gestellt. Wie schon in den vorherigen Abschnitten angesprochen, besteht das bei der Biomassevergasung erzeugte Produktgas aus den typischen Brenngaskomponenten (CO , CO_2 , H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4), Wasserdampf (H_2O), Feststoffpartikel, Teere (kurz-/ langkettige und aromatische Kohlenwasserstoffe), Halogen-/ Schwefel-/ Stickstoffverbindungen (z. B. H_2S , COS , HCl , NH_3) und Alkalien (z. B. NaCl , KCl , NaOH , KOH). Die Bestimmung der Zusammensetzung des Brenngases ist in erster Linie für die Berechnung des Brenngasheizwertes und der Konzentration und die Art der enthaltenen Schadstoffe wichtig. Für diese Bestimmung nutzen die derzeit am Markt verfügbaren Geräte unterschiedliche Messprinzipien, welche in Tabelle 4.1 dargestellt sind.

Tabelle 4.1 Messverfahren Brenngaskomponenten.

Brenngaskomponente	Messprinzip	Messgasaufbereitung
CO , CO_2 ,	Wärmeleitfähigkeit, IR-Spektroskopie, photometrisch	$T > 180 \text{ °C}$, staubfrei, trocken (Ausnahme IR)
H_2	Wärmeleitfähigkeit	$T > 180 \text{ °C}$, staubfrei, trocken
CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4	Wärmeleitfähigkeit, Flammenionisation, IR-Spektroskopie	$T > 180 \text{ °C}$, staubfrei, trocken (Ausnahme IR)
H_2O	IR-Spektroskopie, Psychrometrie	$T > 180 \text{ °C}$, staubfrei (Ausnahme: Psychrometrie)

Die dargestellten Messprinzipien werden u. a. in Mikro-GC, GC, GC-MS, FTIR, NDIR, Wärmeleitfähigkeitsdetektoren, Psychrometern und Flammenionisationsdetektoren eingesetzt, die an Biomassever-

gasungsanlagen zum Einsatz kommen, um je nach Messgerät verschiedene Gaskomponenten bestimmen zu können. Die Bestimmung der Feststoffpartikelbeladung im Brenngas wird im Regelfall durch die aus der Verbrennungstechnik standardisierte gravimetrische Messmethode durchgeführt. Dabei wird ein definierter Gasvolumenstrom mit Partikelbeladung in einer festgelegten Zeit über einen Filter geleitet. Über die Gewichtszunahme des Filters in Verbindung mit der Probenahmezeit und dem normierten Gasvolumenstrom lässt sich die Feststoffpartikelbeladung in g/m^3 (i. N.) bestimmen. Die Menge und Zusammensetzung von Teeren bzw. Kohlenwasserstoffverbindungen können auf mehrere Wege bestimmt werden. Die Standardmethode ist das Teerprotokoll. Abweichend dazu gibt es Messverfahren, die lediglich an das Teerprotokoll angelehnt sind, d. h. nicht exakt (zur Vereinfachung der Messabläufe) nach der vorgegebenen Norm arbeiten, aber dessen Grundprinzip nutzen. Es gibt jedoch noch weitere Verfahren zur Bestimmung von Kohlenwasserstoffzusammensetzung und -menge. Einen Überblick gibt die folgende Tabelle 4.2.

Tabelle 4.2 Übersicht Methoden Kohlenwasserstoffbestimmung (TU-Berlin 2013).

Messverfahren	Messequipment	Bemerkung
Teerprotokoll (DIN CEN/TS 15439:2006)	Equipment laut Norm	Nahezu ungeeignet für Feldmessungen
Angelehnt an Teerprotokoll	Nutzerspezifisches Equipment	Bedingt geeignet für Feldmessungen (je nach Vereinfachung)
Kühlfalle-Methode	Nutzerspezifisches Equipment (meist Eigenbau)	Einfache Methode für hohe Teerbeladungen, geeignet für
SPA-Methode	Kanüle-SPA-Röhrchen-Spritze	Einfache Methode, sehr gut geeignet für Feldmessungen
Flüssig-Quench-Probenahme mit Gas- und Kondensatanalyse	Nutzerspezifisches Equipment (meist Eigenbau)	Entwickler/ Nutzer: PSI
Teeranalysator Ta 120-3	Messgerät der Firma Ratfish	Entwickler/ Nutzer: IVD Stuttgart
Teer-Taupunktanalysator	Nutzerspezifisches Equipment (meist Eigenbau)	Entwickler/ Nutzer: ECN
PID – Photo-Ionization-Detektor	K. A.	Entwickler/ Nutzer: BTG, KTH
FTIR-Messung	FTIR	Entwickler/ Nutzer: CEA
Fluoreszenz und Absorptionsmessung	Kombigerät zur Absorptionsmessung und Fluoreszenzspektroskopie	Entwickler/ Nutzer: TU Graz
Laser-Inductions-Fluoreszenz-Messung	K. A.	Entwickler/ Nutzer: TU Berlin, TU München
Gaschromatographie mit und ohne Massenspektrometer	K. A.	Entwickler/ Nutzer: VTT, NREL
GC/MS mit Elektronen und Laser und Ionisation	K. A.	Entwickler/ Nutzer: TU Berlin
TOF-MS	Massenspektrometer mit Soft-Photo-Ionisation	Entwickler/ Nutzer: Universität Rostock

Für Halogen-/ Schwefel-/ Stickstoffverbindungen und Alkalien sind derzeit keine standardisierten Messverfahren bekannt. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, z. B. chemische Messverfahren oder Infrarotspektrometer, um diese Komponenten messtechnisch zu erfassen. Bei der Nutzung von Messtechnik an einer Biomassevergasungsanlage ist in jedem Fall die Einsetzbarkeit je nach Vergasungsverfahren und -anlage und notwendiger Gasaufbereitung zu prüfen. Weiterhin sollten die genauen Messbedingungen dokumentiert und wenn möglich standardisierte Messmethoden/ -geräte eingesetzt werden. Dies gewährleistet die richtige Anwendung der Messverfahren, die Vergleichbarkeit der erzielten Messdaten und die Minimierung der Messunsicherheiten.

4.2 Sicherheitstechnik

Um eine Biomassevergasungsanlage am Markt zu platzieren, ist eine Vollautomatisierung aus technischer und wirtschaftlicher Sicht notwendig. Des Weiteren ist eine Integration von Sicherheitsmaßnahmen in ein automatisiertes Regelungssystem möglich und aufgrund prozessspezifischer Gefahren und Risiken dringend erforderlich. Folgende Bereiche sollten dabei abgedeckt sein:

- Brennstofflager und -zufuhr
- Brennstoffpegel im Vergasungsreaktor
- Zuführung des Vergasungsmittels in den Vergasungsreaktor
- Reinigungsabfolge der eingesetzten Filter
- Verhältnis Luft zu Gas im Motor
- CO-Überwachung und Rauchmeldung in der Produktionsstätte
- Spezifischer Anlagendruck
- Reststoffabfuhr und -lagerung

Wie eine gute Auslegungs- und Betriebspraxis zu erfolgen hat, ist im „Leitfaden für die sichere und umweltverträgliche Biomassevergasung“ (Gasification guide 2009) ausgearbeitet und findet in der folgenden Tabelle 4.3 eine Zusammenfassung.

Tabelle 4.3 Messtechnische und bauliche Sicherheitsausrüstung (BTG 2009, S. 47 ff.).

Bereich	Bauliche Maßnahmen	Sicherheitstechnik
Leitwarte	<ul style="list-style-type: none"> - Wegen möglichem Austritt giftiger Gase, Brand- und Explosionsgefahren sind Leitwarten und Aufenthaltsräume von der übrigen Anlage zu entkoppeln - Belüftung mit Überdruck - Geräte zur Brandbekämpfung - Notduschen, Verbandkästen - Persönliche Schutzausrüstung 	<ul style="list-style-type: none"> - Not-Aus-System - Warn-, Alarmierungs- und Schutzeinrichtung
Brennstofflager	<ul style="list-style-type: none"> - Räumliche oder bauliche Trennung vom Vergaser-aufstellraum (z. B. durch einen wirksamen Feuerschutzvorhang) 	<ul style="list-style-type: none"> - Temperaturmessstellen - Rauchmelder ggf. Sprühdüsen

Bereich	Bauliche Maßnahmen	Sicherheitstechnik
Vergaseraufstellraum	<ul style="list-style-type: none"> - Mindestens zwei Rettungswege - Gute Belüftung 	<ul style="list-style-type: none"> - Überwachung des Luftstroms (CO) - Temperaturmessstellen
Explosionsgefährdet eingestufte Bereiche	<ul style="list-style-type: none"> - Kennzeichnung durch Warnschilder 	<ul style="list-style-type: none"> - Überwachung des Luftstroms (CO)
Lärmquellen	<ul style="list-style-type: none"> - Kennzeichnung durch Warnschilder 	<ul style="list-style-type: none"> - Unterbringung in getrennte, schall-isolierte Räume, Schallschutzhauben
Anlagenteile	<ul style="list-style-type: none"> - Fertigung von Reaktor, Behälter, Ventile und Rohrleitungen aus hochwertigen Werkstoffen - Gasdichtheit, Drucküberprüfung 	-
Luft- und Gasauslässe am Vergaser, einschl. der Brennstoffaufgabe, zur Fackel und zum Gasmotor	<ul style="list-style-type: none"> - Absperrorgane, die bei Störungen oder im Falle einer Notabschaltung eine Sicherheitsfunktion haben, müssen fehlersicher ausgeführt sein - Ausstattung mit doppelten Absperrorganen (in Reihe) oder mit Flammenrückschlagsicherung - Falsche (Ein-)Stellungen handbetätigter Armaturen sollten nicht möglich sein 	-
Elektrische Einrichtungen	<ul style="list-style-type: none"> - Erdung gasführender Anlagenteile - Galvanische Trennung der Stromversorgung für Messgeräte - Ausstattung von speicherprogrammierbaren Steuerungen mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung 	-
Gas-/ Luft-Gemisch-zufuhr zum Motor	<ul style="list-style-type: none"> - Geerdete und abgeschirmte Leitungen 	-
Rotierende Teile	<ul style="list-style-type: none"> - Sicherheitsschalter und lokale Trennschalter - Schutzabdeckungen 	-
Gasführende Anlagenteile	<ul style="list-style-type: none"> - Messtechnische Überwachung der Druckdifferenz zur Detektion von Lecks oder Verunreinigungen 	<ul style="list-style-type: none"> - CO-Gasdetektoren
Gas-/ Luft-Wärmeübertrager	<ul style="list-style-type: none"> - Sauerstoffsensoren - Temperaturmessstellen 	-
Gasfackel oder eine vergleichbare Einrichtung	<p>Automatische Verbrennung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wenn die Gasqualität für einen Einsatz im Gasmotor nicht ausreicht - Bei Motor- und Systemstörungen 	<p>Ausstattung mit:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Automatischer Zündung - Flammenüberwachung

4.3 Prozesssteuerung

Die Prozesssteuerung sowie -regelung als Teilgebiete der Automatisierungstechnik verknüpft wesentliche Bereiche des Anlagenbetriebs. So kann eine ausgereifte anlagenspezifische Lösung der Prozesssteuerung einen sicheren und energieeffizienten Anlagenbetrieb gewährleisten sowie für technische und ökonomische Betrachtungen die notwendige Datenbasis der Anlagenparameter bereitstellen. Voraussetzung dafür ist die sensorische Erfassung von Eingangsparametern, Weitergabe und Wandlung der Messsignale durch ein zentrales Informationsverarbeitungsmodul sowie die anschließende Prozesssteuerung durch Aktoren bzw. vorab definierten automatischen Prozeduren. Im Hinblick auf die sensorische Erfassung von diskontinuierlichen bzw. kontinuierlichen Prozesszuständen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen sind dabei folgende Führungsgrößen von besonderer Relevanz:

- Temperatur (Reaktor, Kühlmedien, Gas, Fackel, etc.)
- Druck (als Absolut- oder Differenzdruck eines Anlagenteils bspw. Filter, Wärmeübertrager, Gebläse, etc.)
- Durchfluss bzw. Durchsatz sowie Füllstände
- Gasqualitätsmessung bspw. als (Rest-)Sauerstoffgehalt
- Position von Stellgliedern oder -geräten (Füllstand, Klappen, etc.)
- Drehzahl oder Leistungsaufnahme von Antrieben (Fördereinrichtungen wie Gebläse, Bänder, Schnecken, etc.)

Die für eine automatisierte Messwerterfassung und Steuerung des Anlagenprozesses notwendige Zentraleinheit ist die Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), die heutzutage eine weitverbreitete Anwendung findet. Über die verbauten Sensoren und Aktoren interagiert die SPS mit der Anlage. Unter Verwendung einer SPS lassen sich Subprozesse der Anlage teilweise aber auch vollständig automatisieren. Von besonderer Bedeutung sind zudem die Möglichkeiten der modularen Erweiterbarkeit des Automatisierungsgrades sowie die Option des Fernzugriffes auf die Prozessabläufe, was eine bedarfsgerechte Einspeisung der bereitgestellten elektrischen Energie bzw. eine vereinfachte Anlagenwartung unter fachgerechter Anleitung ermöglicht. Die für die Bilanzierung relevanten kontinuierlich erfassten Prozessparameter können unter Verwendung einer automatisierten Anlagensteuerung direkt am Anlagen-PC visualisiert ausgegeben werden oder stehen durch die fortlaufende Messwerterfassung und -archivierung weiteren detaillierten Bewertungen zur Verfügung.

Im Rahmen der verfahrenstechnischen Anlagenkonzeptionierung sind zu erfassenden Messgrößen und die notwendigen Aktoren zu ermitteln und zumeist in Form eines EMSR-Konzeptes festzuhalten. Dazu sind in Tabelle 4.4 die Bedeutung und die Reihenfolge der EMSR-Kennbuchstaben gemäß DIN 19 227 aufgelistet, wobei zwischen Mess- oder Eingangsgrößen und der Signalverarbeitung unterschieden wird.

Tabelle 4.4 Bedeutung und Reihenfolge der EMSR-Kennbuchstaben gemäß DIN 19 227.

	Gruppe 1: Mess- oder Eingangsgröße		Gruppe 2: Verarbeitung
	Erstbuchstabe	Ergänzungsbuchstabe	Folgebuchstabe
A			Störungsmeldung, Alarm
C			Selbsttätige Regelung

	Gruppe 1: Mess- oder Eingangsgröße	Gruppe 2: Verarbeitung
D	Dichte	Differenz
E	Elektrische Größen	Aufnahmefunktion
F	Durchfluss, Durchsatz	Verhältnis
G	Abstand, Länge, Stellung	
H	Handeingriff	Oberer Grenzwert (high)
I		Anzeige
K	Zeit	
L	Stand (Füllstand)	Unterer Grenzwert (low)
O		Sichtzeichen, Ja/ Nein-Anzeige
P	Druck	
Q	Stoffeigenschaften	Integral, Summe
R	Strahlungsgrößen	Registrierung
S	Geschwindigkeit, Drehzahl, Frequenz	Schaltung, Ablaufsteuerung
T	Temperatur	Messumformerfunktion
U	Zusammengesetzte Größen	
V	Viskosität	Stellgerätefunktion
W	Geschwindigkeit, Masse	
Y		Rechenfunktion
Z		Noteingriff, Schutzeinrichtung

Die beispielhafte Darstellung einer Gebläsesteuerung in Abbildung 4.1 zeigt das Prinzip der automatischen Messwerterfassung und der darauf basierenden Prozessregelung. Dafür wird mittels eines Differenzdrucksensors (PDIC – Pressure Difference Indicator and Controller) der Brenngasdruck erfasst und mit dem Umgebungsdruck verglichen. Der Differenzdruck bildet sämtliche Druckverluste, durch Strömungswiderstände der Rohrleitungen, Apparate, Armaturen, Feststoffschüttung im Reaktor, etc. verursacht, der vorgeschalteten Anlagenteile ab. Da unter Berücksichtigung weiterer Anlagendruckverluste noch ein spezifischer Brenngasvordruck am BHKW sichergestellt werden muss, wird dieser über die Sollwertvorgabe der Gebläsedrehzahl erreicht. Hierzu wird der erfasste Ist-Wert mit der Sollwertangabe frequenziell verglichen und bei etwaigen Abweichungen die Gebläsedrehzahl angepasst.

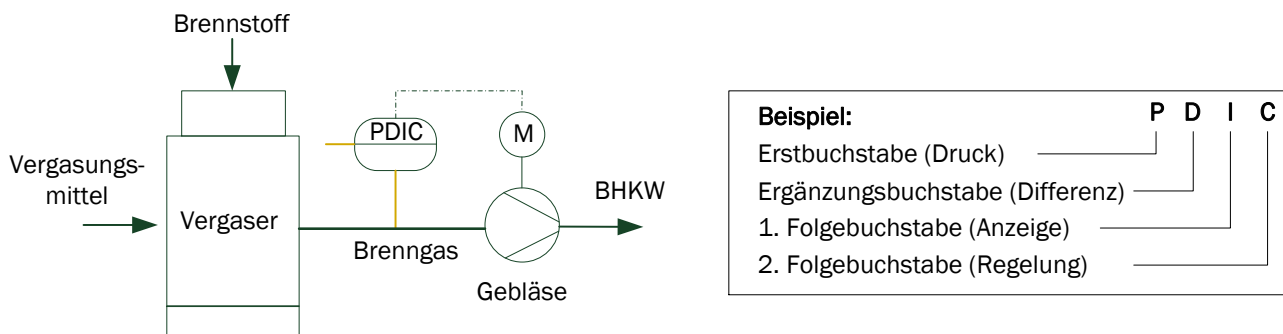


Abbildung 4.1 Beispiel einer automatischen Gebläseregelung (© IFF).

Auch aus sicherheitstechnischen Gründen ist daher die Implementierung einer automatisierten Prozesssteuerung notwendig. So können wiederkehrende kritische Anlagenzustände anhand vordefinierter Sollwerte automatisch erkannt und dem Betreiber rechtzeitig zur Störungsbehebung gemeldet bzw. eigenständig die Anlage in einen sicheren Zustand überführt werden. Durch die ausgegebenen Fehlermeldungen lassen sich die Störquellen eingrenzen und tragen somit zur Verkürzung der Anlagenstillstandzeiten bei. In diesem Zusammenhang sind vor allem die Überwachung von Messwerten mit indikativer Aussagekraft, wie z. B. der Methangehalt des Brenngases (Bezug zum Teergehalt) oder auch der Anlagendruckverlust (Wirksamkeit des Vergasungsmoduls), zu sehen. Beispielsweise kann durch steigenden Anlagendruckverlust eine Beeinträchtigung des Konversionsprozesses (beginnende Versinterung der Kesselasche) rechtzeitig erkannt und geeignete Gegenmaßnahmen ergriffen werden, bevor eine aufwändige Anlagenwartung erforderlich wird. Auch im Hinblick auf die Gewährleistung der Betriebssicherheit kommt der fortlaufenden Überwachung des Anlagendrucks eine besondere Bedeutung zu. Mit der Sicherstellung eines definierten Unterdrucks in allen gasführenden Leitungen und Apparaten kann ein unbeabsichtigtes Austreten des Brenngases und den damit einhergehenden möglichen Gefahren (Vergiftung oder Explosion) weitgehend vermieden werden. Zu diesem Zweck kann beispielsweise eine ständige Überwachung des festgelegten Unterdruckbereiches von wenigen mbar als Bestandteil des Sicherheitskonzeptes definiert werden. Erreicht der Anlagendruck einen kritischen Bereich (keine oder lediglich geringste Druckdifferenz zur Umgebung) wird dann eine Erhöhung der Leistung des Saug-Zug-Gebläses oder gar ein kontrolliertes Außerbetriebsetzen der Anlage erforderlich bzw. sind größere Leckagestellen insbesondere nach durchgeführter Anlagenwartung zu identifizieren.

4.4 Notwendige Messtechnik für Anlagenbewertung

Die Bereitstellung von Energie aus Biomasse ist mit Konversionsprozessen verbunden, die durch Input und Output von Stoff- und Energieströmen gekennzeichnet sind. Somit bildet die Energie- und Stoffbilanzierung (vgl. Kapitel 0) des Prozesses eine Voraussetzung für die technische, ökonomische und ökologische Bewertung der Anlagen. Darüber hinaus ermöglicht die Kenntnis der Stoff- und Energieströme die Berechnung von Kenngrößen, mit denen der Konversionsprozess technisch und energetisch charakterisiert und bewertet werden kann. Dabei muss eine Vermischung der Größen aus verschiedenen Teilsystemen vermieden werden. Die Stoff- und Energiebilanzierung beruht auf der Definition eines Bilanzraumes und der Erfassung aller ein- und ausgehenden Ströme. Die erforderlichen Daten sollten durch direkte, möglichst redundante Messungen erfasst werden. Ist dies aus Gründen der technischen Realisierbarkeit nicht möglich, müssen die Daten entweder indirekt aus anderen Messgrößen oder durch Bilanzierung berechnet werden (Thrän et al. 2013, S. 53).

In Tabelle 4.5 sind die Parameter einer Biomassevergasungsanlage mit dem entsprechend zu messenden Eigenschaften und der dafür zur Verfügung stehenden Messtechnik dargestellt.

Tabelle 4.5 Übersicht der Parameter zur Bilanzierung von Holzvergaser-BHKW.

Betriebsparameter	Messort	Eigenschaft	Messgröße	Messtechnik
Anlagenbetriebsstunden	Schaltschrank Anlagensteuerung	Zeit	Betriebsstunden	Betriebsstundenzähler

Betriebsparameter	Messort	Eigenschaft	Messgröße	Messtechnik
Brennstoff	Anlieferung, Vergasereintritt	Massenstrom, TS-Gehalt, Brennwert	Gewicht, Brennwert, Elementarzusammensetzung	Waage, Trockenschrank, Kalorimeter, Elementaranalyse (Labor)
Vergasungsmittel	Vergasereintritt	Volumenstrom, Temperatur	Volumen	Staurohr, Datalogger, Thermoelemente
Produktgas	Motoreintritt	Volumen-/ Massenstrom, Temperatur, Zusammensetzung	Volumen, Gaszusammensetzung (CO, CH ₄ , H ₂ , O ₂ , CO ₂ , H ₂ O)	Staurohr, Datalogger, Thermoelemente, Gasanalyse (rein)
Motorluft	Motoreintritt	Volumen-/ Massenstrom, Temperatur	Volumen, Gewicht	Volumenbestimmung, Datalogger, Thermoelemente
Reststoffe (Rostasche, Filterasche, Teer, Kondensat)	Austritt Vergaser, Gasreinigung	Massenstrom, TS-Gehalt, Zusammensetzung, Brennwert	Gewicht, Brennwert	Waage, Kalorimeter und Elementaranalyse (Labor)
Elektroenergie	Netzeinspeiseknoten	Leistung	-	Stromzähler oder Abrechnung Energieversorger
Elektroenergie Eigenbedarf	Schaltschrank, Anlagensteuerung	Leistung	-	Stromzähler
Wärmeenergie	Wärmenetzübergabe	Nutzwärmeleistung	-	Wärmemengenzähler
Wärmeenergie Eigenbedarf (z. B. Brennstofftrocknung)	Wärmeübertrager, Trocknung	Wärmeleistung-Eigenbedarf	-	Wärmemengenzähler
Betriebsmittel (Zündöl, Motoröl, Aktivkohle)	Eintritt Vergaser, Gasreinigung, Motor	Massenstrom, Brennwert	Gewicht, Volumen, Brennwert	Waage, Gaszähler, Kalorimeter (Labor)
Abgas	Anlagenaustritt nach Katalysator	Volumenstrom, Temperatur, Zusammensetzung	Volumen, Gaszusammensetzung (O ₂ , CO, NO _x , HC)	Gasanalyse, Thermoelemente, Staurohr
Thermodynamische Zustände	Trocknung, Vergaser, Gasreinigung, Motor	Druck, Temperatur	-	Thermoelemente, Drucksensoren

Die Kombination aus Biomasse(Holz)-Vergaser und BHKW ist ein System, das aus mehreren Einzelkomponenten besteht. Die wichtigsten Schnittstellen zwischen diesen Komponenten sind dabei die Brennstoffbereitstellung mit einer definierten Brennstoffqualität am Vergasereintritt (Feinanteil, TS-Gehalt, Kohlenstoffanteil, Ascheanteil), die Gaszusammensetzung am Vergaseraustritt (Produktgas), die Menge und Qualität fester Reststoffe aus dem Vergasungsprozess, die Gasqualität am Ende der Gasreinigungs- und Gaskühlstrecke und am Eintritt in den Motor sowie die Gasqualität sowohl am Motor-Austritt als auch am Austritt in die Umgebung (Schüßler et al. 2009, S. 15 - 18). An diesen definierten Schnittstellen werden, unter Beachtung der zur Verfügung stehenden Messtechnik (Vor-Ort, mobil) und mit Berücksichtigung der Untersuchungsziele, die Messpunkte festgelegt. Ziel sollte eine kontinuierliche Erfassung aller Stoff- und Energieströme sein, um eine möglichst repräsentative Bilanzierung (siehe Kapitel 3.6) zu gewährleisten. Beispielhaft für die Messpunktauswahl wurden bei einer zu bewertenden Anlage folgende Werte der entsprechenden Parameter erfasst. So erfolgten die Ablesung der Zählerstände der entsprechenden Nutzenergien (Elektroenergie, Nutzwärme), die Erfassung der Ein- bzw. Ausgangsströme von Brenn- und Reststoff, deren Analyse (TS-Gehalt, Elementarzusammensetzung, Brennwert) im Labor sowie die Messung des zugeführten Volumenstromes des Vergasungsmittels Luft. Hinsichtlich Produkt- und Abgasqualität wurden jeweils der Volumenstrom und die Gaszusammensetzung messtechnisch erfasst. Zur Veranschaulichung sind die gewählten Messpunkte in der Abbildung 4.2 beispielhaft in ein vereinfachtes Anlagenschema integriert.

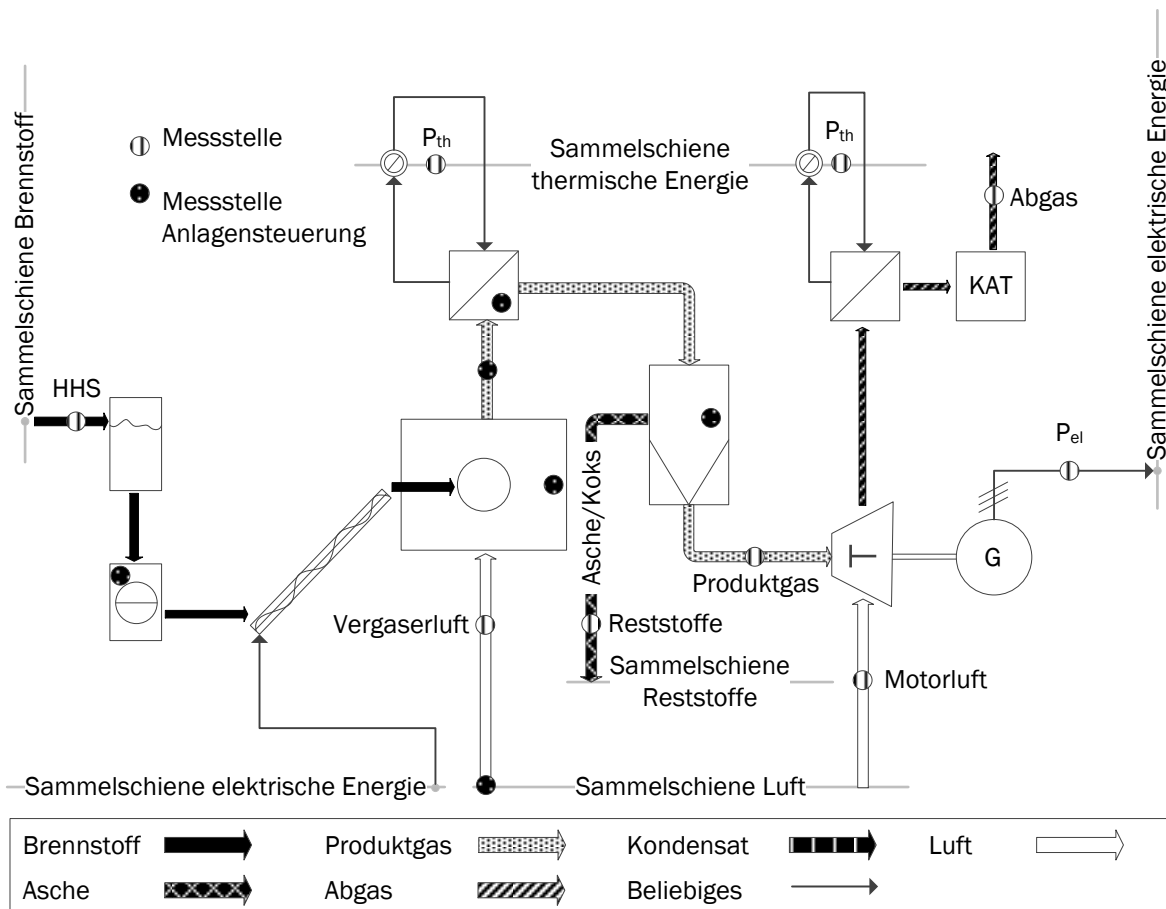


Abbildung 4.2 Darstellung von Messstellen an einem Beispiel (© HSZG).

5 Die kleintechnische Biomassevergasung

Im Bericht „Erneuerbare Energien - Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft“ des BMU ist die Dezentralität der erneuerbaren Energieträger ein Garant für eine gerechteren Verteilung der Wertschöpfung aus der Energiebereitstellung (BMU 2011, S. 11). Des Weiteren bewirkt demnach eine Umstellung auf dezentrale Versorgungsstrukturen eine erhebliche Reduzierung der nationalen Rohstoffabhängigkeit und damit erhöhte sicherheitspolitische Stabilität (BMU 2011, S. 12). Die kleintechnische Biomassevergasung birgt dabei besonders durch den Einsatz regional verfügbarer Rohstoffe, aber vor allem durch eine standortangepasste Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mittels Nah- und Fernwärmenetze, ein enormes Potenzial für eine effiziente und innovative Nutzung von Biomasse. So kann ein wichtiger Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung der derzeitigen Energiepolitik geleistet und die Voraussetzung für das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft geschaffen werden.



Abbildung 5.1 Aufbereitung von Waldrestholz zu Holzhackschnitzeln (© DBFZ).

5.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Auf Basis des EEG-Monitoring-Datenbestands des DBFZ (DBFZ 2012) sind die Entwicklung des Anlagenbestands und die regionale Verteilung in Deutschland abbildbar. Die Mehrzahl der bis zum Jahr 2005 in Betrieb gegangenen Anlagen waren Versuchs- oder Einzelanlagen, die die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Verfügbarkeiten nicht erreichten. In den Jahren 2006 und 2007 wurden von mehreren Herstellern erste Kleinserien mit elektrischen Leistungen zwischen 150 und 270 kW_{el} vermarktet, die ebenfalls technische Probleme aufwiesen. Mehrere Anbieter gingen in die

Insolvenz. Umfassende Angaben zur tatsächlichen Zahl von EEG-Anlagen und deren Einspeiseleistungen in diesem Zeitraum sind aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber nicht verfügbar, so dass sich die folgenden Ausführungen erst auf die Entwicklungen seit 2008 beziehen. Abbildung 5.2 zeigt die Entwicklung des Anlagenbestands von 2008 bis 2011. Diese Jahre waren von einer steigenden Anlagenanzahl bei einer annähernd konstant bleibenden, kumulierten elektrischen Leistung von rund 9,5 MW geprägt. Darin spiegelt sich die steigende Anzahl in den Leistungsklassen $\leq 50 \text{ kW}_{\text{el}}$ und > 50 bis 200 kW bei gleichzeitiger Stilllegung von Anlagen höherer Leistung wider. Die Ursachen dieser Entwicklung liegen vor allem in den technischen Problemen der in den Jahren 2005 bis 2007 installierten Biomassevergasungsanlagen im Leistungsbereich $> 200 \text{ kW}_{\text{el}}$. Diese Anlagen haben sich als technisch noch nicht ausgereift und sehr wartungsintensiv erwiesen. Seit dem Jahr 2010 kann eine neue Dynamik mit schnell wachsendem Leistungszubau beobachtet werden. In jenem Jahr gingen 28 EEG-Anlagen mit einer elektrischen Kapazität von 2,5 MW ans Netz und 2011 weitere 10 MW.

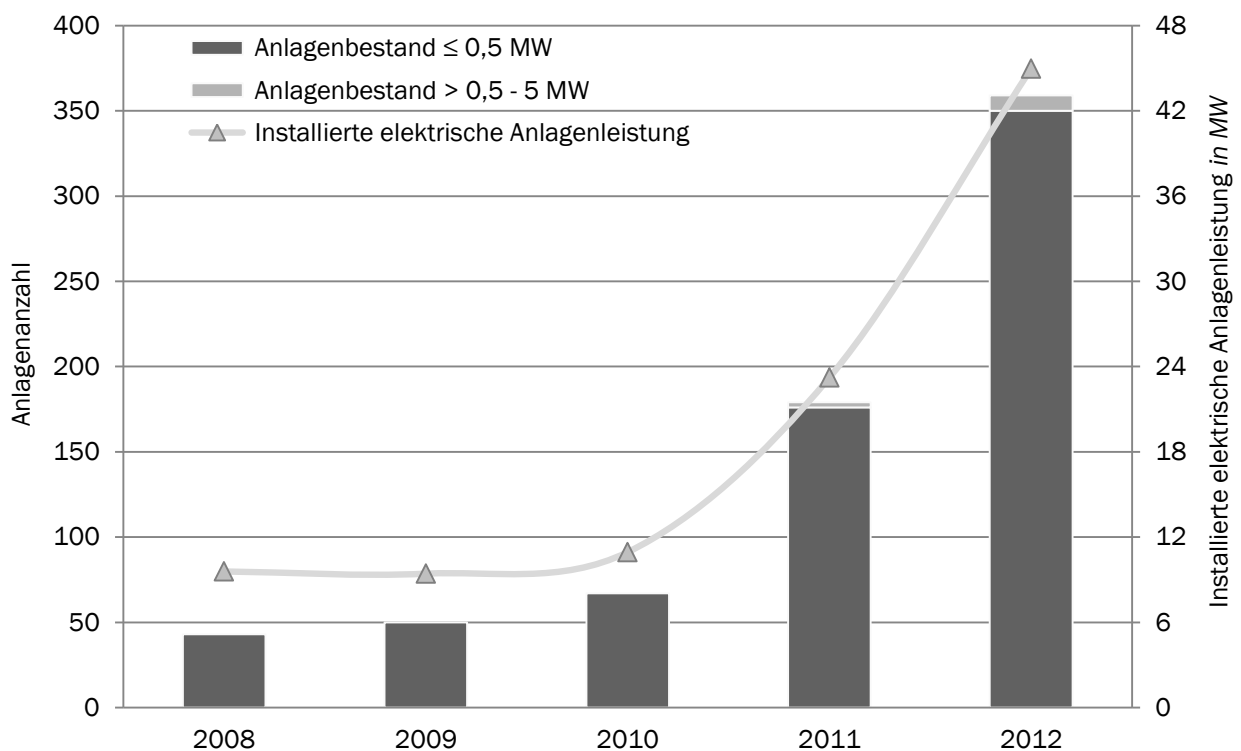


Abbildung 5.2 Entwicklung des Anlagenbestandes thermochemischer Vergasungsanlagen² (veränderte Darstellung nach DBFZ 2012, S. 24, © DBFZ).

² Die Angaben für 2011 beruhen auf Herstellerangaben und können noch nicht vollständig mit anderen Quellen abgeglichen werden. Die Werte verstehen sich daher unter Vorbehalt. Da aber in der Vergangenheit Anlagen aufgrund von technischen Schwierigkeiten und/ oder steigenden Brennstoffpreisen stillgelegt und zurückgebaut wurden, sind die Werte der Zeitreihe als maximaler Anlagenbestand anzusehen.

5.2 Regionale Verteilung

Im Jahr 2010 waren in allen Flächenländern, bis auf Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt, thermochemische EEG-Anlagen in Betrieb. Abbildung 5.3 zeigt die regionale Verteilung der Anlagen. Sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch mit Blick auf die Anlagenzahl dominieren die südlichen Bundesländer. Allein in Bayern werden mehr als die Hälfte aller Holzvergasungsanlagen betrieben. Diese Verteilung korreliert mit der hohen Zahl holzverarbeitender Betriebe in diesen Bundesländern und den Unternehmensstandorten der relevanten Hersteller von Holzvergasungsanlagen, die auf Grund der räumlichen Nähe schnell auf Anlagenstörungen reagieren können. Den Herstellerinformationen zum Leistungszubau für 2011 ist zu entnehmen, dass mit Aufnahme der Serienproduktion zunehmend auch Kapazitäten in anderen Bundesländern ans Netz gehen.

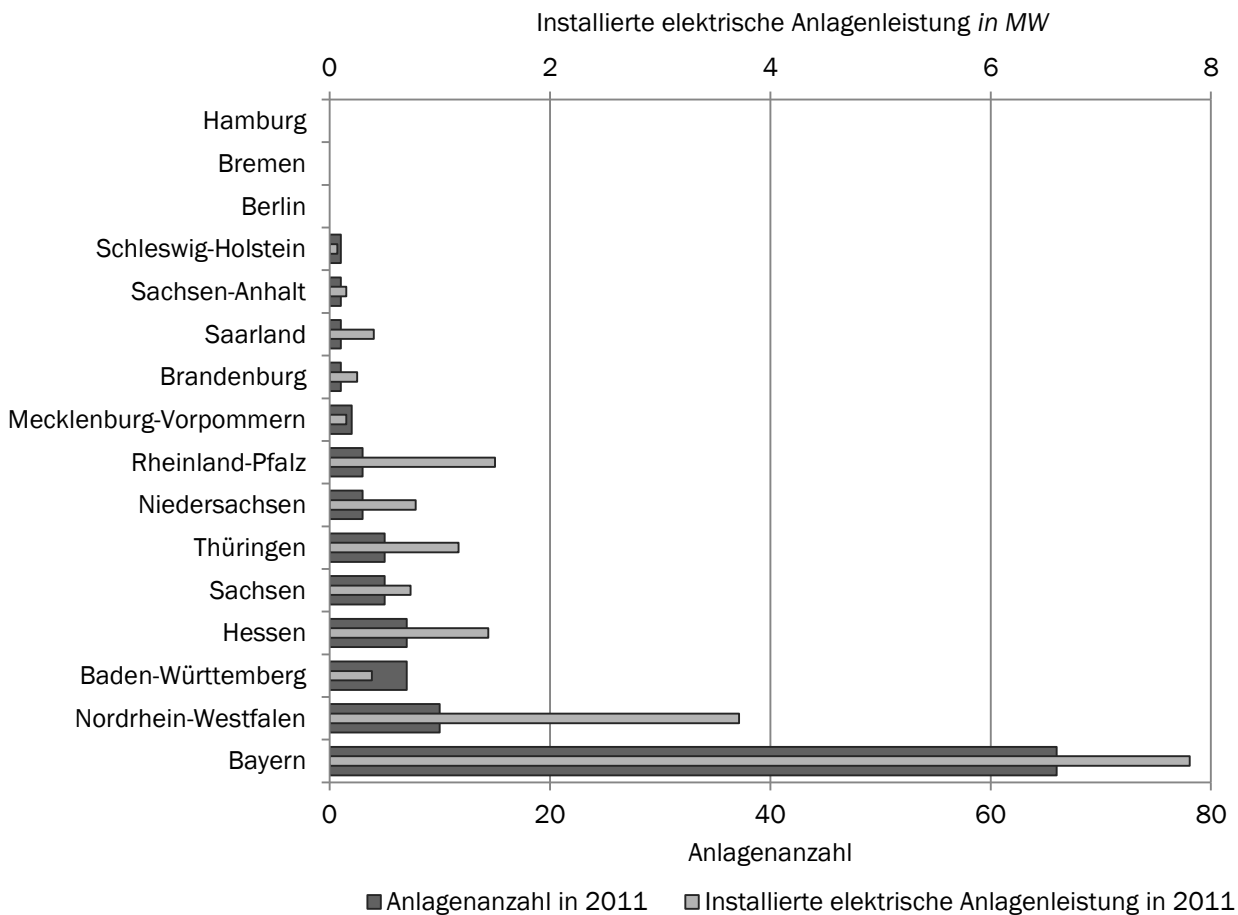


Abbildung 5.3 Regionale Verteilung der im Jahr 2011 betriebenen thermochemischen Vergasungsanlagen (veränderte Darstellung nach (DBFZ 2012, S. 25), © DBFZ).

5.3 Anwendungsbereich und Betreiber

Bis auf wenige Ausnahmen werden thermochemische Vergasungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung (KWK) genutzt. Die Stromkennzahl (Verhältnis von erzeugtem Strom zur Nennwärme) liegt zwischen 0,5 und 1. Die Wärme wird dabei für unterschiedliche Anwendungen im Sinne des KWK-Bonus und zur Trocknung des eigenen Brennstoffs genutzt. Darüber hinaus findet vereinzelt die Wärme zur Nachverstromung in einem ORC-Prozess Verwendung. Die Art der Wärmenutzung und die Betreiberstruktur von Vergasungsanlagen sind abhängig von der Anlagenleistung. Tabelle 5.1 gibt eine Zusammenfassung typischer Betreiberbranchen und Wärmeanwendungen in der jeweiligen Leistungsklasse. Die Tabelle und die nachfolgenden Erläuterungen beruhen auf den Informationen aus Betreiberbefragungen.

Tabelle 5.1 Anlagenanbieter, Betreiberbranchen und Wärmeanwendungen nach Leistungsklassen (Anlagenzahl bis einschließlich 2011, (DBFZ 2012, S. 26)).

Elektrische Leistungsklasse	Anbieter (Anlagenzahl)	Anwender/ Betreiber	Wärmeanwendungen
≤ 50 kW	Spanner (38) ENTEC (3) Andere (14)	Landwirte, Gewerbe	Eigenversorgung, Lohntrocknung
> 50 - 200 kW	Burkhardt (25) Spanner (5) ENTEC (7) Kuntschar (8) Andere (15)	Brennstoffhandel, Holzverarbeitendes Gewerbe, Schwimmbäder, Lohntrockner	Holztrocknung, Klärschlamm-trocknung, Nahwärme, Objektversorgung
> 200 - 1 000 kW	Burkhardt (1) ENTEC (1) Kuntschar (2) Mothermik (8) Andere (20)	Holzverarbeitendes Gewerbe, Gewerbeparks, Stadtwerke	Fernwärme, Trocknung
> 1 000 kW	Burkhardt (1) Andere (1)	Stadtwerke, Contracting Unternehmen	Fernwärme

Der elektrische Leistungsbereich bis 50 kW wird von Anwendungen zur Eigenversorgung mit Wärme im landwirtschaftlichen und gewerblichen Bereich dominiert. Die Anlagen werden in der Regel wärmegeführt betrieben. Typische Betreiber sind Höfe mit Agrotourismus, Käserei oder Viehaufzucht sowie holzhandelnde oder -verarbeitende Kleinbetriebe. Als Brennstoff kommen überwiegend Holzhackschnitzel aus regionalem Waldrestholz zum Einsatz. Dabei besteht kaum Konkurrenz zu Sägewerken und anderen holzverarbeitenden Betrieben, da diese höhere Qualitätsanforderungen haben. Teilweise werden eigene Holzquellen, in Einzelfällen auch Kurzumtriebshölzer aus Randbepflanzungen genutzt.

Die Nachfrage im Leistungsbereich > 50 bis 500 kW_{el} wird überwiegend von Unternehmen mit hohem Wärmebedarf gestellt. Typische Anwender sind das holzverarbeitende Gewerbe und der Brennstoffhandel, in Einzelfällen auch Einrichtungen wie Schwimmbäder und Wohnanlagen. Als Brennstoffe kommen ebenfalls Holzhackschnitzel oder Holzpellets zum Einsatz (siehe Kapitel 3.1).

5.4 Technologien und Verfahren

Das dominierende Holzvergasungsverfahren (siehe Kapitel 3.3) ist nach wie vor die absteigende Festbett-Gleichstrom-Vergasung, wobei in modernen Anlagen auch Verfahren der aufsteigenden Gleichstrom- und Wirbelschichtvergasung sowie zu geringen Anteilen weitere Verfahren eingesetzt werden.

Im Leistungsbereich bis 50 kW_{el} sind die absteigenden Gleichstromvergaser, die mit einem Gas-Ottomotor gekoppelt werden, stark verbreitet. Im elektrischen Leistungsbereich > 50 bis 500 kW wird beispielsweise der Brennstoff Holzpellets in einem aufsteigenden Bett pyrolysiert und in einer Wirbelschicht vergast und ausgetragen, oder der Brennstoff Hackschnitzel im absteigenden Gleichstromvergaser mit Gas-Ottomotor eingesetzt. Der elektrische Leistungsbereich > 500 kW bis 5 MW wurde in den Jahren 2005 bis 2008 von verschiedenen Anbietern mit unterschiedlichen Technologien bedient, darunter aufsteigende Gleichstromvergaser, gestufte Vergaser und Doppelfeuerungsvergaser. Die Anlagen erfordern allerdings einen hohen Wartungsaufwand. Alle derzeit in Deutschland angebotenen Vergasungsanlagen sind für den Brennstoff Holz in Form von Hackschnitzel oder Pellets konzipiert. Verschiedene Hersteller geben an, dass ihre Anlagen auf dem internationalen Markt auch für alternative Brennstoffe (z. B. Olivenkerne) nachgefragt werden.

5.5 Anlagendatenbank als Informationsplattform

Der Aufbau einer Informationsplattform als Grundlage für ein öffentliches Monitoring hinsichtlich Stand und Entwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung war Ziel eines Arbeitspakets des Bundesmessprogramms. Hierbei erfolgte die Zusammenführung und Verifizierung des bekannten Anlagendatenbestandes der Projektpartner sowie die Einarbeitung dieser und weiterer Anlagendaten externer Quellen in eine Datenbank. Dabei entstand eine Datenbank mit verifizierten Stammdatensätzen einer repräsentativen Auswahl von europäischen Biomassevergasungsanlagen. Diese ist derzeit online über die Homepage³ des Förderprogramms „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ verfügbar. Die im Rahmen des Projektes entwickelten Methoden und erhobenen Daten wurden für die kontinuierliche Weiterentwicklung der Datenbank genutzt. In Abstimmung mit den Projektpartnern wurde eine Struktur gewählt, in der das jeweilige Datenblatt für jede Anlage die Kategorien Anlagenübersicht, Anlagenkonfiguration, Betriebsdaten und messtechnische Untersuchungen enthält. Die Datenbank besteht aus einem öffentlich zugänglichen und einem passwortgeschützten internen Bereich. Im öffentlichen Bereich sind die allgemeinen technischen Daten der Anlagen (Anlagenübersicht, Anlagenkonfiguration) sowie im internen Bereich die Jahresbetriebsdaten sowie Informationen zu bisher durchgeführten messtechnischen Untersuchungen dargestellt. Der interne Bereich der Datenbank kann nach vorheriger Anmeldung des Nutzers über Benutzername und Passwort erreicht werden.

³ <http://www.energetische-biomassenutzung.de>

6 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Der Deutsche Bundestag hat am 30. Juni 2011 die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) beschlossen. Mit der Zustimmung des Bundesrates am 8. Juli 2011 schloss das Gesetzgebungsverfahren ab und es traten zahlreiche Neuerungen ab dem 01.01.2012 in Kraft. Unverändert blieben Vergütungsbeginn und -dauer. Laut EEG § 21 Abs. 1 sind „die Vergütungen [...] ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt und in das Netz nach § 8 Abs. 1 oder Abs. 2 eingespeist hat [...].“ Dabei sind nach Abs. 2 „die Vergütungen jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen.“

Die umfassendste Änderung betrifft die vorgeschriebene Mindestwärmenutzung. So muss entsprechend der Stromkennzahl⁴ die erzeugte Wärme einer KWK-Anlage im ersten Kalenderjahr nach Inbetriebnahme zu 25 % und ab dem zweiten Kalenderjahr zu 60 % genutzt werden, um die Grundvergütung, wie in Tabelle 6.1 dargestellt, zu erhalten. Damit wurde der bisherige, fakultative KWK-Bonus des EEG 2009 obsolet, aber im Gegenzug die Grundvergütung entsprechend angehoben. Folglich fand der Anspruch einer nachhaltigen Energiebereitstellung und -nutzung Einzug in das EEG. Besonders einschneidend für die kleintechnische Biomassevergasung war der Wegfall des Technologiebonus für innovative Technik in Höhe von 2 €/ct/kWh. Dadurch ist die Biomassevergasung den langjährig etablierten Technologien der Biomassevergärung und -verbrennung gleichgestellt, obwohl erst der Beginn einer Kommerzialisierung zu erkennen ist.

Tabelle 6.1 Vergütungsstruktur im Jahr 2012 des EEG 2012 für die thermochemische Konversion (EEG 2012).

	Einheit	Elektrische Bemessungsleistung in kW				
		≤ 150	≤ 500	≤ 750	≤ 5.000	≤ 20.000
Grundvergütung für elektr. Energie ¹⁾	€/ct/kWh	14,3	12,3	11,0	11,0	6,0
Einsatzstoffvergütungsklasse 0 ²⁾	€/ct/kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Einsatzstoffvergütungsklasse I ³⁾	€/ct/kWh	6,0	6,0	5,0 / 2,5 ⁵⁾	4,0 / 2,5 ⁵⁾	-
Einsatzstoffvergütungsklasse II ⁴⁾	€/ct/kWh	8,0	8,0	8,0	8,0	-

¹⁾ Vergütungshöhe im Jahr 2012 bis zur Grenze der Bemessungsleistung (danach 2 % p. a. Degression)

²⁾ Sägenebenprodukte, Stammholz

³⁾ Entsprechend der Definitionen der Biomasseverordnung im Anhang II (z. B. Getreide (Ganzpflanze), Gras einschließlich Ackergras, KUP, Miscanthus, Rinde, Waldrestholz)

⁴⁾ Entsprechend der Definitionen der Biomasseverordnung im Anhang III (z. B. Landschaftspflegematerial, Stroh und Holz aus KUP, sofern nicht auf Grünlandflächen, in Naturschutzgebieten, in Natura 2000-Gebieten oder in Nationalparks angepflanzt und keine zusammenhängende Fläche von mehr als 10 ha)

⁵⁾ Für den energetischen Anteil von Rinde und Waldrestholz wird ab einer Bemessungsleistung von 500 kW eine Einsatzstoffvergütung von 2,5 ct/kWh gewährt.

⁴ Die Stromkennzahl ergibt sich aus dem Verhältnis des elektrischen zum thermischen Wirkungsgrad der Anlage. Ab einer Leistung von 2 MW ist die Stromkennzahl nach AGFW-Richtlinie FW 308 zu bestimmen.

Eine zusätzliche Verschärfung der EEG-Vergütung für Holzvergasungsanlagen entsteht dadurch, dass der Anspruch auf den ergänzenden Rohstoffbonus nur für problematische Biomassen wie z. B. Miscanthus, Rinde und Waldrestholz besteht. Naturbelassenes Hackgut oder Pellets fallen, sofern nicht aus Waldrestholz hergestellt, nicht unter die Einsatzstoffvergütungsklassen I oder II, wodurch eine zusätzliche Vergütung der elektrischen Energie entfällt. Anlagen, die diese Rohstoffe einsetzen, erhalten somit nur die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG. Mit der höheren Vergütung beim Einsatz von Rohstoffen der Vergütungsklassen I oder II sollen somit stärkere Nachhaltigkeitsgesichtspunkte berücksichtigt werden, was jedoch den technischen Aufwand und damit die Gestehungskosten besonders bei der Biomassevergasung deutlich steigern kann.

Des Weiteren erstreckt sich die Degression von 2 % p. a. auf die Vergütungssätze für die Grundvergütung, den Gasaufbereitungsbonus und den Bonus für die Vergärung von Bioabfällen. Davon ausgenommen sind die Einsatzstoffvergütungssätze. Zudem sind Prämien für eine Direktvermarktung vorgesehen. So erhalten Anlagenbetreiber einen Anreiz den erzeugten Strom direkt zu vermarkten und auf die EEG-Vergütung zu verzichten. Zu den Direktvermarktungserlösen erhält der Anlagenbetreiber eine Marktprämie, die sich aus der Differenz der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem Börsenreferenzwert⁵ einschließlich einer Managementprämie⁶ ergibt. Ein Wechsel zwischen der Direktvermarktung und der EEG-Vergütung ist jeweils zum 1. des Monats möglich.

⁵ Der Börsenreferenzwert ist der Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig.

⁶ 0,30 ct/kWh_{el} zum Ausgleich der Kosten für Börsenzulassung, Handelsanbindung, IT-Infrastruktur oder von Prognosefehlern (EEG 2012).

7 Kurzbeschreibung ausgewählter Konzepte

Basierend auf den Voruntersuchungen aller Projektpartner wurde zunächst zu verschiedenen Herstellern und Betreibern von Biomassevergasungsanlagen Kontakt aufgenommen. Bei den Anlagen mit einer Interessensbekundung der jeweiligen Betreiber fanden anschließend Anlagenbegehungen statt. Nach Klärung der im Zusammenhang mit dem Projekt stehenden Fragen hinsichtlich Veröffentlichung und Anlagenbetrieb während der Projektlaufzeit konnten neun Anlagen ausgewählt und der wissenschaftlichen Begleitforschung durch die Projektpartner zugeordnet werden. Alle Anlagen sind mit einem jeweiligen Steckbrief im Anhang Kapitel 11.1 dargestellt und beschrieben. Im Langzeitmonitoring des Bundesmessprogramm wurde deutlich, dass aufgrund unterschiedlicher Automatisierungsgrade und Marktreife der Anlagen nicht alle im Bundesmessprogramm betreuten Anlagen eine ausreichende Anlagendatendokumentation (technisch, wirtschaftlich) über den Betreuungszeitraum realisieren konnten. Daher wurden für die technische, ökonomische und ökologische Bewertung die in Tabelle 7.1 aufgeführten Anlagen ausgewählt, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Tabelle 7.1 Anlagenauswahl zur technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung.

Anlage	Abkürzung	Wissenschaftliche Betreuung	Entwicklungsstand	Datenquelle
Spanner 30 kW _{el}	A1	HSZG	Kommerzielle Anlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz
Rosenheim 38 kW _{el}	A2	DBFZ	Versuchsanlage	Punktbilanz
Rosenheim 180 kW _{el}	A3	DBFZ	Konzept/ Scale up	Hochrechnung auf Basis A2
Burkhardt 180 kW _{el}	A4	ZAE	Kommerzielle Anlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz
Bayern 93 kW _{el}	A5	IFF	Demoanlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz

7.1 Beschreibung der Anlage A1

Die Anlage der Firma Spanner Re² GmbH mit einer elektrischen Nennleistung von brutto 30 kW, wird an einem land- bzw. forstwirtschaftlichen Betrieb in Kufstein (Österreich) kommerziell betrieben und ist in Abbildung 7.1 dargestellt. Der Transport und die Aufbereitung des Brennstoffes erfolgen über ein Saugzugsystem und Rüttelsieb. Der Vergasungsreaktor, die Wärmeübertrager, der Gewebefilter sowie das BHKW (Gasmotor) bilden die weiteren Komponenten der Anlage.



Abbildung 7.1 Holzvergaser-BHKW der Firma Spanner Re² GmbH, Anlage A1, © HSZG.

Als Brennstoff dienen Holzhackschnitzel (HHS) vorwiegend aus Waldrestholz und Landschaftspflegematerial regionaler Herkunft. Der Hersteller des Holzvergaser-BHKW empfiehlt für die Beschaffenheit der HHS als Brennstoff eine Größe von G30 - G40 (nach ÖNORM M 7133), einen TS-Gehalt ab 87 Ma.-% sowie einen maximalen Feinanteil von 30 Ma.-% (Körnung < 3 - 4 mm). Somit muss entweder getrocknetes Hackgut eingekauft oder das waldfrische Hackgut vor Ort bis zum geforderten Wassergehalt getrocknet werden. Der Betreiber der Anlage entscheidet je nach aktuellem Marktpreis der HHS, ob er diese getrocknet oder waldfrisch einkauft. Die HHS für das Holzvergaser-BHKW wurden während des Monitoringzeitraumes getrocknet eingekauft und in einer Silobox gelagert. Über ein Saugzugsystem, mit einer ersten Abtrennung des Feinanteils, gelangen die HHS nach Bedarfsanforderung der Vergaseranlage im Intervall auf ein Rüttelsieb oberhalb des Holzvergaser-BHKW, werden somit noch einmal gesiebt und dann in einen Fülltrichter oberhalb der Sicherheitsschleuse gerüttelt.

Die Sicherheitsschleuse dient sowohl dem bei der Brennstoffzufuhr notwendigen Luftabschluss zur umgebenden Atmosphäre als auch zur Rückbrandsicherung und als Zwischenbehälter. Eine Dosierschnecke führt die HHS von der Schleuse aus dem zum Reformier zu. In dem Gleichstrom-Festbett-Reformier wird, mit unterstöchiometrischer Zuführung des Vergasungsmittels Luft, der Brennstoff in ein Produktgas umgesetzt. Diesem wird über Wärmeübertrager (Gas/Gas und Gas/Wasser) thermische Energie entzogen, damit das Vergasungsmittel vorgewärmt sowie die Wärme dem Heizsystem zur

Verfügung gestellt. Durch den nachfolgenden Gewebefilter findet die Abreinigung der im Produktgas enthaltenen Reststoffpartikel statt. Der Austrag der dabei anfallenden Asche automatisch in den Reststoffbehälter. Im Anschluss dienen ein Wärmeübertrager (Gas/Wasser) der weiteren Wärmeauskopplung und ein Notfilter der Sicherung des stabilen Betriebes. Im Gasmotor-BHKW (umgebauter GM-Motorblock) wird das abgekühlte und gereinigte Produktgas verbrannt und in thermische und elektrische Energie umgewandelt.

Die Anlage wird wärmegeführt betrieben und dient der Bereitstellung von thermischer Energie für die Beheizung der Wohngebäude und landwirtschaftlichen Einrichtungen, der Warmwassererzeugung sowie der Wärmebereitstellung zur Trocknung von HHS für die eigene Pelletierungsanlage und im Bedarfsfall für HHS als Brennstoff für den Holzvergaser. Für die Pelletierung werden darüber hinaus die bei der Brennstoffzufuhr zum Holzvergaser-BHKW vor der Sicherheitsschleuse abgesiebten Feinanteile genutzt.

Die Anlage ist für den Dauerbetrieb ausgelegt und hat im Monitoringszeitraum (2010 bis 2011) mit dem vorhandenen Nutzungskonzept ca. 6.200 Betriebsstunden pro Jahr erreicht. Zur Sicherheitstechnik gehört die vollständige Automatisierung der Anlage mit einer kontinuierlichen Erfassung der wichtigsten Prozessparameter. Somit lassen sich kritische Anlagenzustände erkennen und die Anlage kann bei Störfällen kontrolliert abgefahren werden. Darüber hinaus wird die Kohlenstoffmonoxidkonzentration in der Umgebungsluft permanent erfasst und der Anlagenbetrieb bei Überschreiten eines Grenzwertes automatisch beendet.

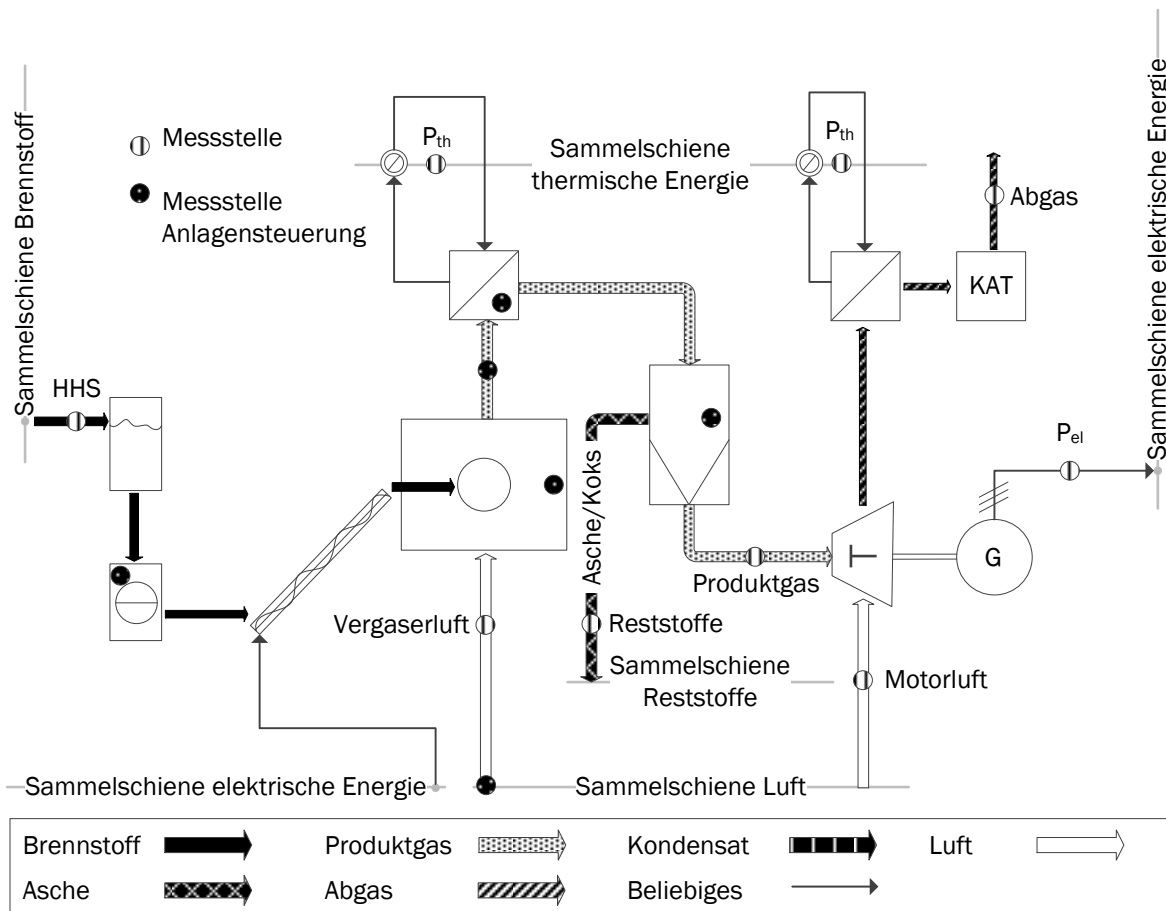


Abbildung 7.2 Verfahrensfliessbild der Anlage A1 (© HSZG).

7.2 Beschreibung der Anlage A2

Die Vergasungsversuchsanlage der Stadtwerke Rosenheim auf Abbildung 7.3 ist eine Versuchs-/Demoanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 150 bis 200 kW_{th} und besteht aus einer Biomasseaufbereitung, einem Vergasungsreaktor mit einer Pyrolyseschnecke und einem Koksvergaser, einer Gasreinigung und einem BHKW (Dieselmotor).



Abbildung 7.3 Versuchsanlage der Stadtwerke Rosenheim (© SWRO).

Dieses Anlagenkonzept basiert auf einem räumlich getrennten Brennstoffkonversionsprozess. Zunächst wird bei der Biomasseaufbereitung über eine Kette von Brennstoffförderungsanlagen, u. a. eine Doppelklappe mit Waage, die Biomasse mit einer Kantenlänge unterhalb von 40 mm zu einer waagerechten (mit leichter Steigung) fördernden Pyrolyseschnecke (Länge ca. 3 m) transportiert, die von außen (Doppelrohr) durch das Brenngas (im Gegenstrom geführt) beheizt wird. Der eingesetzte Brennstoff sind Hackschnitzel (G30), die bisher getrocknet (7 - 15 % WG) angeliefert werden, da eine Verschaltung mit einer Vor-Ort-Trocknung im Versuchsbetrieb hinderlich wäre. Eine Annahme frischer Hackschnitzel verbunden mit einer über die Vergasungsanlage betriebenen Trocknung ist derzeit in Planung. Die sich an die Biomasseaufbereitung anschließende erste Stufe des Vergasungsreaktors führt dazu, dass die Biomasse vollständig in Holzkohle (Koks), höhermolekulare Dämpfe (Teer) und flüchtige Pyrolysegase (CO, CO₂, H₂, CH₄, H₂O) umgesetzt wird. Die Pyrolysegase und Dämpfe steigen auf und gelangen gemeinsam mit dem Pyrolysekoks in die sich anschließende zweite Stufe des Vergasungsreaktors der Oxidationszone. Dort wird durch eine unterstöchiometrische Zugabe des Vergasungsmittels Luft (Bildung eines Schwebebettes aus Koks) dem Pyrolysekoks weiterer Kohlenstoff

entzogen, wodurch Wärme und Asche entstehen. Die flüchtigen und dampfförmigen Bestandteile aus der Pyrolyse werden bei den so erreichten Temperaturen um 1.000 °C teilweise oxidiert. Durch diese hohe Temperatur werden die vorhandenen höhermolekularen Verbindungen gespalten. Eine nachträgliche Ausgasung von Biomasse ist durch die nahezu vollständige Pyrolyse vor Eintritt in die Oxidationszone weitgehend ausgeschlossen. Die in der Oxidationszone entstehende Wärme aus der (Teil-)Verbrennung des Kokes versorgt den anschließenden Reduktionsbereich mit der notwendigen Energie für die endothermen Reduktionsreaktionen. Das entstandene Brenngas wird dann im Gegenstrom durch den Doppelmantel der Pyrolyseschnecke zur Gasreinigung und anschließend zum Gasmotor oder der Fackel, die bei An- und Abfahrprozessen und Störungen eingesetzt wird, geführt. Die Gasreinigung besteht aus einem Gas-Gas-Wärmeübertrager zur Kühlung, einem Schlauchfilter, in dem Feststoffe und Aerosole abgetrennt werden, und einem zweiten Gas-Gas-Wärmeübertrager mit Kondensatsammelbehälter. Durch die kompakte Bauweise ist eine sehr gute thermische Kopplung der Reaktionszone mit minimalen Energieverlusten gewährleistet. Die Regelung und Steuerung der Versuchsanlage erfolgt über eine SPS S7 der Firma Siemens. Über zwei Gasentnahmestellen können die Gasanalysensysteme der Firmen Bartec (Wassergehalt) und Dr. Födisch AG sowie eine eigene Teermesstechnik u. a. nach Teerprotokoll kontinuierlich versorgt werden. Aktuell ist an der Vergasungsanlage weitere Messtechnik installiert, um die Zusammensetzung des Produktgases noch detaillierter bestimmen zu können.

Ein Dauerbetrieb ist auch aufgrund der sehr guten Anlagensteuerung, -regelung und -automatisierung möglich. Seit der Inbetriebnahme der letzten Ausbaustufe des Vergasungsreaktors 2012 wurden mit der Anlage mehr als 3.600 Betriebsstunden meist ohne Betrieb des BHKW (Fackelbetrieb) realisiert. Zur Sicherheitstechnik gehört auch die nahezu komplette Automatisierung der Versuchsanlage mit der kontinuierlichen Erfassung der wichtigsten Prozessparameter, wodurch ein Betrieb ohne Personal, bis auf die Brennstoffzufuhr im Vorlagebehälter, möglich ist. Somit lassen sich kritische Anlagenzustände erkennen und die Anlage kann bei Störfällen kontrolliert abgefahren werden.

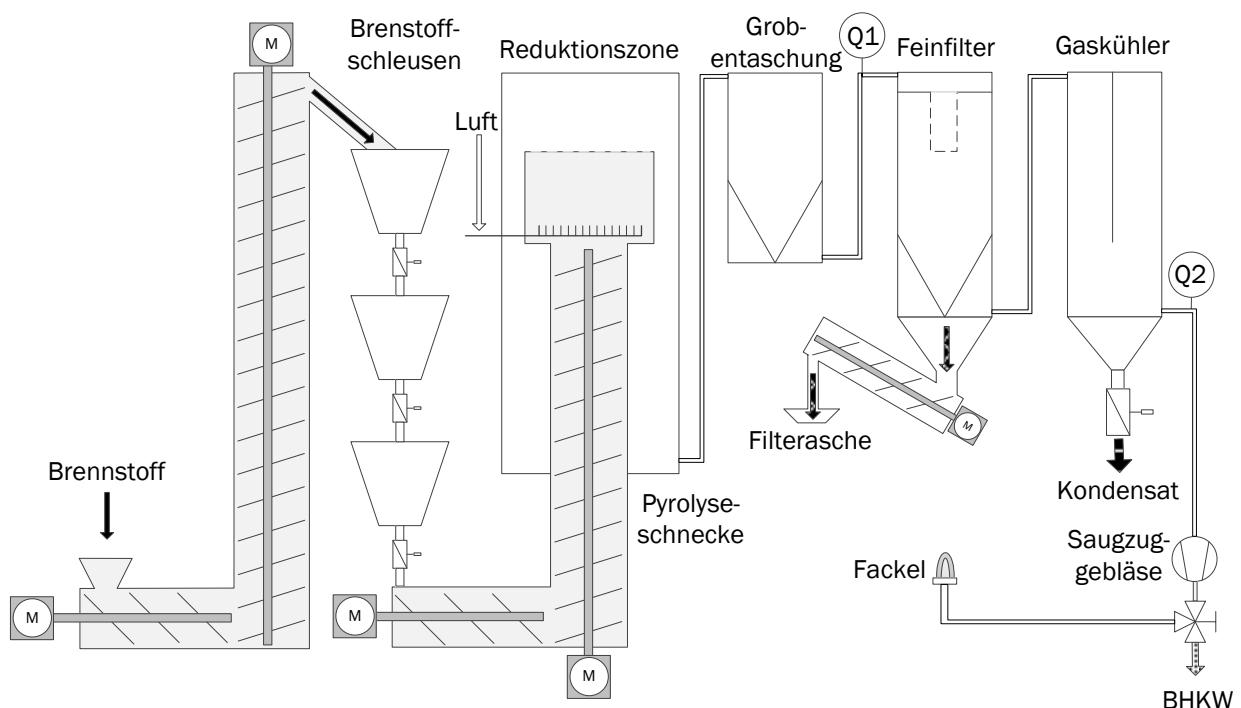


Abbildung 7.4 Verfahrensfliessbild der Anlage A2 (© DBFZ).

7.3 Beschreibung der Anlage A3

Die Anlage wird am Standort des Müllheizkraftwerkes in Rosenheim errichtet und basiert auf dem Anlagendesign von A2. Der Strom soll nach EEG vergütet und die Wärme in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist werden. Anlagenteile und Technologie entsprechen der Anlage A2. Zusätzlich soll es eine mit der Anlageverbundene Brennstofftrocknung geben. Die Anlagenleistung soll sich im Bereich von ca. 600 kW_{FWL} bzw. 200 kW_{el, brutto} liegen.

7.4 Beschreibung der Anlage A4

Die Firma Burkhardt GmbH, bekannt als BHKW-Hersteller und Anlagenbauer, entwickelt seit 2005 Holzvergaseranlagen (siehe Abbildung 7.5) zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Holzpellets mit 180 kW_{el}. Die Anlage besteht aus einem Vergasermodul für Holzpellets und einem BHKW-Modul, das im Werk vorgefertigt wird. Beide Module bilden zusammen mit der Brennstofflogistik ein Gesamtsystem.



Abbildung 7.5 Holzvergaser Burkhardt GmbH 180 kW_{el} (© Burkhardt GmbH).

Der untersuchte Holzvergaser befindet sich auf dem Gelände der Firma Burkhardt GmbH in Mühlhausen (Oberpfalz) und läuft dort im Dauerbetrieb (über 7.000 h/a). Als Brennstoff werden ausschließlich Holzpellets eingesetzt, da die definierte und gleichbleibende Qualität der Pellets optimal zum Anlagenkonzept „Erzeugung eines nahezu teerfreien Produktgases“ passt. Die Anlage wird stromgeführt betrieben, die generierte Wärme wird über ein Nahwärmenetz zur Versorgung des Firmengeländes und angrenzender Einrichtungen (industriell und kommunal) genutzt. Als Reststoffe fallen Asche, angereicherter Restkoks und Kondensat aus dem Produktgas an. Der Restkoks wird u. a.

in der Zementindustrie energetisch und kostenneutral eingesetzt, das Kondensat wird nach der Reinigung über Aktivkohle über das kommunale Abwassersystem entsorgt.

Der Gleichstrom-Vergaser wird von unten über mehrere Schleusen beschickt, das Vergasungsmittel Luft strömt ebenfalls von unten in den Vergaser. Dort bildet sich ein Schwebebett aus Holzpellets und Koks; das Produktgas verlässt zusammen mit feinen Restkokspartikeln und Asche mit etwa 750 °C den Vergaser. Diese hohe Temperatur ermöglicht ein teearmes Produktgas, das zur Gasaufbereitung nur gekühlt und trocken über einen Schlauchfilter gereinigt werden muss. In einer zweiten Kühlstufe findet eine abschließende Trocknung des Gases statt. Das so aufbereitete Produktgas wird anschließend in einem aufgeladenen 180 kW MAN Zündstrahlmotor verstromt. Die Nutzwärme fällt getrennt am BHKW und Vergaser auf einem Temperaturniveau von 90/ 70 °C (Vorlauf/ Rücklauf) an. Eine Besonderheit des BHKW ist die Möglichkeit in einem reinen Zündölbetrieb sowohl die Strom- als auch die Wärmeversorgung aufrechterhalten zu können. Als Wartungsintervalle sind derzeit nach je 700 Betriebsstunden Reinigungsarbeiten am Vergaser erforderlich. Dabei ist der Vergaser wegen der erforderlichen Abkühlung etwa 12 h nicht verfügbar. Während des Anfahrvorganges des Vergasers wird das relativ kühle und damit teerhaltige Produktgas über eine Fackel abgeleitet, um die Gasaufbereitung zu schonen. Ist die erforderliche Gasqualität erreicht, wird die Gasaufbereitung zugeschaltet und anschließend das Gas auf den Motor weitergeleitet. Der An- und Abfahrvorgang, die zyklische Abreinigung des Gasfilters sowie das Ablassen des Kondensates aus dem Wärmeübertrager wurden vollständig automatisiert. Die Anlagen verfügen über eine Fernabfrage und werden von der Firma Burkhardt GmbH überwacht. Zur Sicherheitstechnik der Anlage gehört neben der Überwachung wichtiger Prozessparameter auch die Überwachung der Kohlenstoffmonoxidkonzentration in der Umgebungsluft.

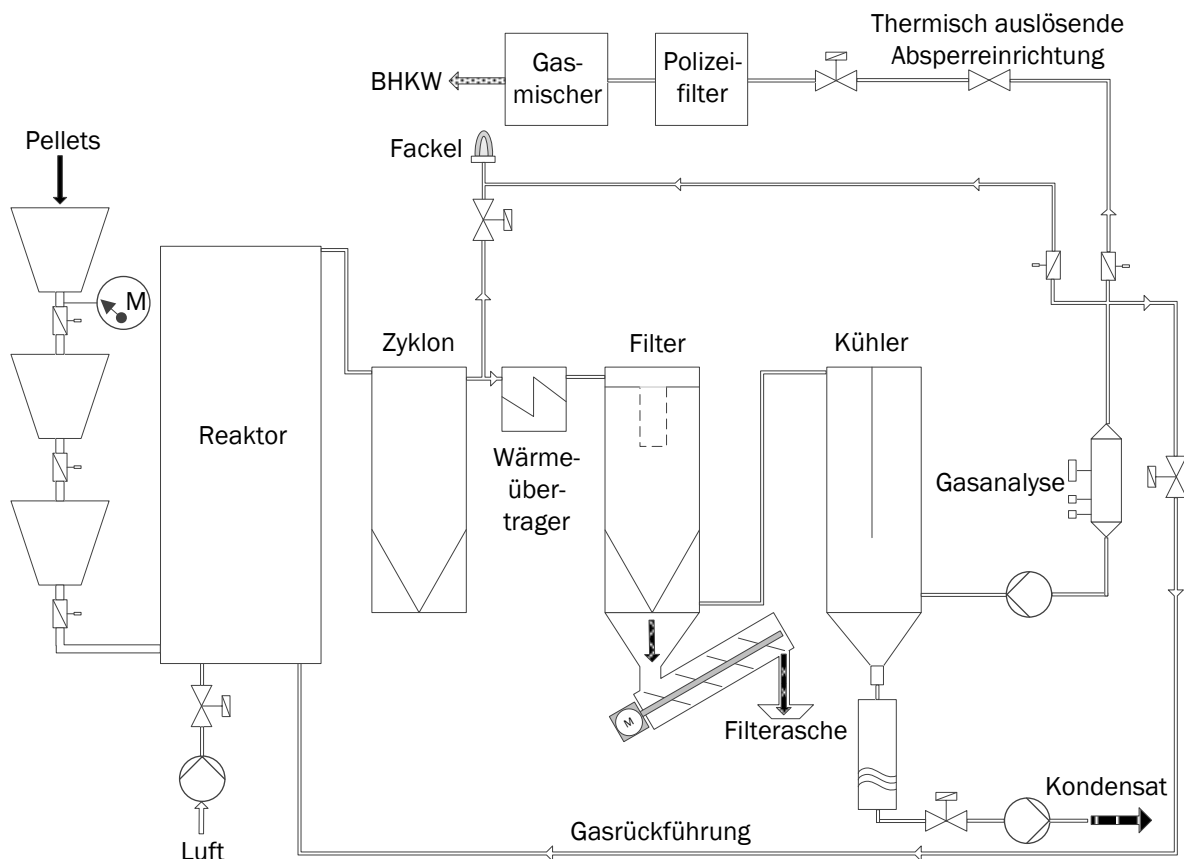


Abbildung 7.6 Verfahrensfließbild der Anlage A4 (ZAE nach Burkhardt GmbH).

7.5 Beschreibung der Anlage A5

Die Vergasungsanlage wurde angegliedert an einen Michviehhaltungsbetrieb und ab dem Jahr 2008 errichtet. Als Brennstoff werden bis zu 70 % erntefrisches Waldholz (Stammholz, ganze Bäume mit Wurzeln und Blättern) sowie 30 % Material aus der Landschaftspflege eingesetzt. Der größte Anteil des Brennstoffes muss zugekauft werden, während etwa 30 % aus eigenen Forstbeständen abgedeckt werden können. Das angelieferte Stammholz mit einem durchschnittlichen Wassergehalt von 35 Ma.-% wird durch einen externen Anbieter mit einem Schneckenhacker zerkleinert. Das zerkleinerte Material wird in einen Trockenturm gefördert, dessen Austrag automatisiert über einen Schubboden erfolgt. Durch ein installiertes Schwingsieb werden die Stofffraktionen in die Klassen kleiner 5 mm, zwischen 5 und 15 mm sowie größer 15 mm Kantenlänge aufgetrennt. Die beiden kleineren Partikelgrößenklassen – in Summe ca. 30 Ma.-% des Gesamtinputs – werden in einer stofflichen Verwertung bspw. als Mulch für den Gartenbau zugeführt.

Der Trocknungsprozess wird im Gegenstromprinzip betrieben und durch automatisch geregelte Gebläse mit der aus der Vergasungshalle abgesaugten und über einen Wärmeübertrager aufgewärmten Trocknungsluft versorgt. Das Material wird dabei auf einen Wassergehalt von < 10 Ma.-% getrocknet. Über Doppelschleusen mit Füllstandüberwachung wird diskontinuierlich der Brennstoff von oben in den Kuntschar-Vergaserreaktor (Festbettvergaser mit Gleichstromprinzip) mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 500 kW gefördert. Die Regelung der Zugabe des druckfreien Vergasungsmittels (Luft) erfolgt ebenfalls automatisch. Bei einer Nutzung von problematischen Brennstoffen (mit hohem Rindenanteil) wird ein Additiv auf Kalziumbasis zur Minderung von Aschesinterungseffekten eingesetzt, das mit dem Brennstoff vermischt dem Festbettvergaser zugeführt wird. Die Entaschung des Kessels erfolgte zunächst händisch im Rahmen von Anlagenstillständen. Im weiteren Projektverlauf wurde seitens des Anlagenbetreibers eine automatisch geregelte Entaschungsschnecke installiert, die die Rostasche in einen Aschecontainer fördert. Des Weiteren wurde zur Erhöhung der Auslastung der Gesamtanlage ein zweiter, redundanter Vergaserkessel gleichen Bautyps angeschlossen.

Im Anfahr- und Abfahrbetrieb sowie bei Anlagenstörungen wird das Rohgas über eine Bypassstrecke durch einen Zyklon (Staubabscheider) zur Fackel gefördert. Im Regelbetrieb wird das Produktgas durch eine heißgehende Brenngasfiltration mit Kerzenfiltern vom Staub gereinigt und anschließend durch einen zweistufigen Rohrbündel-Wärmeübertrager mit angeschlossenem Sicherheitsfilter abgekühlt. Als Wärmeübertragungsmedium wird hierbei Wasser eingesetzt. Zur Kondensatabtrennung ist direkt vor dem BHKW ein Kondensatfilter installiert. Die Verstromung des Produktgases erfolgt durch ein BHKW (Hersteller Marelli) mit integriertem Oxidationskatalysator. Dabei werden ca. 95 kW elektrische Energie bereitgestellt und eingespeist, wobei der Anlagenbetrieb inklusive des Herstellungsprozesses eines stofflich nutzbaren Produktes durchschnittlich einen Energiebedarf von 15 kW aufweist. Die anfallende Wärme (ca. 150 kW) wird über eine thermische Weiche zusammen mit der durch den Rohrbündel-Wärmeübertrager anfallenden Wärme (ca. 35 kW) in das lokale Nahwärmenetz eingespeist.

Die Anlage ist für den Dauerbetrieb ausgelegt und realisiert ca. 7.000 Jahresvolllaststunden. Mittels einer implementierten vollautomatischen Prozesssteuerung werden kontinuierlich alle relevanten Prozessparameter überwacht und mit den in den Sicherheitsfunktionen definierten zulässigen Anlagenparametern abgeglichen. Bei etwaigen Abweichungen vom Regelbetrieb erfolgt automatisch eine Meldung an den Betreiber bzw. es wird eine kontrollierte Abfahrroutine initiiert.

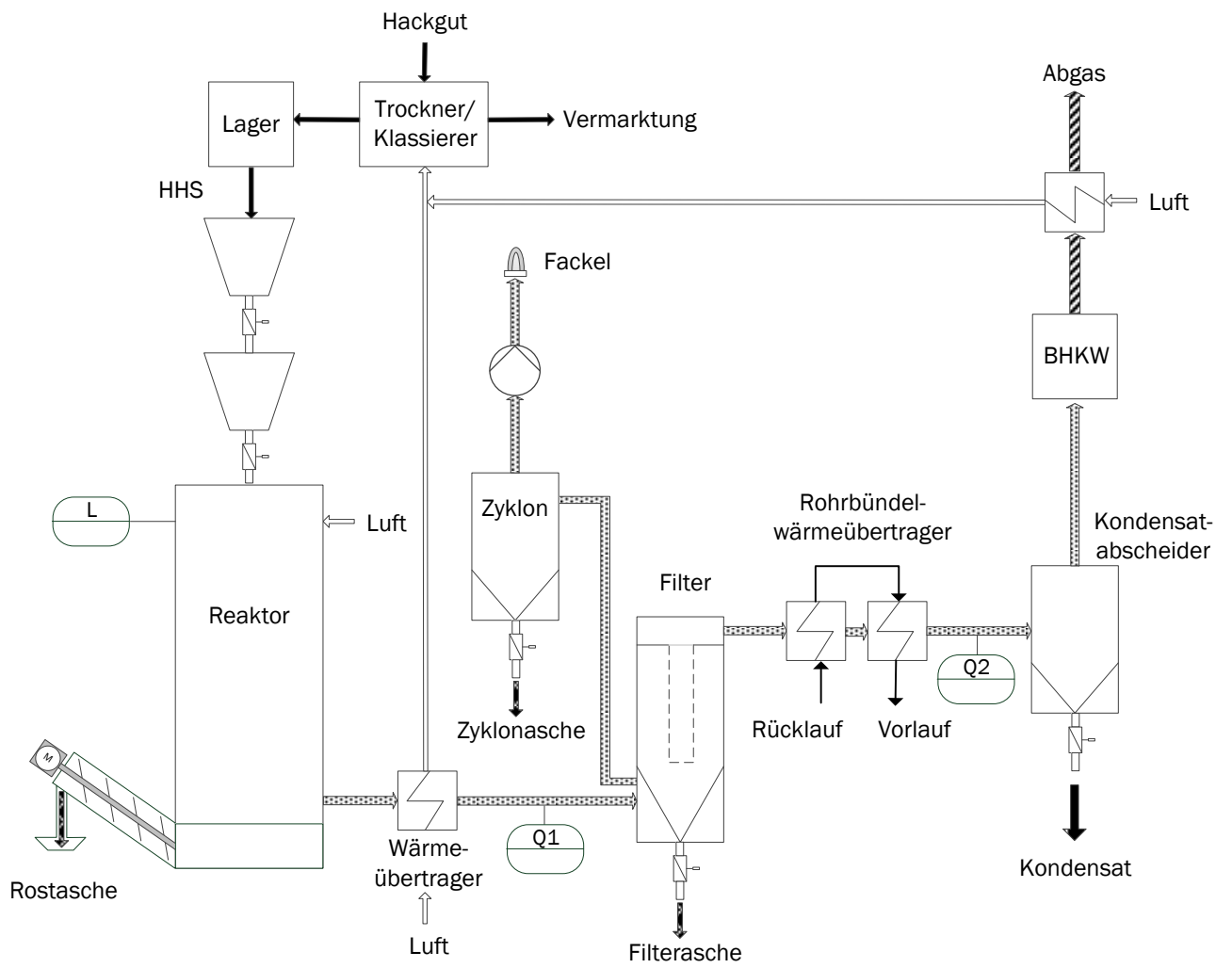


Abbildung 7.7 Verfahrensfliessbild der Anlage A5 (© IFF).

8 Technische, ökologische und ökonomische Bewertung

Die technische Bewertung der Anlagen basiert auf den realen und der Konzepte auf geplanten Werten, wie z. B. für Einsatzstoffmengen und Energieströme. Bei der tatsächlichen Wärmenutzung und den jährlichen Betriebsstunden gibt es daher große Unterschiede, besonders zwischen den Forschungsanlagen und den kommerziell betriebenen. Der Vorteil ist, dass deutlich herausgestellt werden kann, wie wichtig der Standort als Wärmesenke und eine strom- oder wärmegeführte Betriebsweise für die Anlagenwirkungsgrade sind. Für einen standort- und betriebsunabhängigen Vergleich der Anlagen ist zudem die Nutzwärmeleistung angegeben, die maximal aus dem System ausgekoppelt werden kann.

Für die ökologische und ökonomische Bewertung sind für einen besseren Vergleich der Anlagen untereinander einheitliche Annahmen bezüglich der Wärmenutzung und den jährlichen Betriebsstunden getroffen. Im Szenario 1 ist eine stromgeführte Betriebsweise mit 8.000 h/a und eine dem EEG 2012 entsprechende Mindestwärmenutzung von 60 % unterstellt. Für Szenario 2 ist ein vorwiegend wärmegeführter Betrieb mit 6.000 h/a bei einer Wärmenutzung von 100 % der Nennwärmeleistung angesetzt.

8.1 Bilanzierungsparameter

Für die technische Bewertung von Biomassevergasungsanlagen bilden deren Bilanzierung unter Aufstellung der Stoff- und Energiebilanzen die entsprechende Basis. Dafür ist die Messung bzw. Bestimmung der wichtigsten Kenngrößen notwendig. Aufgrund der bekannten aber nicht praxistauglichen Messgeräte/-verfahren und der meist unvollständigen Bestimmung der wichtigen Kenngrößen vor Ort an den Biomassevergasungsanlagen ist im Praxisfall eine detaillierte Gesamtbilanzierung der Anlagen in der Regel nicht oder nur sehr schwer möglich. Deshalb wurden für eine allgemeine technische Bewertung der Anlagen nur die in Tabelle 8.1 dargestellten wesentlichsten Bilanzierungsparameter herangezogen.

Tabelle 8.1 Übersicht der notwendigen Bilanzierungsparameter.

	Parameter	Energie-/ Massenströme
Input Gesamtanlage	Brennstoffleistung	Brennstoffmassenstrom
		Heizwert des Brennstoffes ⁷ (abhängig vom Wassergehalt)
		Wassergehalt des Brennstoffes
	Bezugsleistung	Massenstrom der Hilfsstoffe
Heizwert der Hilfsstoffe		

⁷ Traditionell wird in der Praxis mit dem Heizwert gearbeitet. Die Arbeit mit dem Brennwert ist systematisch besser geeignet.

	Parameter	Energie-/ Massenströme
		Elektrische Hilfsenergie
Anlagenintern, Kenngrößen an Übergabestellen zwischen Anlagenteilen	-	Trocknungswärme
	Feuerungswärmeleistung	Wassergehalt des Brennstoffes nach der Trocknung
	Gasleistung	Heizwert des Brenngases ⁸ (z. B. als massebezogener Wert abhängig vom Wassergehalts)
		Mengenstrom des Brenngases (z. B. als Massenstrom)
Kaltgaswirkungsgrad	Der Kaltgaswirkungsgrad stellt als Bezugsgröße dar, welcher Anteil der chemischen Energie des Brennstoffes als chemische Energie (im Standardzustand) des Brenngases einer weiteren Nutzung zugänglich gemacht werden kann.	
Output Gesamtanlage	Kraftmaschinenwirkungsgrad	Nennwärmeströme mit Temperaturniveau
		Elektrischer Energiestrom
	Reststoffleistung	Massenstrom der Reststoffe
		Heizwert der Reststoffe

Unter Berücksichtigung der unter Kapitel 4.4 dargestellten Möglichkeiten zur messtechnischen Erfassung der Energie- und Massenströme können diese Kenngrößen dann mit einer ausreichenden Messgenauigkeit bestimmt werden.

8.2 Bilanzierung und Kennzahlen der untersuchten Anlagen

Die angewandte Methodik zur Erstellung der Anlagenbilanzierung und technischen Bewertung ist in den Kapiteln 3.6 und 4.4 beschrieben und kann im Methodenhandbuch (Thrän et al. 2013, S. 55 - 65) ausführlich nachgelesen werden. Tabelle 8.2 zeigt im Überblick die Bilanzkenndaten der ausgewählten Anlagen des Bundesmessprogramm, bei denen die technische Bewertung erfolgte.

Bei den dargestellten Bilanzkenndaten ist zu beachten, dass die beiden Anlagen der Stadtwerke Rosenheim nur Versuchsanlage (A2) bzw. skalierte Demoanlage (A3) sind. Lediglich die Anlagen A1 und

⁸ In der Gaswirtschaft ist es üblich, Energiegehalte durch die Angabe normvolumenbezogener Brennwerte und Normvolumenströme anzugeben. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Bezugsgrößen (Heizwert oder Brennwert) auf den Wirkungsgrad sind im Methodenhandbuch „Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagas-effekte“ (Thrän et al. 2013) erläutert.

A4 sind kommerzielle Anlagen und A5 eine betriebene Demoanlage. Weiterhin sind die Angaben zum chemisch stoffgebundenen Energiestrom der Reststoffe detailliert zu betrachten, da meist nicht bei allen Anlagen alle Mengen und Energieinhalte der Reststoffe erfasst bzw. bestimmt werden können. Somit sind diese Werte nicht immer direkt miteinander vergleichbar.

Bis auf Anlage A2 (Versuchsanlage) und A3 (Konzept), bei denen jeweils keine BHKW betrieben wurde bzw. installiert war, wurden für die technische Bewertung jeweils die an den Anlagen installierten Gasmotoren berücksichtigt, falls sich alle notwendigen Daten bei den Messkampagnen und/ oder dem Langzeitmonitoring erfassen ließen. Bei Anlagen, deren notwendige Kenndaten an den installierten Gasmotoren nicht mit ausreichender Sicherheit bestimmt werden konnten, wurden die fehlenden Daten aus den Literaturdaten (Zeymer et. al. 2012, S.29 f.) oder der Betreiberangaben entsprechend angenommen.

Tabelle 8.2 Bilanzkennzahlen ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms.

Bilanzkenngröße	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
Brennstoff	-	HHS	HHS	HHS	HPEL	HHS
Brennstoffleistung	kW	148	188	608	512	515 ⁹
Feuerungswärmeleistung	kW	124	188	608	512	515
Bezugsleistung	kW	2,2	5,0	10,0	7,6	15,0 ¹⁰
Nennwärmeleistung	kW	62	83	209	213	79
Intern genutzte Wärmeleistung	kW	9,4	24,2	53,5	0,0	101,1
Nutzwärmeleistung ¹¹	kW	60	-	200	213	40
Wärmenutzungsgrad	%	97	0	96	100	50
Elektrische Anlagenleistung	kW	28	38	180	169	93
Leistung der Nebenprodukte	kW	25	-	-	-	-
Gasleistung	kW	102	140	486	423	283
Chemische Leistung der Reststoffe	kW	2,2	4,4	23,5	64,2	K. A.
Kaltgaswirkungsgrad	%	83	74	80	83	54,8
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW	%	27,3	27,3	37,0	40,0	33,1
Thermischer Wirkungsgrad BHKW	%	61,1	59,4	43,0	35,7	51,4

⁹ Vermarktungsmaterial hier noch nicht berücksichtigt, würde die Brennstoffleistung noch erhöhen.

¹⁰ Angabe beinhaltet neben der Bezugsleistung der Anlage auch den Energiebedarf zur Herstellung des Vermarktungsmaterials (Siebrückstand Brennstoff) der Anlage.

¹¹ Angaben ohne Übertragungsverluste.

Bilanzkenngröße	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
Gesamtwirkungsgrad BHKW	%	88,4	86,7	80,0	75,7	84,5
Elektrischer Anlagenwirkungsgrad (netto)	%	18,5 ¹²	19,7	29,1	30,8	17,6
Thermischer Anlagenwirkungsgrad (netto)	%	41,1	43,0	33,8	38,8	15,0
Chemischer Anlagenwirkungsgrad (netto)	%	16,8	-	-	-	-
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	%	76,4	62,7	62,9	69,6	32,6

Die Grundlage der in Tabelle 8.2 dargestellten Bilanzkennndaten sind die Stoff- und Energiebilanzen. Diese sind in Abbildung 8.1 und Abbildung 8.2 zur Veranschaulichung dargestellt und bilden eine Möglichkeit zur Anlagenbewertung. Das dargestellte Sankey-Diagramm für die Energiebilanz der Vergasungsanlage A2 (Abbildung 8.1) zeigt die Aufteilung der Energieströme an den einzelnen Anlagenteilen. Darin berücksichtigt sind die elektrische Hilfsenergie, interne Wärmeströme, die chemische Energie der Hilfs- und Reststoffe, sowie die Produkte und Verluste der Anlage.

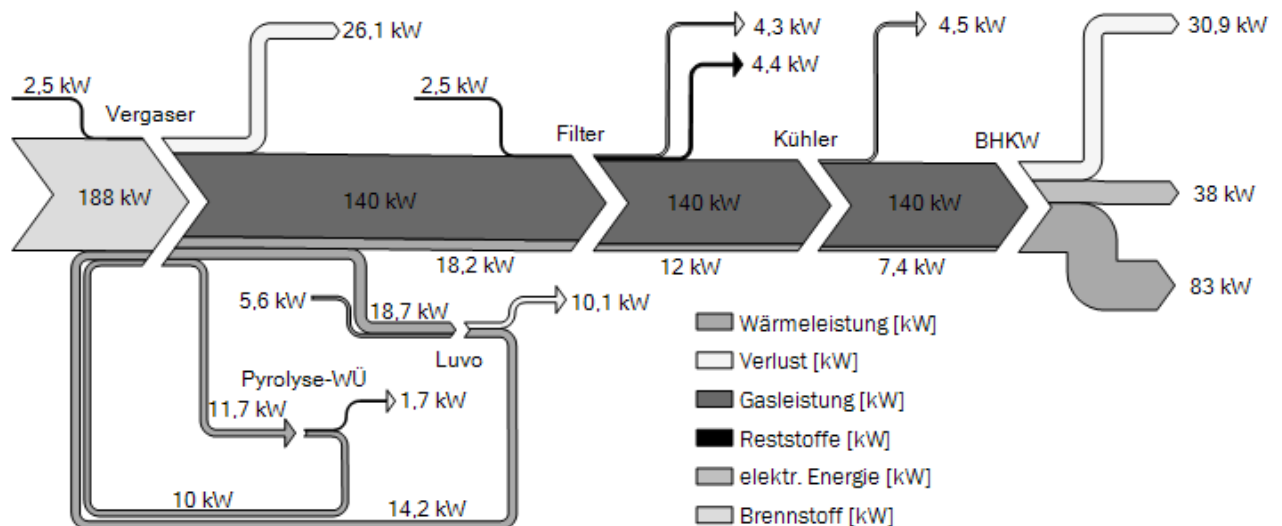


Abbildung 8.1 Sankey-Diagramm der Energiebilanz von Anlage A2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Abbildung 8.2 zeigt das Sankey-Diagramm der Stoffbilanz von Anlage A2. Ausgehend vom zugeführten Brennstoff, dem Vergasungsmittel und der Verbrennungsluft sind das entstandene Brenngas und die Reststoffe an den entsprechenden Anlagenteilen, sowie das Rauchgas des BHKW berücksichtigt. Eine ausgeglichene Massenbilanz, die in der Praxis meist nur schwer möglich ist (siehe Abschnitt 4.4), d. h.

¹² Ein elektrischer Anlagenwirkungsgrad < 20 % liegt vor, da die Brennstoffleistung als Berechnungsbezugsgröße angesetzt ist. Bei der Brennstoffaufbereitung geht ein nicht unerheblicher Anteil des Brennstoffs als Nebenprodukt in die Pelletherstellung. Daher weist diese Anlage einen chemischen Anlagenwirkungsgrad auf, der diesen Anteil entsprechend berücksichtigt.

Massenstrom der Eingangs- und Ausgangsstoffe ist identisch, ist dabei wesentlich von der Messgenauigkeit der Massenstrombestimmung der einzelnen Stoffströme abhängig,

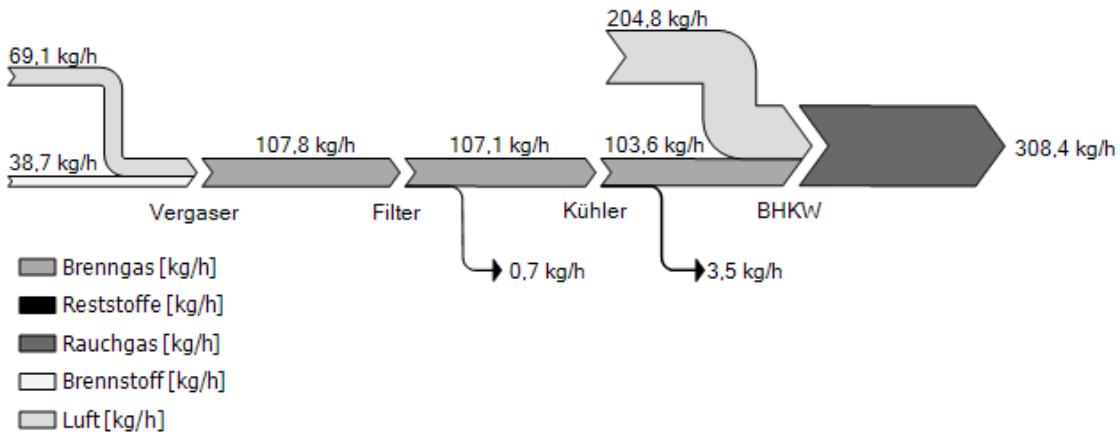


Abbildung 8.2 Sankey-Diagramm der Stoffbilanz von Anlage A2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

In Abbildung 8.3 sind die Anlagenwirkungsgrade (elektrisch, chemisch, thermisch) und damit auch der Gesamtanlagenwirkungsgrad (Summe der Anlagenwirkungsgrade) im Vergleich zum Kaltgaswirkungsgrad der verschiedenen Anlagenkonzepte auf Basis einer Heizwertbetrachtung dargestellt. Lediglich Anlage A1 hat einen chemischen Anlagenwirkungsgrad, da dort Nebenprodukte mit einer chemischen Leistung die Anlage verlassen. Nebenprodukte sind Stoffe, die die Vergasungsanlage mit einem energetischen und nachweisbaren Nutzungspfad verlassen (Thrän et al. 2013, S. 59). Alle Anlagen stellen entsprechend elektrische Energie und Nennwärme als Produkte zur Verfügung, woraus (mit Bezug auf die Brennstoffleistung) die jeweiligen elektrischen und thermischen Anlagenwirkungsgrade resultieren.

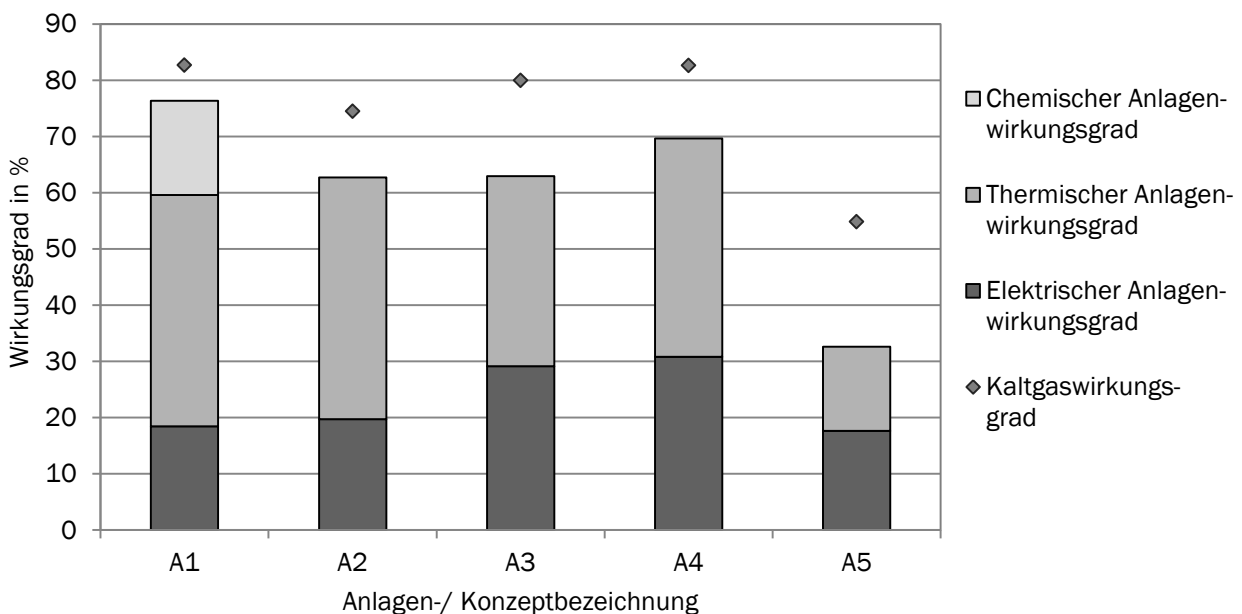


Abbildung 8.3 Vergleich der Anlagen- und des Kaltgaswirkungsgrades ausgewählter Anlagen des BMP (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Vier der fünf dargestellten Anlagen befinden sich mit einem Gesamtanlagenwirkungsgrad zwischen 58 und 72 % und mit einem Kaltgaswirkungsgrad von 74 bis 83 % auf einem ähnlichen Niveau. Lediglich Anlage A5 (Demoanlage) hat einen wesentlich geringeren Gesamtanlagen- und Kaltgaswirkungsgrad. Trotz der unterschiedlichen Anlagenkonzepte, -entwicklungsstände und -größen sind der Gesamtanlagen- und der Kaltgaswirkungsgrad der Anlagen A1 bis A4 vergleichbar. Unterschiede ergeben sich jedoch durch die Anlagengröße bei den elektrischen Anlagenwirkungsgraden. Anlagen mit höheren Brennstoffleistungen (A3 und A4) haben im Vergleich zu kleineren Anlagen (A1 und A2) einen höheren elektrischen aber niedrigeren thermischen Anlagenwirkungsgrad. Dies bestätigen auch die Vorbetrachtungen im Rahmen des Bundesmessprogramm (Zeymer et. al. 2012 S. 29). Weiterhin zeigt sich, dass durch unterschiedliche Konzepte zum einen mit der zusätzlichen Erzeugung von Nebenprodukten (A1) und zum anderen der ausschließlichen Erzeugung von elektrischer Leistung und Nennwärme (A2, A3, A4) hohe Anlagenwirkungsgrade auf einem nahezu gleichen Niveau realisiert werden können. Auch die Nutzung unterschiedlicher Brennstoffformen, wie Hackschnitzel (A1, A2, A3) oder Pellets (A4), führt bei der Realisierung eines guten Anlagenkonzeptes zu hohen Anlagenwirkungsgraden. Abbildung 8.4 stellt die in die Anlagen ein- und austretenden Leistungen gegenüber. Es zeigt sich, dass sich die Reststoffmengen und damit deren Leistung an manchen Anlagen nicht immer vollständig oder überhaupt erfassen lassen. Beispiele dafür sind Anlage A2 und A5. Die in die Anlagen eintretende Brennstoff- und Bezugsleistung wird bei allen Anlagen in Nennwärmeleistung, elektrische Anlagenleistung und die Leistung der Reststoffe umgewandelt.

Werden wie bei dem Anlagenkonzept A1 auch Nebenprodukte erzeugt, verlässt zusätzlich noch die Leistung der Nebenprodukte die Anlage. Abgeleitet aus diesen Größen wird der Gesamtanlagenwirkungsgrad bestimmt, der ebenfalls in Abbildung 8.4 dargestellt ist. Vergleicht man die Anlagen A3, A4 und A5, so zeigt sich, dass die Anlagen A3 und A4 trotz der unterschiedlichen Anlagenkonzepte vergleichbar arbeiten und dass Anlage A5 weniger als die Hälfte der Inputleistungen in Outputleistungen umwandelt, wodurch sich der geringe Gesamtanlagenwirkungsgrad erklären lässt.

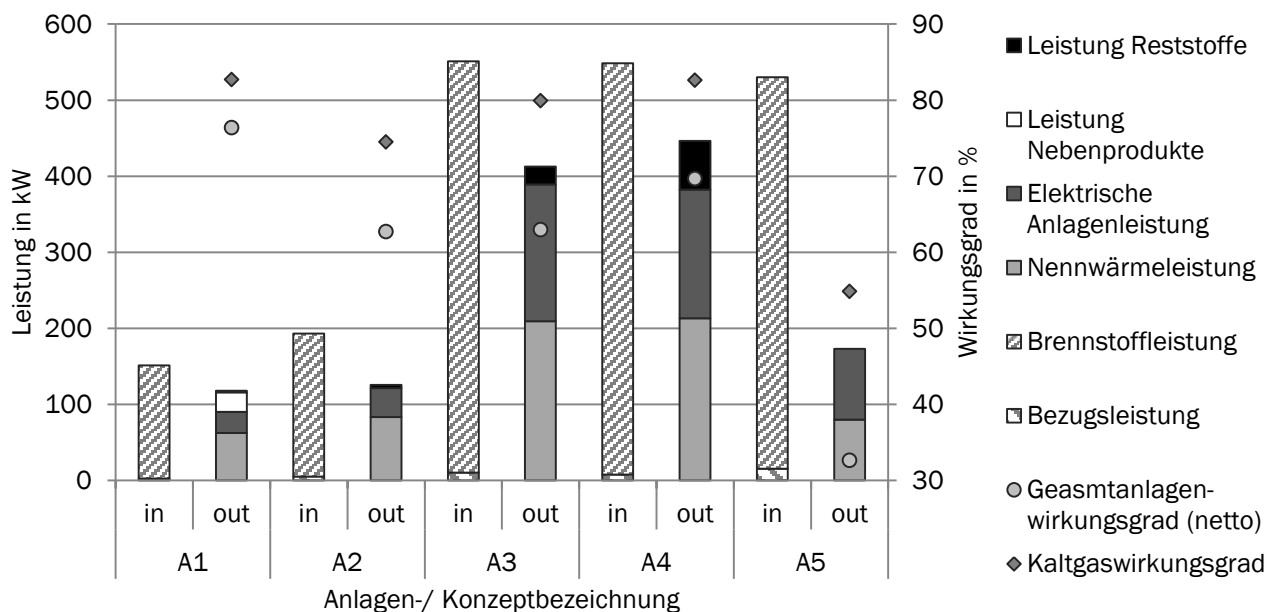


Abbildung 8.4 Vergleich der In- und Outputleistungen ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms (eigene Berechnungen, © DBFZ).

In Abbildung 8.5 sind die Wärmeleistungen ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms dargestellt. Dabei sind die maximal generierten Wärmeleistungen der Anlagen jeweils mit „max“ und die real genutzten Wärmeleistungen mit „real“ gekennzeichnet. Somit werden das Wärmeangebot und die tatsächlich genutzte Wärme (Nutzwärme) jeder Anlage einander gegenübergestellt. Zusätzlich sind die Nennwärmeleistung, welche einen Teil der maximal generierten Wärme darstellt, und die Trocknungswärmeleistung, welche zur intern genutzten Wärmeleistung zählt, dargestellt. Anhand der Darstellung zeigt sich, dass die Anlagen A1 und A4 ein weit entwickeltes Wärmenutzungskonzept realisiert haben, sodass bei diesen Anlagen die maximal generierte Wärme nahezu vollständig intern und extern genutzt werden kann.

Auch die Anlage A5 ist ein Beispiel für die nahezu vollständige Nutzung der auskoppelbaren Wärme. Jedoch hat diese Anlage, was nicht aus der Abbildung 8.5 ersichtlich wird, ein Defizit bei der Wärmeauskopplung. Es wird nicht die maximal verfügbare Wärme, wie bei den Anlagen A1 und A4, ausgekoppelt. Dies ist der mangelnden Isolierung der Anlage geschuldet.

Im Vergleich dazu hat Anlage A3 ein Defizit bei der Wärmenutzung, denn es bleibt ein erheblicher Teil der generierten Wärme ungenutzt. Bei Anlage A3 wird von der maximal generierten Wärme zu wenig als Nennwärme eingesetzt. Die intern genutzte Wärme (Vorwärmung, Vergasungsmittel und Brennstofftrocknung) ist ausreichend gut realisiert, sodass in diesem Bereich keine weitere Wärme notwendig ist. Damit sollte die derzeitige Differenz zwischen maximal generierter Wärme und derzeit genutzten Wärme (intern genutzte Wärme und Nennwärme) als zusätzliche Nennwärme ausgekoppelt werden. Somit kann der Wärmenutzungsgrad der Anlage, welcher derzeit wesentlich geringer ist als bei den anderen Anlagen, auf ein ähnliches Niveau gebracht werden.

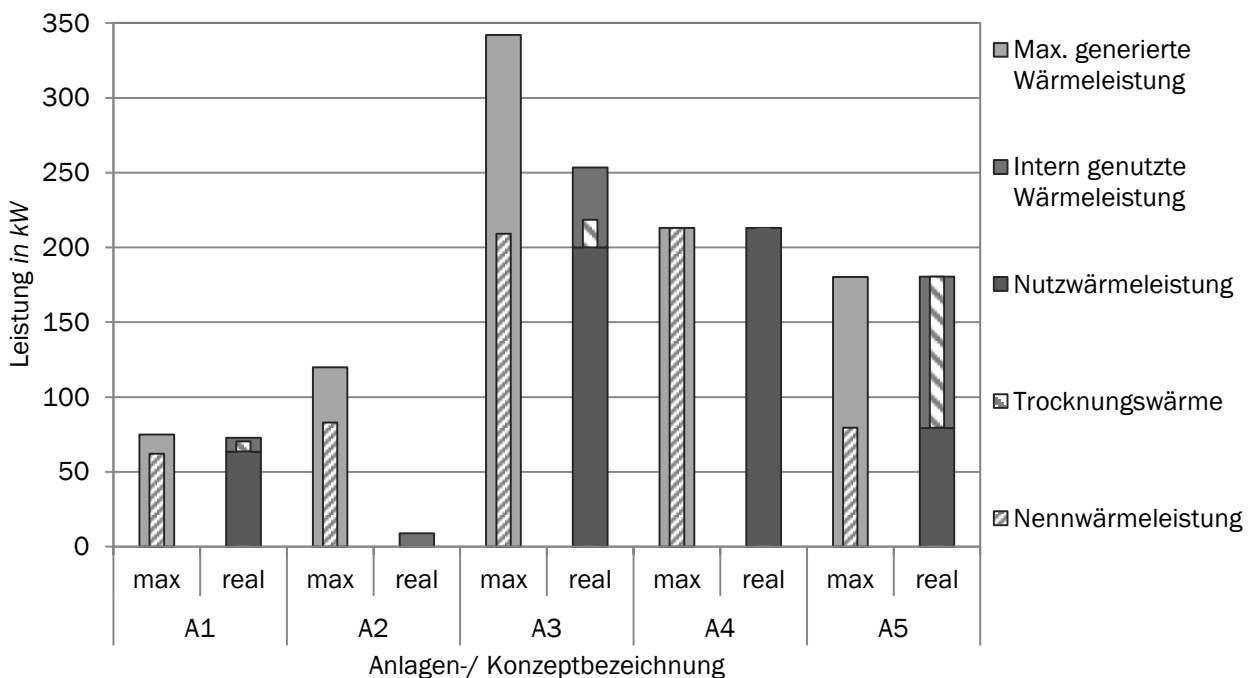


Abbildung 8.5 Vergleich der Wärmenutzung ausgewählter Anlagen des Bundesmessprogramms (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Anlage A2 ist ein Spezialfall, da diese eine Versuchsanlage darstellt und damit die mögliche Nutzwärme nicht ausgekoppelt werden kann. Es ist aber trotzdem zu erkennen, dass wie auch bei Anlage A3 die zur Verfügung stehende Wärme nicht ausreichend für externe Prozesse, also als Nutzwärme, eingesetzt wird. Es wird auch hier keine zusätzliche Wärme für interne Prozesse benötigt, sodass die Differenz zwischen maximal generierter und intern genutzter Wärme als Nutzwärme ausgekoppelt werden kann.

Die Entwicklung und Umsetzung eines Wärmenutzungskonzeptes zur nahezu vollständigen Nutzung der generierten Wärme ist wie in Abbildung 8.5 gezeigt auch für verschiedene Anlagenkonzepte möglich und sollte in Hinblick auf den Wirkungsgrad der Anlage und die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung optimiert werden.

8.3 Treibhausgasbilanzierung

Für die in Kapitel 8.2 beschriebenen Biomassevergassungsanlagen werden Treibhausgasbilanzen erstellt und mit Referenzwerten konventioneller Referenzsysteme verglichen.

8.3.1 Methodik

Für die ökologische Bewertung der hier betrachteten Biomassevergassungsanlagen kommt das Instrument der Ökobilanzierung (auch Life Cycle Analysis, LCA) zum Einsatz. Für die Erstellung einer solchen Bilanz existieren die international gültigen Normen ISO 14040 (DIN EN ISO 14040, 2009) und ISO 14044 (DIN EN ISO 14044, 2006). Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um alle mit diesem Produkt verbundenen klimawirksamen Effekte zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz des aus der Verbrennung des Produktgases erzeugten Stroms berücksichtigt. Die Methodik der Ökobilanz kann grob in vier Bestandteile unterteilt werden und ist in Abbildung 8.6 schematisch veranschaulicht.

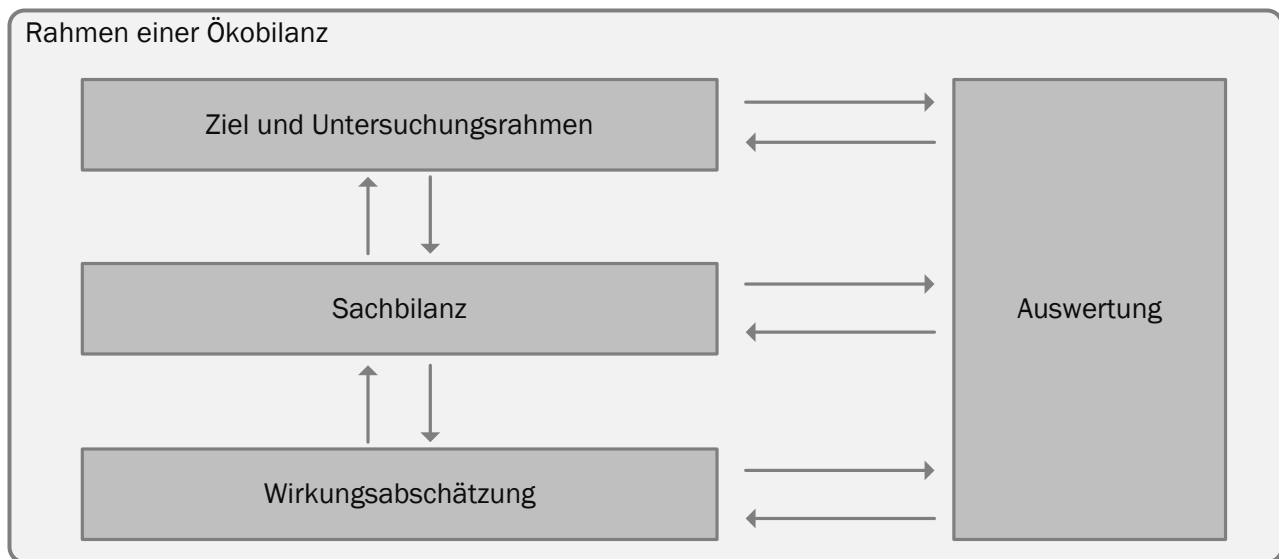


Abbildung 8.6 Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 ff.

Ziel dieser Bewertung ist es, die betrachteten Konzepte zur Biomassevergasung bezüglich der Umweltwirkung Treibhausgasemissionen zu bilanzieren und die Ergebnisse ausgewählten Referenzsystemen gegenüberzustellen.

Der Bilanzierungsrahmen der betrachteten Biomassevergasungskonzepte umfasst die gesamte Prozesskette von der Rohstoffbereitstellung – hierbei handelt es sich um den Transport und die Weiterverarbeitung des Waldrestholzes zu Hackschnitzeln und Industrierestholz zu Pellets – über die

Biomassevergasung, die motorische Verbrennung des Produktgases, bis zur Bereitstellung von Strom frei Anlage wie in Abbildung 8.7 dargestellt.

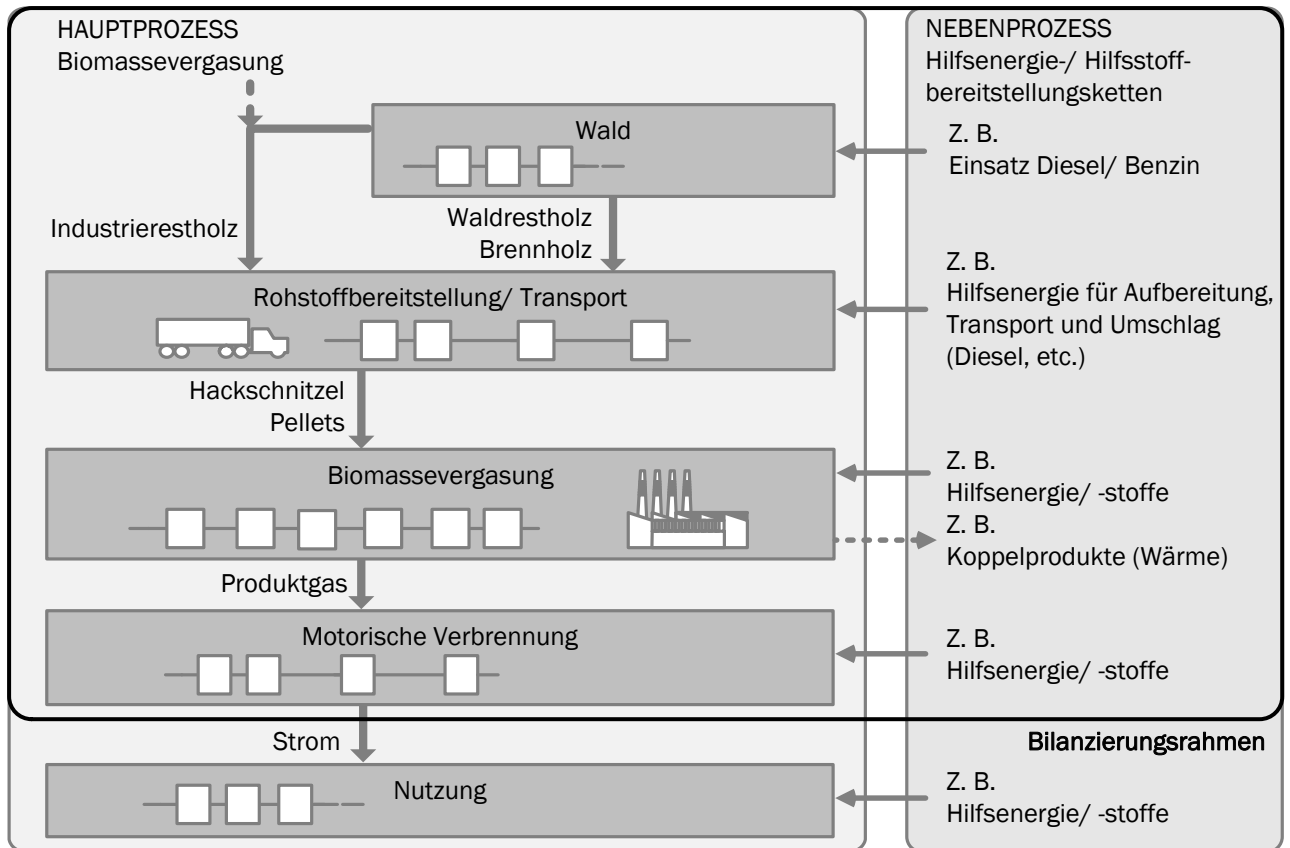


Abbildung 8.7 Bilanzierungsrahmen (eigene Darstellung, © DBFZ).

Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Koppelprodukten. Im Fall der Biomassevergasung wird die extern genutzte Prozesswärme mittels Substitutionsmethode berücksichtigt. Hierbei wird der Annahme gefolgt, dass die durch die Biomassevergasungsanlage bereitgestellte und extern genutzte Wärme die entsprechende Menge Nutzwärme eines Erdgasheizkessels ersetzt. Die mit der Bereitstellung dieser Wärme verbundenen Emissionen werden als vermiedene Emissionen dem System gutgeschrieben. Infrastrukturelle Aufwendungen sind in den Betrachtungen nicht enthalten.

Die Stoff- und Energieflüsse für die Vergasungsprozesse basieren auf den erhobenen Daten. Zur Quantifizierung der Emissionen aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern sowie Hilfs- und Betriebsstoffen (dazu zählt z. B. Aktivkohle) wird auf die Ecoinvent Datenbank (ECOINVENT v2.1. 2001) zurückgegriffen. Für die Strombereitstellung wird der Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerkparks gemäß Kapitel 8 – Referenzsysteme des Methodenhandbuchs – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagasemissionen (Thrän et al. 2013) – angesetzt. Die Sachbilanzdaten zur Bereitstellung der Rohstoffe Waldrestholzhackschnitzel und Holzpellets, zu Transportprozessen, zum Einsatz von Hilfsenergieträgern sowie zu Hilfs- und Betriebsstoffen entstammen ebenfalls der Datenbank Ecoinvent Version 2.1. Für die Bewertung der Biomassevergasungsprozesse wurden die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von 1 kWh Strom bilanziert. Die Berechnung erfolgt nach der IPCC-Methode (IPCC 2001, S. 388) und wird mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent

(CO₂-Äquivalent) dargestellt. Entsprechend der IPCC Methode werden biogene CO₂ Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, hier folgt man dem vereinfachten Ansatz, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat.

8.3.2 Spezifische Treibhausgasemissionen

Abbildung 8.8 gibt einen Überblick über die THG-Emissionen der betrachteten Biomassevergasungskonzepte in g CO₂-Äq. je erzeugter Kilowattstunde Strom. Die unterstellten Annahmen hinsichtlich der jährlichen Betriebsstunden und Wärmenutzung entsprechen dem Szenario 2 (wärmegeführte Betriebsweise¹³). Deutlich stellen sich in der Abbildung 8.8 die im Negativbereich der Y-Achse abgetragenen Emissionsgutschriften (orangefarbene Darstellung) für extern genutzte Wärme dar. Hier folgt man der Annahme, dass die für die externe Nutzung bereitgestellte Wärme des Biomassevergasungskonzeptes Nutzwärme eines Erdgasheizkessel < 100 kW substituiert und die mit deren Bereitstellung verbundenen Emissionen vermieden werden. Der entsprechende Emissionsfaktor wurde der Ecoinvent Datenbank entnommen.

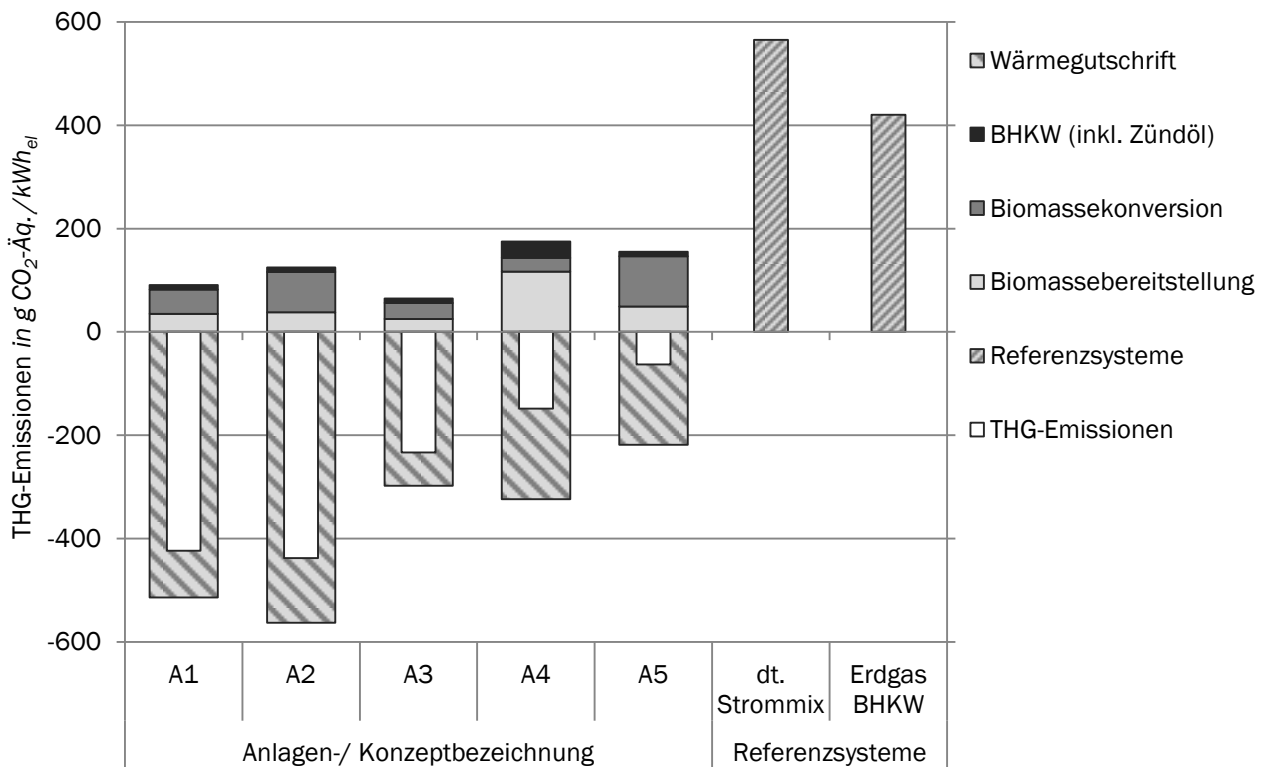


Abbildung 8.8 Spezifische THG-Emissionen der betrachteten Biomassevergasungsanlagen (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Die aus den Biomassevergasungsprozessen resultierenden spezifischen THG-Emissionen sind in Abbildung 8.8 als Säulen im positiven Bereich der Y-Achse abgetragen, gestapelt von unten nach oben aus den Segmenten Biomassebereitstellung (hellgrau), Biomassekonversion (grau) und BHKW (dunkelgrau) bestehend. Der aggregierte Wert für die Biomassebereitstellung setzt sich aus den

¹³ Im Szenario 1 (stromgeführt) wird eine Betriebsweise mit 8.000 h/a und eine Wärmenutzung von 60 % unterstellt. Im wärmegeführten Szenario 2 hingegen wird eine Betriebsweise mit 6.000 h/a und eine Wärmenutzung von 100 % abgebildet.

Emissionen der Hackschnitzel- bzw. Pelletbereitstellung und den Biomassetransportprozessen zusammen. Die Emissionen aus der Biomassebereitstellung sind auf die Weiterverarbeitung des Wald- und Industrierestholzes beschränkt (vorgelagerte Prozesse werden per Reststoffdefinition nicht berücksichtigt) und fallen hauptsächlich bei der Verbrennung fossilen Diesels in forstwirtschaftlichen Maschinen an. Auffällig in der Gesamtbetrachtung sind die relativ hohen Emissionen der Biomassebereitstellung des Konzeptes A4. Dieses Konzept setzt im Gegensatz zu den anderen Konzepten anstelle der Holzhackschnitzel Holzpellets ein. Das Pelletieren verursacht durch den höheren Bedarf und den Einsatz von Netzstrom deutlich höhere THG-Emissionen als die Holzhackschnitzelproduktion. Des Weiteren wurden für dieses Konzept längere Transportwege angenommen.

Weitere Treiber der Gesamtemissionen sind die Emissionen aus der Biomassekonversion (als zweites Segment der Säule dargestellt). Diese Emissionen sind über alle Konzepte zu mehr als 95 % auf den Strombedarf der Vergasungsanlage und die Verwendung des deutschen Netzstroms zurückzuführen. Ursächlich für die klimarelevanten Emissionen ist diesbezüglich die Verbrennung fossiler Energieträger, die einen relativ hohen Anteil am Erzeugungsmix des deutschen Kraftwerksparks (Thrän et al. 2013) ausmacht, weshalb sich die Konzepte mit einem höheren Strombedarf (A2 und A5) auf der Stufe der Biomassekonversion als emissionsintensiver darstellen. Dritte und letzte Stufe der betrachteten Prozesskette ist die Verbrennung des Produktgases im BHKW. Die damit verbundenen Emissionen sind in der Grafik am oberen Ende des Balkens dunkelgrau abgetragen.

Wie bereits beschrieben werden biogene CO₂-Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat. Dementsprechend gering stellen sich die aus der Verbrennung resultierenden Emissionen dar. Während die klimarelevanten Emissionen der Konzepte A1, A2, A3 und A5 in erster Linie auf nicht verbranntes Methan im Abgasstrom des BHKW zurückzuführen sind, werden die deutlich höheren Emissionen des Konzeptes A4 durch den Einsatz von Rapsöl als Zündöl verursacht. Der Emissionsfaktor für Rapsöl stammt aus dem Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung (BLE 2010, S. 55). Ursächlich für die Emissionen aus der Rapsölproduktion sind Aufwendungen und Emissionen aus landwirtschaftlichen Prozessen. Diese sind im Wesentlichen Emissionen aus der Düngemittelbereitstellung, direkte Lachgasemissionen aus der Düngemittelapplikation und Emissionen aus der motorischen Verbrennung von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen. Werden die prozessbedingten Emissionen und die Emissionsgutschriften aggregiert, erhält man die spezifischen THG-Gesamtemissionen je erzeugter Kilowattstunde Strom, in der Grafik als weiß-grau gestreifter Balken erkennbar. Ob der hohen Substitutionsgutschriften für extern genutzte Wärme befindet sich dieser Wert über alle Konzepte im negativen Wertebereich. Wie sich die THG-Emissionen der betrachteten Biomassevergasungsanlagen im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen darstellen, wird nachfolgend beschrieben.

8.3.3 THG-Vermeidungspotenzial

Um die ermittelten THG-Bilanzen der betrachteten Biomassevergasungsanlagen bewerten und einordnen zu können, ist es notwendig, die Ergebnisse Referenzsystemen gegenüber zu stellen. Bei den gewählten konventionellen Referenzsystemen handelt es sich zum einen um den Erzeugungsmix des deutschen Netzstroms und zum anderen um ein Erdgas BHKW.

Wie in Abbildung 8.9 dargestellt, zeigen alle Biomassevergasungskonzepte sowohl gegenüber dem Referenzsystem Strommix (als dunkelgrauer Balken dargestellt) als auch gegenüber dem Vergleichssystem Erdgas BHKW (hellgrauer Balken) deutliche THG-Minderungen (die Minderungen

gegenüber Erdgas BHKW sind als hellgraue, die gegenüber Strommix als dunkelgraue Punkte dargestellt). Die hohen Minderungen sind der Tatsache geschuldet, dass die Gesamtemissionen der Biomassevergasungsprozesse über alle Konzepte im negativen Wertebereich liegen und zeigen den wesentlich Einfluss, den die Wärmenutzung und die Wärmeberücksichtigung auf das Gesamtergebnis und die damit verbundenen THG-Minderungen haben. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung im folgenden Kapitel werden die THG-Minderungen unter Bezugnahme unterschiedlicher Betriebsführungen der BHKWs und variabler Wärmeberücksichtigung berechnet.

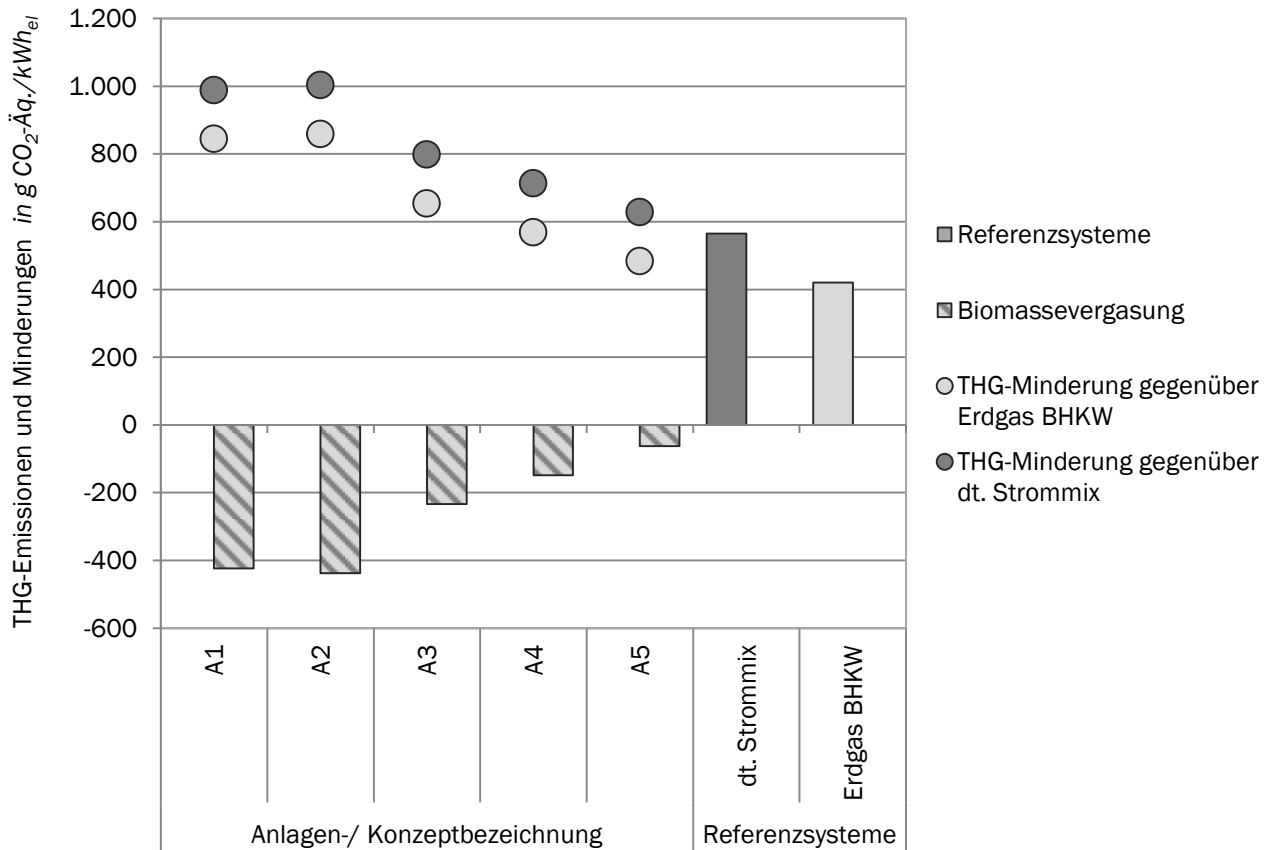


Abbildung 8.9 Spezifische THG-Minderung gegenüber konventionellen Referenzsystemen (eigene Berechnungen, © DBFZ).

8.3.4 Auswertung und Fazit

Das Gesamtergebnis der THG-Bilanzierung wird im Wesentlichen von drei Faktoren beeinflusst:

- Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
- Benötigter Strom für die Konversion
- Bereitgestellte Wärmen für die externe Nutzung

Da der für die Biomassekonversion benötigte Strombedarf durch den Einsatz des emissionsintensiven deutschen Netzstroms (vgl. Kapitel 8.3.2 „Spezifische Treibhausgasemissionen“) gedeckt wird, stellen sich die Prozesse mit einem vergleichsweise geringen Strombedarf als besonders günstig dar. Eine Ausnahme bildet das Konzept A4. Trotz eines geringen Strombedarfs liegen die prozessbedingten Emissionen über denen der anderen Vergasungskonzepte. Das ist in erster Linie dem verwendeten Brennstoff geschuldet: Konzept A4 setzt als einziges Konzept Holzpellets ein und die Pelletierung ist

aufgrund des Strombedarfs mit höheren Emissionen verbunden als die Hackschnitzelbereitstellung. Der Einsatz von Netzstrom und der damit verbundene Verbrauch fossiler Energieträger ist folglich ein Treiber klimarelevanter Emissionen. Ein höherer Anteil regenerativer Energien im Erzeugungsmix könnte zu einer Minderung der THG-Emissionen führen.

Eine weitere Einflussgröße ist, neben den prozessbedingten Emissionen, die Substitutionsgutschrift extern genutzter Wärme. In einer Sensitivitätsanalyse werden neben dem Ausgangsszenario¹⁴ Szenario 2 mit wärmegeführter Betriebsweise (100 % externe Nutzung der verfügbaren Wärme) ein stromgeführtes Szenario 1 (60 % der extern nutzbaren Wärme werden genutzt) und ein Szenario ohne Berücksichtigung der verfügbaren Wärme betrachtet (Szenario 3) und dem im Kapitel THG-Minderung beschriebenen Referenzsystem des deutschen Strommixes gegenübergestellt. Die Emissionen des Referenzsystems sind in Abbildung 8.10 als Balkengrafik, die THG-Minderungen der Biomassevergasungsanlagen als Dreiecke (Szenario 1), Rauten (Szenario 2), oder Kreise (Szenario 3) dargestellt.

Erwartungsgemäß nehmen mit einer geringeren Wärmeberücksichtigung die den Szenarien entsprechenden spezifischen THG-Minderungsmengen ab. Die substitutionsbereinigten Werte des Szenarios ohne Wärmenutzung (kreisförmig dargestellt), die unverkennbar unter denen mit Wärme-gutschrift liegen, heben die Bedeutung einer bedarfsgerechten Betriebsweise und damit verbundenen externen Wärmenutzung noch einmal hervor.

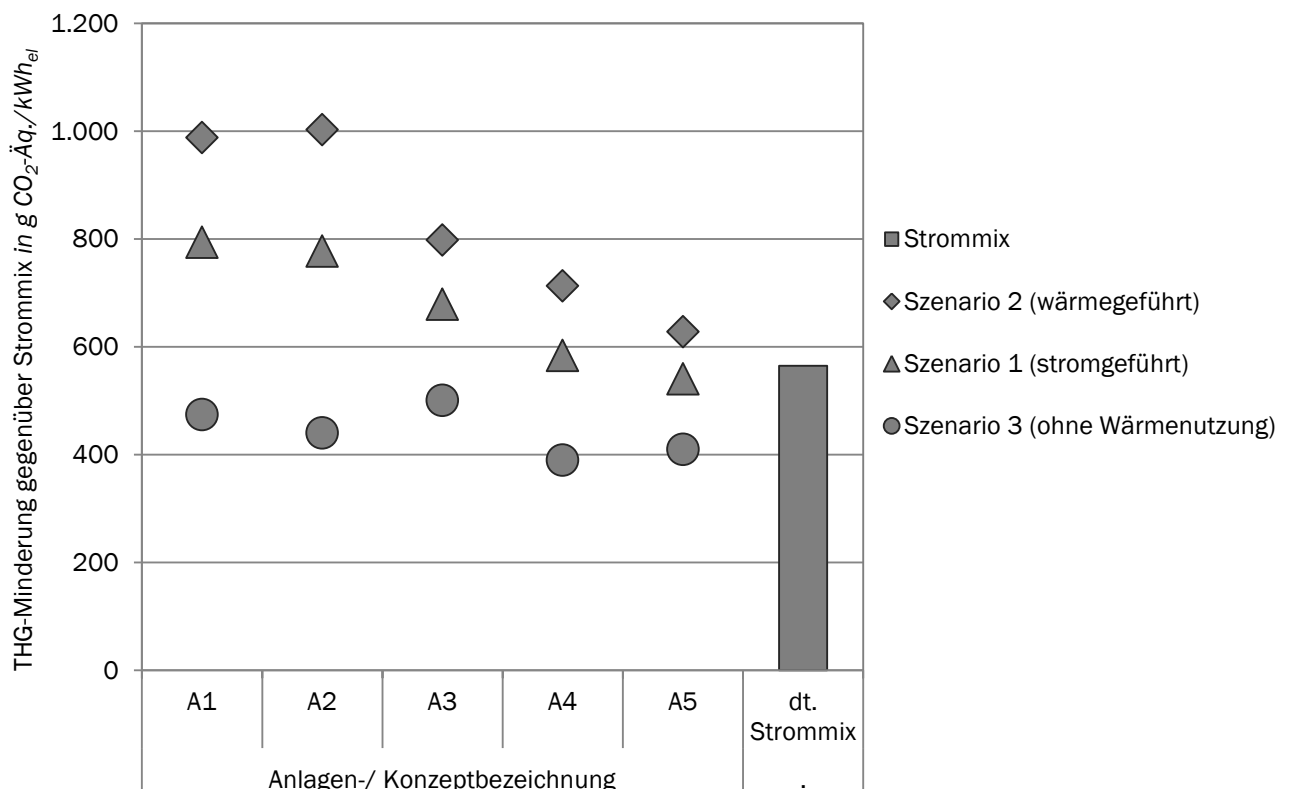


Abbildung 8.10 Sensitivitätsbetrachtung der spezifischen THG-Minderungen (eigene Berechnungen, © DBFZ).

¹⁴ Stromgeführt bedeutet hier eine Betriebsweise mit 8.000 h/a und eine Wärmenutzung von 60 %. Im wärmegeführten Szenario hingegen 6.000 h/a und eine Wärmenutzung von 100 % abgebildet. Da keine infrastrukturellen Aufwendungen (Bau der Anlage) mit in die Bilanz eingehen, sind die jährlichen Betriebsstunden in diesem Fall irrelevant.

8.4 Gestehungskosten und THG-Vermeidungskosten

Einer der größten Vorteile der kleintechnischen Biomassevergasung ist deren nahezu problemlose Integration in die derzeitige Energieinfrastruktur. Die Grundlastfähigkeit ist dabei eine herausragende Eigenschaft, wenn es um die Substitution nuklearer und fossil gefeuerter Grundlastkraftwerke durch klimaneutrale Technologien geht. Perspektivisch ist auf der Basis der Grundlastfähigkeit auch die Entwicklung von Stromnetzdienstleistungen hinsichtlich Regelenergie denkbar, was jedoch große technologische und damit finanzielle Aufwendungen bedeutet. Zugleich muss für eine nachhaltige Nutzung der limitierten biogenen Ressourcen der weitere Ausbau der kleintechnischen Biomassevergasung besonders effizient, ökologisch und sozialverträglich erfolgen. Wegen der großen Bandbreite biogener Rohstoffe und Verfahren ist es erforderlich verschiedene KWK-Anlagen zu analysieren, sowie untereinander und mit einer geeigneten fossilen Referenz zu vergleichen.

Die Schwerpunkte der ökonomischen Bewertung lassen sich dabei in folgende Punkte gliedern:

- Betriebswirtschaftliche Beurteilung der Marktfähigkeit und ökonomischer Vergleich bestehender Anlagen und -konzepte
- Identifizierung technischer und ökonomischer Hemmnisse bzw. Stärken stehen dabei im Vordergrund, wobei Anforderungen an die Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen in die Betrachtung einfließen
- Einschätzung der ökonomischen und ökologischen Nachhaltigkeit im Vergleich zu einem fossilen Referenzsystem sowie verschiedener Betriebsweisen

8.4.1 Methodik

Nachdem in Kapitel 8.1 der Bilanzraum für die anschließende Bewertung festgelegt und die daraus hervorgehenden Stoff- und Energieströme bestimmt wurden, ist es nun möglich die Anlagen ökonomisch zu bewerten. Neben den Stoff- und Energieströmen und der ökologischen Bilanzierung ermöglichen Angaben der Hersteller über das Investitionsvolumen und die Analyse relevanter verbrauchs- und betriebsgebundener Kosten die Berechnung ökonomischer Kenngrößen. Dabei ist zu erwähnen, dass nur für Anlagen, bei denen während der Projektlaufzeit fundierte Daten erhoben werden konnten, eine ökonomische Gesamtbewertung erfolgen kann. Für Anlagen, die aufgrund technischer Probleme stillgelegt wurden, war es nicht möglich die für eine ökonomische Bewertung notwendigen Daten zu erheben bzw. waren diese nicht ausreichend validiert verfügbar.

Um die betriebswirtschaftlichen Folgen einer Investition beurteilen zu können, werden basierend auf gleichen Systemgrenzen die Anlagenkonzepte einzeln geprüft und anschließend gegenübergestellt. Als Systemgrenze der Berechnungen ist die Konversionsanlage inkl. der Rohstoffkonditionierung zu betrachten. Die Kosten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung) finden über Rohstoffpreise Eingang. Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer geplanten Anlage werden die Gestehungskosten basierend auf der Annuitätenmethode nach VDI 6025 ermittelt und anschließend möglichen Opportunitätskosten gegenübergestellt. Konkret werden dazu die Stromgestehungskosten mit der aktuellen EEG-Vergütung verglichen, Sensitivitätsanalysen wichtiger Einflussgrößen vorgenommen und die Treibhausgasvermeidungskosten bestimmt. Zusätzlich werden die Wärmegestehungskosten der Anlagen berechnet und gegenüber alternativen Konzepten zur Wärmeversorgung in diesem Leistungsbereich bewertet.

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse erfolgte die ökonomische und ökologische Bewertung auf Basis einheitlicher Jahresbetriebsstunden und Wärmenutzungsgrade. Im Szenario 1 ist mit 8.000 h/a und einer Wärmenutzung von 60 % eine stromgeführte Betriebsweise unterstellt. Im Szenario 2 hingegen wird mit 6.000 h/a und einer Wärmenutzung von 100 % eine wärmegeführte Betriebsweise abgebildet. Im Allgemeinen basieren die für die Berechnung notwendigen Annahmen auf Jahresmittelwerten von 2011. Des Weiteren wird der Terminus „Preissteigerungen“ (z. B. in Verbindung mit Rohstoffpreisen, Anlagengütern und Wärmepreisen) genutzt. Dies impliziert, dass Preissteigerungen im Einkauf kostensteigernd und im Verkauf von Koppelprodukten erlössteigernd wirken.

Generell muss zwischen Gestehungskosten, Bereitstellungskosten und Systemkosten unterschieden werden, da unterschiedliche Systemgrenzen zugrunde liegen und damit die Höhe sowie die Vergleichbarkeit maßgeblich beeinflussen. Wie in der Abbildung 8.15 dargestellt umfassen die Gestehungskosten ausschließlich Kosten der Rohstoffbereitstellung und der Konversion zum biogenen Sekundärenergieträger frei Anlage bzw. Einspeisepunkt. Sollen zusätzlich die Kosten für die Distribution, Netzinfrastruktur und Kosten zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie Übertragungsverlust berücksichtigt werden, sind die Bereitstellungskosten zu ermitteln. Ist die gesamte Wohlfahrt einer Volkswirtschaft im Fokus der Betrachtung, sind zudem Kosten und Erlöse der externen Effekten zu internalisieren, um die Vorteilhaftigkeit eines Konversionspfades zu beurteilen.

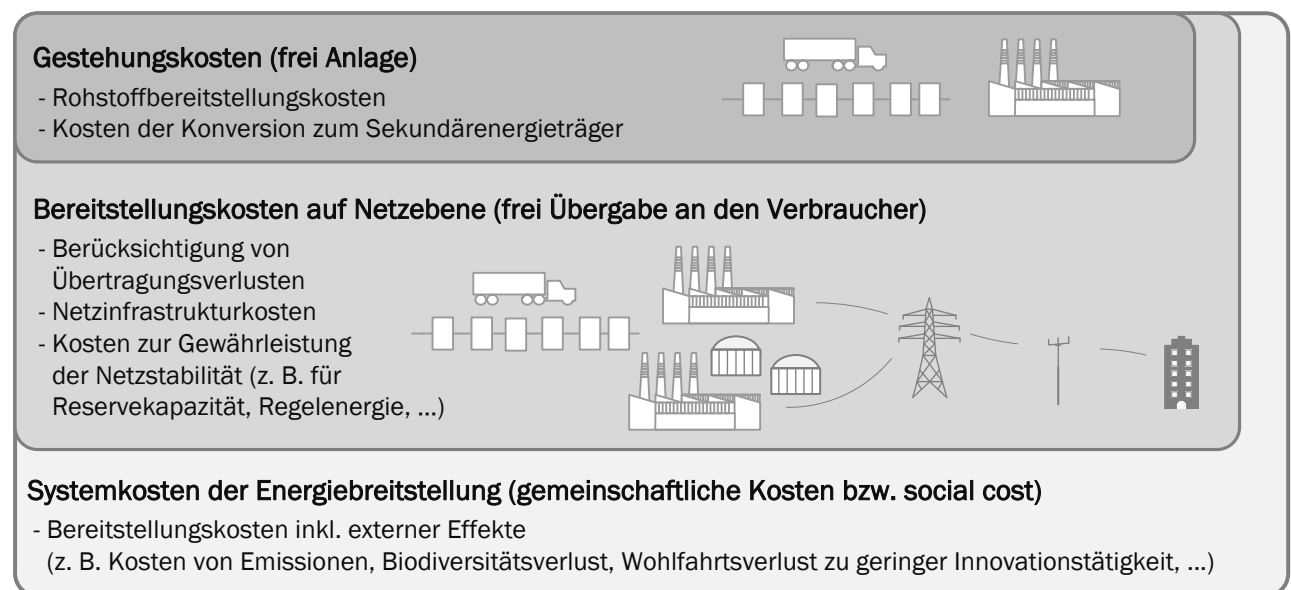


Abbildung 8.11 Abgrenzung von Gestehungskosten, Bereitstellungskosten und Systemkosten (eigene Darstellung basierend auf (OECD 2012, S.104), © DBFZ).

Da im Rahmen dieser Studie ein Vergleich der Gestehungskosten untereinander und mit der EEG-Vergütung zur Beurteilung der betriebswirtschaftlichen Wirtschaftlichkeit stattfindet, ist die Berücksichtigung der Bereitstellungskosten auf Netzebene und der „nicht marktvermittelnden“ Kosten (social costs) nicht notwendig. Ist aber ein Vergleich der verschiedenen Erneuerbaren Energien unter wohlfahrtsmaximierenden Gesichtspunkten angestrebt, sind die Systemgrenze auf die Nutzenergiebereitstellung auszudehnen und externe Effekte zwingend zu berücksichtigen, wodurch die Komplexität und Aufwand der Analyse deutlich zunimmt und sich gleichzeitig die Aussage immer abstrakter gestaltet. Damit bleiben aber bei einer reinen Gestehungskostenbetrachtung die positiven Effekte der Energiebereitstellung über den Pfad der Biomassennutzung gegenüber Wind und Photovoltaik aufgrund einer

deutlich höher gesicherten Leistung unberücksichtigt. Beträgt die gesicherte Leistung bei Biomasse 88 %, so sind es bei Wind nur 5 bis 10 % und Photovoltaik nur 1 % der Kraftwerksleistung (DENA 2010, S. 23). Die erhöhten Kosten für das Vorhalten gesicherter Leistung (Reservekapazitäten) mittels fossiler Kraftwerke durch zusätzliche Investitionen, Wirkungsgradverschlechterung, Warmhalte-, An- und Abfahrverhalten wirken somit negativ auf die geringen Grenzkosten von Wind und Photovoltaik bzw. kostensenkend auf die der Biomassenutzung. Bei einem Vergleich der Bereitstellungskosten auf Netzebene der Biomassepfade mit Wind- oder Solarkraftwerken sind die Mehrkosten für zusätzliche Reserveleistung und Netzausbau zu berücksichtigen. Die zusätzlichen Kosten für die Bereitstellung gesicherter Leistung durch konventionelle Reservekraftwerke oder Speicher könnten dabei wie folgt bestimmt werden (Friedrich et al. 1990, S. 126):

$$K_{GL} = \frac{A_{FK}}{H_{FK}} - \frac{A_{FK} \cdot L_{RK}}{H_{RK}} \quad \text{Formel 9}$$

K_{GL}	=	Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung in €/kWh
A_{FK}	=	Annuität (inkl. der jährlichen Fixkosten) des Reservekraftwerks in €/(a·kW)
H_{FK}	=	Vollbenutzungsstunden der Versorgungsaufgabe pro Jahr durch ein fossiles Kraftwerk
H_{RK}	=	Vollbenutzungsstunden des „regenerativen Kraftwerks“ pro Jahr
L_{RK}	=	gesicherte Leistung des „regenerativen Kraftwerks“ in %

Die Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung entstehen, weil bei der Erzeugung von elektrischer Energie aus regenerativen Energien nur die variablen Kosten des Backup-Kraftwerks eingespart werden, die fixen Kosten aber trotzdem anfallen (Kruck et al. 2007, S. 179). Die Abschreibung der bestehenden konventionellen Kraftwerke fällt bei der Berechnung der kurzfristigen Annuität des Reservekraftwerks quasi nicht an, da Bestandskraftwerke dazu genutzt werden können (erste Term der Formel 9). Bei einer langfristigen Betrachtung sind jedoch Ersatzinvestitionen nötig, wodurch Abschreibung real anfallen. Die Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung (K_{GL}) sinken jedoch gleichzeitig durch den Kapazitätseffekt des „regenerativen Kraftwerks“, der durch die gesicherte Leistung desselben auftritt (zweite Term der Formel 9).

In Tabelle 8.3 sind exemplarisch die Backup-Kosten für Wind- und Biomassekraftwerke in Anlehnung an Kruck et al. 2007 dargestellt, die durch ein Erdgas-GuD- und Steinkohlereservekraftwerk entstehen würden. Durch den geringen Kapazitätseffekt der Windenergieanlagen sind die Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung (K_{GL}) mit bis zu 1,5 €/ct/kWh um 700 % und Photovoltaik mit bis zu 1,8 €/ct/kWh um bis zu 900 % höher als bei Biomasse.

Tabelle 8.3 Bereitstellungskosten für gesicherte Leistung (eigene Berechnung basierend auf (Kruck et al. 2007, S. 179), (DENA 2010, S. 22 f.), (Fraunhofer ISI 2013, S. 40)).

	A_{FK} in €/ (a·kW)	H_{FK} in h/a	H_{RK} in h/a	L_{RK} in %	K_{GL} durch Erdgas- GUD-KW in €/ct/kWh	K_{GL} durch Steinkohle- KW in €/ct/kWh
Erdgas GuD-KW	50	6.000	-	-	-	-
Steinkohle-KW	115	6.000	-	-	-	-
Photovoltaik	-	-	1.030	1 %	0,8	1,8
Windenergieanlage	-	-	2.200	6 %	0,7	1,5
Biomasse-BHKW	-	-	6.000	88 %	0,1	0,2

8.4.1.1 Kalkulation der Stromgestehungskosten

Zur Berechnung werden auf Basis der Produktionskosten und abzüglich der Erlöse für Koppelprodukte (z. B. Wärme oder heizwertreiche Asche) die Gestehungskosten des Hauptprodukts (Strom) ermittelt. Mittels der Annuitätenmethode werden nichtperiodische Zahlungen sowie periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in periodisch konstante Zahlungen transformiert und mit der Division durch die jährliche Energiebereitstellung in die mittleren Gestehungskosten (LCOE) überführt (Abbildung 8.12).

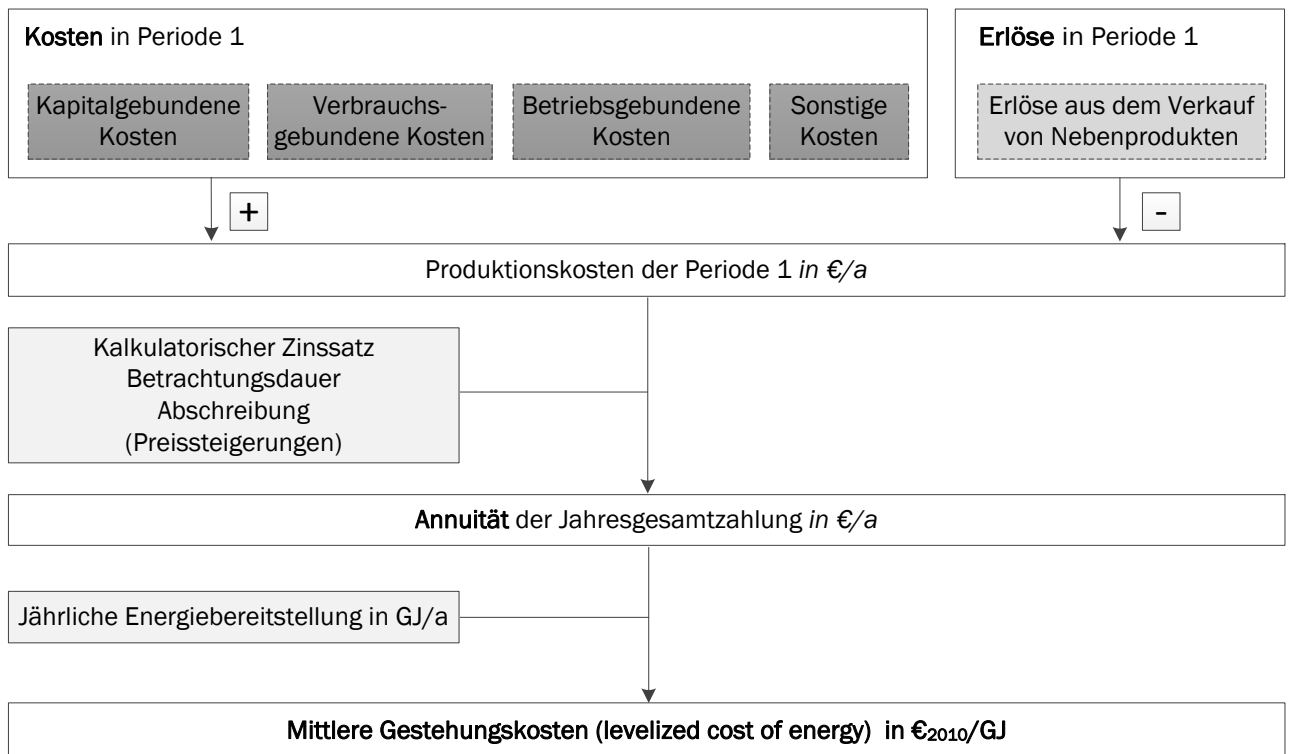


Abbildung 8.12 Berechnung der Gestehungskosten basierend auf der Annuitätenmethode (eigene Darstellung, © DBFZ).

Ausgangspunkt der Berechnung sind die jährlichen Produktionskosten des Hauptprodukts (elektrische Energie), wie in Abbildung 8.12 dargestellt, die über die Kosten und abzüglich der Erlöse für Nebenprodukte zu ermitteln sind. Nur bei einer konstanten Energiebereitstellung über den Betrachtungsraum kann diese Methode zur Berechnung der mittleren Gestehungskosten genutzt werden (siehe Formel 10 in Anlehnung an OECD 2010, S. 34).

$$GSK_m = \frac{A}{E}$$

Formel 10

- GSK_m = Mittlere Gestehungskosten in €/kWh
 A = Annuität der Kosten abzüglich der Erlöse für Nebenprodukte in €/kWh
 E = jährliche, konstante Energiebereitstellung in kWh/a

Ist die jährliche Energiebereitstellung nicht konstant, ist dieses Vorgehen nicht möglich. Stattdessen sind alle Zahlungen und die jährliche Energiebereitstellung über alle Zeitpunkte der Betrachtung auf den Inbetriebnahmezeitpunkt ($t=0$) mittels einer unterstellten Diskontierungsrate abzuzinsen. Die ermittelten Barwerte aller Zahlung und der Energiebereitstellung weisen nun einen einheitlichen Bezugspunkt auf und können nun mittels Division in die mittleren Gestehungskosten überführt werden (siehe Formel 11 basierend auf (OECD 2010, S. 34). Über die richtige Höhe der Diskontierungsrate gibt es umfangreiche Diskussionen. Eine Möglichkeit ist es, für die Kosten oder Auszahlungen, also negative Überschüsse, den Fremdkapitalzinssatz zu wählen und dementsprechende auch für die Energiebereitstellung. Üblicher Weise liegen Diskontierungsraten zwischen 5 und 10 %.

$$GSK_m = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t - NE_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Formel 11}$$

GSK_m	=	Mittlere Gestehungskosten (LCOE) in €/ct/kWh
K_t	=	Kosten in Periode t in €/a
NE_t	=	Nebenprodukterlöse in Periode t in €/a
E	=	Energiebereitstellung in Periode t in kWh/a
r	=	Diskontierungsrate in %

Für alle Berechnungen der Gestehungskosten sind der untere Heizwert (H_i), das Basisjahr 2011 und eine jährlich konstante Energiebereitstellung über den Betrachtungszeitraum angesetzt. Für die Rohstoffpreise werden einheitliche Jahresmittelwerte angenommen. Da der Vergleich mit der aktuellen, 20 Jahre lang konstanten EEG-Vergütung erfolgt, ist es zwingend notwendig Preissteigerungen während des Betrachtungszeitraumes in die Kalkulation mit einzubeziehen. Zu beachten ist, dass die Gestehungskosten ausschließlich als Indikator für die Wirtschaftlichkeit einer Produktion nützlich sind, da steuerliche Aspekte bei der Berechnung nicht berücksichtigt werden. Faktoren wie die gesellschaftliche Akzeptanz, Verfügbarkeit, Preiseffekte oder sonstige externe Effekte, die bei einer zunehmenden Biomassevergasung auftreten könnten, haben bei dieser Betrachtung keinen Einfluss.

8.4.1.2 Kalkulation der Wärmegestehungskosten

Die Kalkulation der Wärmegestehungskosten erfolgt analog zu den Stromgestehungskosten, jedoch wird die auskoppelbare Wärme als Hauptprodukt und die EEG-Vergütung als Erlöse des Koppelproduktes angesehen. Der Vorteil ist, dass die EEG-Vergütungen als konstante Erlöse und damit ohne Marktunsicherheiten in die Kalkulation einfließen. Zudem spielen prognostizierte Preissteigerungen für die ein- und ausgehenden Zahlungsströme keine Rolle, da ein Vergleich mit derzeitigen Wärmegestehungskosten anderer Alternativen (Opportunitätskosten) erfolgt. Sind die Opportunitätskosten höher als die Wärmegestehungskosten der untersuchten Anlage, ist dies ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit.

Die Nachteile der Wärmegestehungskosten als Wirtschaftlichkeitsindikator liegen zum einen in der Berechnung der Opportunitätskosten. Diese Kalkulation ist mit weiteren Annahmen verbunden und kann nur schwer das vollständige Angebot der am Markt verfügbaren Technologien abbilden. Zum

anderen muss davon ausgegangen werden, dass zukünftige Preissteigerungen der untersuchten Referenzkonzepte über den Betrachtungszeitraum höher oder maximal gleich hoch sind. Andernfalls ist die Vorteilhaftigkeit der untersuchten Anlage nicht gewährleistet. Dennoch bieten die Wärme-gestehungskosten eine gute Möglichkeit die Wirtschaftlichkeit hinsichtlich Anlagenleistung und Einsatzstoff gleichartiger KWK-Anlagen für einen konkreten Standort abschätzen zu können.

8.4.1.3 Annahmen zu Instandhaltungskosten

Die VDI-Richtlinie 2067 unterscheidet zunächst in Bedienung, Instandhaltung, Instandsetzung und Wartung. Zur Bedienung gehören demnach alle Arbeitendes Bedienungspersonals, die für den reibungslosen Betrieb von Anlagen durchzuführen sind, also Ingangsetzen, Inganghalten sowie Stillsetzen, nicht zu verwechseln mit Stillsitzen. Die Wartung umfasst alle Maßnahmen zur Wiederherstellung und die Instandsetzung alle Maßnahmen zur Bewahrung des Sollzustandes von technischen Mitteln eines Systems. Unter Instandhaltung sind alle Wartungs-, Inspektions- und Instandsetzungsarbeiten zusammengefasst. In Peter et al. 2003 sind für unterschiedlich komplexe Verfahren und in Abhängigkeit der Prozessbedingungen Schätzungen der Instandhaltungskosten nach Löhnen und Material aufgeschlüsselt angegeben. In Tabelle 8.4 sind die Instandhaltungskosten als Prozentangaben der Investitionssumme pro Jahr aufgelistet. Unterstellt man der kleintechnischen Biomassevergasung ein durchschnittlich komplexes Verfahren unter normalen Prozessbedingungen zu sein, ist somit 5 bis 9 % der Investitionssumme pro Jahr auszugehen. Dabei kann der Grad der Automatisierung als Indikator dienen, ob eher die untere oder obere Grenze anzusetzen ist. Alle Angaben zu den Instandhaltungskosten die im Folgenden zur Berechnung der Gestehungskosten genutzt wurden, sind Hersteller bzw. Betreiberangaben. Zur besseren Einordnung dieser Angaben können diese Literaturangaben hilfreich sein.

Tabelle 8.4 Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (in Anlehnung an Peter et al. 2003, S. 264)

	Instandhaltungskosten in % der Investitionssumme pro Jahr		
	Löhne	Material	Gesamt
Einfaches chemisches Verfahren	1 - 3	1 - 3	2 - 6
Durchschnittlich komplexes Verfahren unter normalen Prozessbedingungen	2 - 4	3 - 5	5 - 9
Komplexes Verfahren unter korrosiven Bedingungen oder mit aufwendiger MSR	3 - 5	4 - 6	7 - 11

8.4.1.4 Kalkulation der Treibhausgasvermeidungskosten

Aufbauend auf den Stromgestehungskosten erfolgt die Berechnung der spezifischen THG-Vermeidungskosten. Diese Kalkulation basiert auf einem vereinfachten Ansatz (Formel 12), wobei zunächst die spezifischen Differenzkosten (in €/kWh_{el}) zwischen der erneuerbaren Energiebereit-

stellung und einer oder mehreren fossilen Referenzen, im konkreten Fall einem KWK-Erdgas-BHKW¹⁵ und dem deutschen Strommix, zu ermitteln sind. Dabei ist im Sinne der Transformation des Energiesystems hin zu mehr erneuerbarer Energie darauf zu achten, dass ein echter, physischer Ersatz stattfinden kann und nicht nur eine bilanzielle Substitution. Diese ist wichtig, um einen fairen Kostenvergleich zum Beispiel mit Wind- und Solarenergie zu ermöglichen, die zur Übernahme einer bestimmten Versorgungsaufgabe immer noch die Kooperation mit z. T. fossil gefeuerten Energietechnologien und Speichertechnologien benötigen. Die Kosten der notwendigen Kooperationstechnologien belasten damit die THG-Vermeidungskosten von Wind- und Solarenergie, nicht aber die der Biomassevergasung. Eine Preissteigerung bei der Berechnung der Gestehungskosten wird in diesem Fall nicht angesetzt, da die Betrachtung auf gegenwärtigen Annahmen basiert und eine einseitige Berücksichtigung das Ergebnis verzerrt. Danach sind die spezifischen THG-Minderungen (in $g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$) aus der Differenz der spezifischen THG-Emissionen der regenerativen und der fossilen Energiebereitstellung (frei Anlage) zu ermitteln. Da die Distribution der elektrischen und der thermischen Energie vom Herstellungsort zum Verbraucher bei der fossilen und regenerativen Bereitstellung nahezu identisch ist, wird auf die Bestimmung der Distributionskosten und -emissionen in diesem Fall verzichtet. Um abschließend die THG-Vermeidungskosten zu berechnen, ist der Quotient aus den spezifischen Differenzkosten und den spezifischen THG-Minderungen zu bilden (Thrän et al. 2013, S. 35). Weitere Effekte, die durch die Bereitstellung erneuerbarer Energien auftreten können, sowie positive Effekte auf die Emissionen des deutschen Netzstroms bleiben aufgrund der hohen Komplexität bei dieser Betrachtung außen vor.

Die spezifischen THG-Vermeidungskosten (k_{THGV}) stellen einen wichtigen Kennwert für den Vergleich der ökonomischen Effizienz von Bioenergiekonversionsketten dar. Sie geben an, wie viel die Vermeidung einer definierten Menge Treibhausgase gegenüber der entsprechenden fossilen Referenz kostet.

$$k_{THGV} = \frac{GSK_{EE} - GSK_{Ref}}{e_{Ref} - e_{EE}} \quad \text{Formel 12}$$

- k_{THGV} = THG-Vermeidungskosten des Konversionspfades in €/t_{CO₂-Äq.}
- GSK_{EE} = Gestehungskosten der elektrischen Energie (frei Konversionsanlage) in €/kWh_{el}
- GSK_{Ref} = Gestehungskosten der fossilen Referenz (frei Konversionsanlage) in €/kWh_{el}
- e_{EE} = Spezifische THG-Emissionen der Bereitstellung von elektrischen Energie in t_{CO₂-Äq.}/kWh_{el}
- e_{Ref} = Spezifische THG-Emissionen der fossilen Referenz in t_{CO₂-Äq.}/kWh_{el}

Da für die Berechnung der THG-Vermeidungskosten eine Vielzahl von Annahmen notwendig und diese neben der Wahl des Referenzsystems bei KWK-Anlagen deutlich vom Wärmenutzungsgrad der Anlage abgänglich sind, werden zwei Szenarien gegenübergestellt. Dazu werden die Stromgestehungskosten und THG-Emissionen einerseits für den strom- und andererseits für den wärmegeführten Betrieb der KWK-Anlage berechnet. Die Annahmen dazu sind in Abbildung 8.13 dargestellt. Der Wärmenutzungsgrad beschreibt das Verhältnis zwischen Nennwärmeleistung und extern genutzter Wärme.

¹⁵ Die Beschreibung des Referenzsystems sowie die Begründung der Auswahl erfolgt in Kapitel 8.2 und 8.3.

Zu beachten ist, dass für diese Berechnung, keine Preissteigerungen bei der Berechnung der Gestehungskosten angenommen werden, da es die aktuellen Rahmenbedingungen zu analysieren gilt. Zugleich geht damit eine Vermeidung möglicher Prognosefehler einher. Dies gilt sowohl für die fossile Referenz als auch für die Biomassevergasungsanlagen.

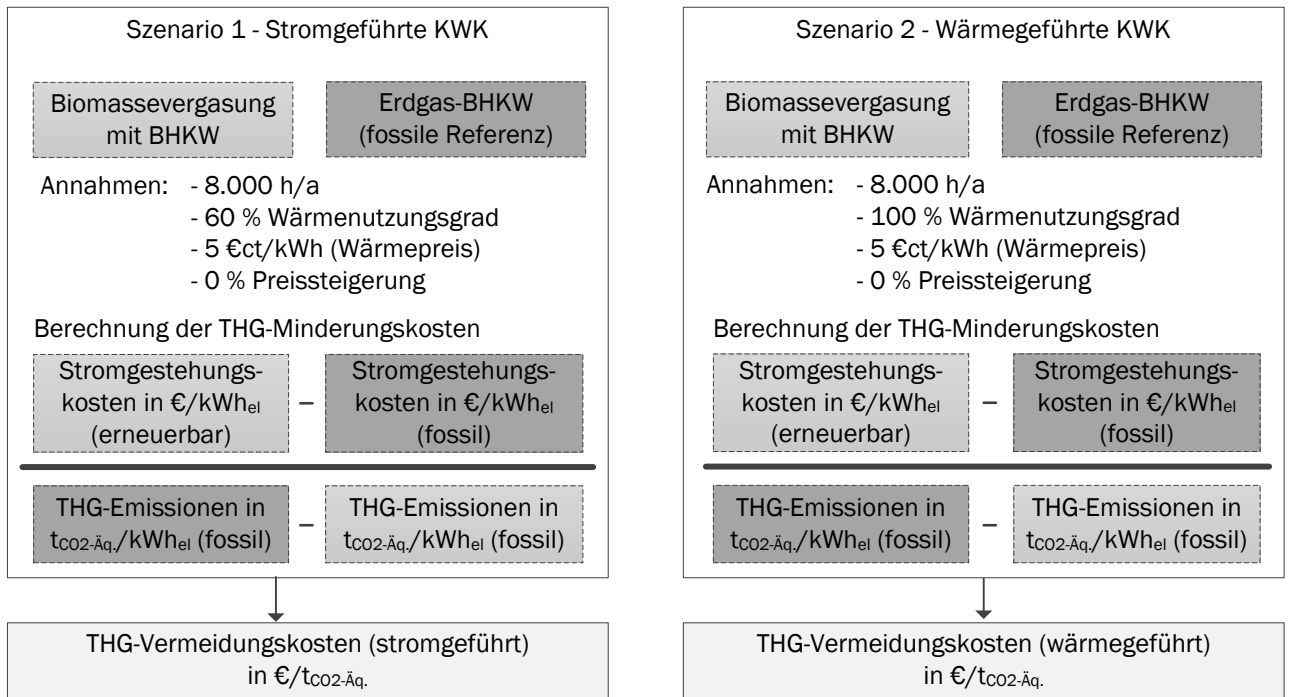


Abbildung 8.13 Annahmen und Berechnungen der Treibhausgasvermeidungskosten strom- und wärmegeführter KWK Anlagen (eigene Darstellung, © DBFZ).

8.4.2 Ergebnisse

Nach einer kurzen Darstellung wichtiger Parameter, wie der Rohstoffpreise sowie deren Entwicklung, und der Annahmen für die Gestehungskostenberechnung, erfolgt eine detaillierte Auswertung. Diese Gesamtbewertung ausgewählter Anlagen umfasst neben dem Vergleich der Stromgestehungskosten mit der derzeitigen EEG-Vergütung auch einen Vergleich der Wärmegestehungskosten mit Alternativen im Wärmemarkt. Aufgrund der Datenlage basiert die Gegenüberstellung der Ergebnisse auf den Jahresmittelwerten von 2011.

8.4.2.1 Rohstoffpreise und Kostensteigerung

Da die Grenzkosten¹⁶ der Energiebereitstellung aus Biomasse im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Technologien (z. B. Windkraft) nicht gleich null sind und die Brennstoffkosten einen hohen Anteil der Produktionskosten verursachen, ist eine umfangreiche Analyse derselben notwendig. Hinzukommt, dass die Gestehungskosten der Biomassevergasungsanlagen für einen Betrachtungszeitraum von

¹⁶ Die Grenzkosten von Kraftwerken zu Energiebereitstellung ergeben sich als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und CO₂-Kosten (Bode 2009, S. 644).

20 Jahren bei einer gleichbleibenden EEG-Vergütung berechnet werden. Damit ist eine Weitergabe möglicher Preissteigerungen der Einsatzstoffe nur im Bereich des Wärmeverkaufs möglich, wobei die Erlöse im Vergleich zur EEG-Vergütung deutlich geringer sind. Aus diesem Grund und wegen des hohen Anteils der Rohstoffkosten an den Produktionskosten sind die Rohstoffpreise und deren Entwicklung maßgebliche Faktoren der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Um auf einer gesicherten Datenbasis aufzubauen, fanden ergänzende Untersuchungen hinsichtlich der Preisentwicklung von biogenen Rohstoffen, Erdgas und Fernwärme im Zeitraum 2005 bis 2012 statt.

Gleichzeitig bleiben positive externe Effekte der Energiebereitstellung über den Pfad der Biomassevergasung gegenüber Wind und Photovoltaik aufgrund einer hohen gesicherten Leistung unberücksichtigt, da derzeit keine adäquate Vermarktungsmöglichkeit besteht. Beträgt die gesicherte Leistung bei Biomasse 88 %, so sind es bei Wind nur 5 bis 10 % und Photovoltaik nur 1 % der Kraftwerksleistung (DENA 2010, S. 23). Die erhöhten Kosten für das Vorhalten gesicherter Leistung (Reservekapazitäten) durch fossile Kraftwerke durch zusätzliche Investitionen, Wirkungsgradverschlechterung, Warmhalte-, An- und Abfahrverhalten wirken somit negativ auf die geringen Grenzkosten von Wind und Photovoltaik (siehe Kapitel 8.4.1).



Abbildung 8.14 Holzpellets (© DBFZ).

Neben den Jahresmittelwerten ausgewählter Rohstoffpreise sind in Tabelle 8.5 die Indizes der Erzeugerpreise¹⁷ von Holzhackschnitzel, Pellets und Industrieholz sowie der Verbraucherpreisindex für Fernwärme und der Einfuhrpreis für Erdgas für den genannten Zeitraum angegeben. Besonders in den

¹⁷ „Der Index der Erzeugerpreise der Produkte des Holzeinschlags (Staatsforsten) misst die Entwicklung der Preise für von den Forstverwaltungen der Länder (ohne die Stadtstaaten Hamburg, Bremen und Berlin) verkaufte Rohholzprodukte (Stammholz, Stammholzabschnitte sowie Industrieholz). Da die Landesforstverwaltungen als Preisführer im Rohholzmarkt gelten, kann der Index als repräsentativ für die Entwicklung der Rohholzpreise in Deutschland gelten“ (Destatis 2013b, S. 3).

Jahren 2005 bis 2008 fand eine deutliche Preissteigerung statt, deutlich in der Tabelle 8.5 und Abbildung 8.15 zu erkennen. Insgesamt führte dies zu einer durchschnittlichen Preissteigerung von 9 % p. a. für holzartige Biomasse und 11 % p. a. für Erdgas nach Indexwerten. Fernwärme war in diesem Zeitraum wesentlich preisstabiler, was im Besonderen auf die Bereitstellung durch Braun- (24 %) und Steinkohle (7 %) zurückzuführen ist (Destatis 2013a, S. 16 ff.).

Tabelle 8.5 Preisentwicklung von biogenen Rohstoffen, Erdgas und Fernwärme im Zeitraum 2005 bis 2012 (Destatis 2013a), (BAFA 2012), (C.A.R.M.E.N. 2012).

Index der Erzeugerpreise	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Jährlich Preissteigerung ^{a)}
Hackschnitzel	100,0	124,1	159,0	152,4	146,8	175,8	187,0	186,3	8,8 % p. a.
Pellets	100,0	109,9	153,9	150,2	173,8	181,2	195,6	197,0	9,0 % p. a.
Industrieholz	100,0	117,7	159,6	168,5	144,5	167,7	195,4	194,0	9,7 % p. a.
Fernwärme ^{b)}	100,0	112,2	119,4	126,6	133,6	124,5	133,0	142,6	5,5 % p. a.
Erdgas (Einfuhrpreis)	100,0	134,9	125,2	175,7	131,4	136,8	171,9	192,1	11,2 % p.a.
Rohstoffpreise									
Hackschnitzelpreis ^{c)} (€/t)	44,1	57,0	59,1	64,5	69,6	72,3	79,5	74,2	6,4 % p. a.
Pelletpreis ^{d)} (€/t)	139,0	171,6	158,8	149,1	175,1	178,1	188,6	188,2	4,2 % p. a.
Erdgaspreis ^{e)} (€/TJ)	4.479	5.926	5.550	7.450	5.794	5.726	7.225	8.420	10,8 % p. a.

^{a)} Geometrisch gemittelte Preissteigerung bezogen auf den Zeitraum Januar 2005 bis Mai 2012.

^{b)} Index der Verbraucherpreise (Mehrfamilienhaus).

^{c)} Hackschnitzel (35 % Wassergehalt) inkl. Lieferung von 80 Schüttraummetern im Umkreis von 20 km, ohne USt.

^{d)} Inkl. Lieferung von 20 Tonnen im Umkreis von 50 km, ohne USt.

^{e)} Grenzübergangspreis ohne Erdgassteuer.

Deutlich wahrnehmbar sind die großen Abweichungen der jährlichen Preissteigerung der biogenen Rohstoffe je nachdem, ob Indexwerte oder Marktpreise Gegenstand der Analyse sind. Dies kommt daher, dass bei den Indizes nur die Entwicklung der Preise von den Forstverwaltungen der Länder erfasst und bei den Marktpreisen auch das private Angebot abgebildet wird. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Analyse der Rohstoffpreisentwicklung sich auf Daten von C.A.R.M.E.N. e.V. stützen, die wiederum auf regelmäßigen, deutschlandweiten Befragungen von Lieferanten basieren. Daher erfolgt die Bestimmung der Jahresmittelwerte ohne eine Gewichtung der Preise hinsichtlich der verkauften Mengen.

Aufgrund der auf den Rohstoffmärkten herrschenden Volatilität, welche auch mit der wirtschaftlichen Entwicklung und der politischen Neuausrichtung von Förderschwerpunkten korreliert, kann eine gesicherte Prognose der zukünftigen Entwicklung nur sehr begrenzt erfolgen. Da aber die maximalen Grenzkosten für Biomasse zur Energiebereitstellung deutlich von der EEG-Vergütung sowie vom

Wärmemarkt abhängig sind, wird für die nachfolgenden Berechnungen eine durchschnittliche Preissteigerung von 3 % p. a. angenommen. Diese Annahme erfolgt vor dem Hintergrund, dass eine nachlassende Preissteigerung von Festbrennstoffen in den Jahren 2010 bis 2012 bei gleichzeitiger Steigerung von Fernwärme und Erdgas auf ein Erreichen der maximalen Grenzkosten hindeutet.

In Abbildung 8.15 ist die Preisentwicklung basierend auf Monatswerten ohne Umsatzsteuer grafisch dargestellt. Besonders gut zu erkennen ist der nahezu stetige Anstieg der biogenen Rohstoffpreise von 2005 bis 2009, die einsetzende Stabilisierung auf hohem Niveau ab 2010 und der teilweise Rückgang in 2012 trotz steigender Erdgaspreise. Eine mögliche Ursache könnte die Novellierung des EEG sein und die damit einhergehende Reduzierung der Vergütung, was zur Verringerung der Nachfrage und des Holzpreises beitragen würde. Damit sinkt die maximale Zahlungsbereitschaft von Betreibern bestehender Anlagen, wodurch Preise und Profite auf Seiten der Holzbereitstellung sinken. Nach wie vor ist somit nur noch der Wärmemarkt als Treiber vorhanden.

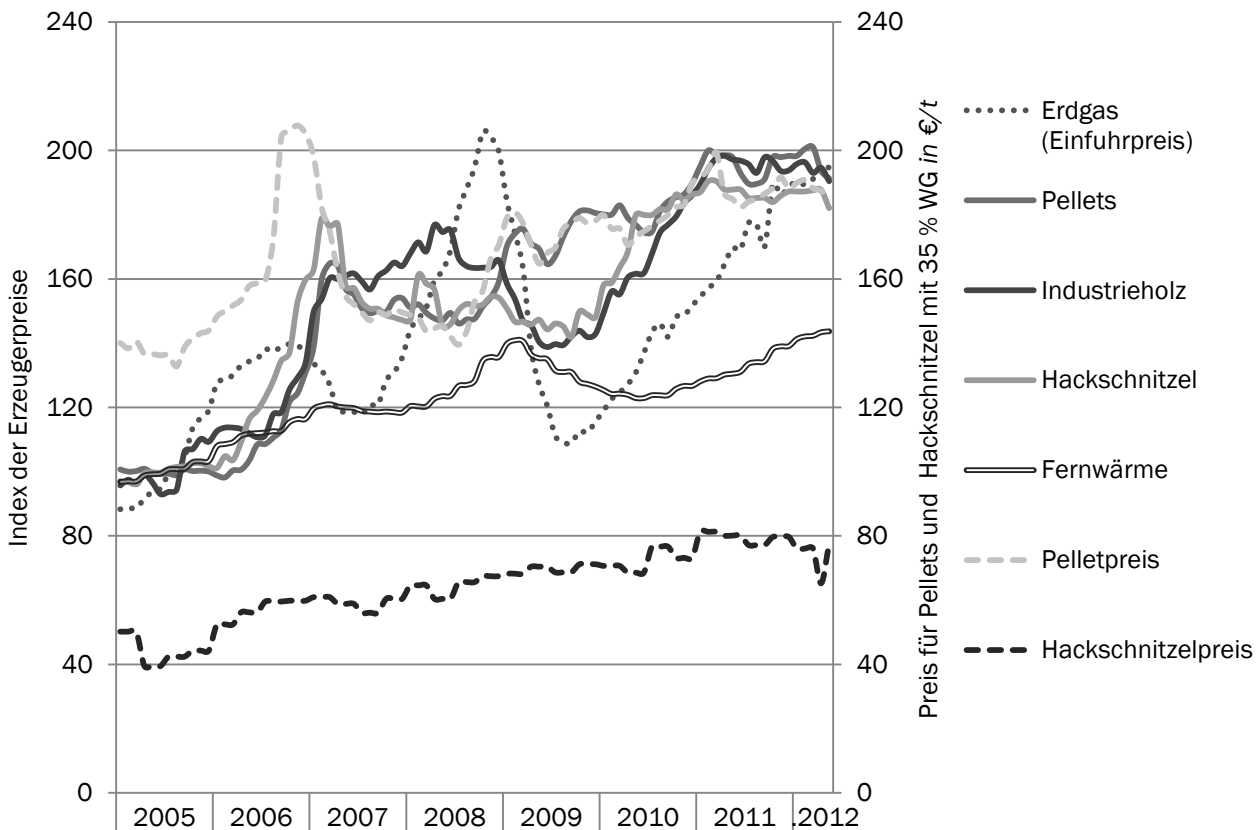


Abbildung 8.15 Preisentwicklung von biogenen Rohstoffen, Erdgas und Fernwärme im Zeitraum 2005 bis 2012 (eigene Darstellung auf Basis (Destatis 2013a, S. 18 ff.), (C.A.R.M.E.N. 2012), © DBFZ).

Da das Bundesamt für Statistik nur Angaben über die Preisentwicklung jedoch nicht über die absolute Höhe des Fernwärmepreises bereithält, sind in Abbildung 8.16 die Wärmegestehungskosten von Heizungssystemen angeführt, die durch den Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) berechnet wurden. Die Berechnung wurde für eine Anschlussleistung von 160 kW auf Vollkostenbasis durchgeführt, die in der Größenordnung der analysierten Biomassevergasungsanlagen liegt. Für das Jahr 2011 ist demnach mit 72 €/MWh der Erdgaskessel die günstigste und mit 89 €/MWh der Ölkessel die teuerste Variante.

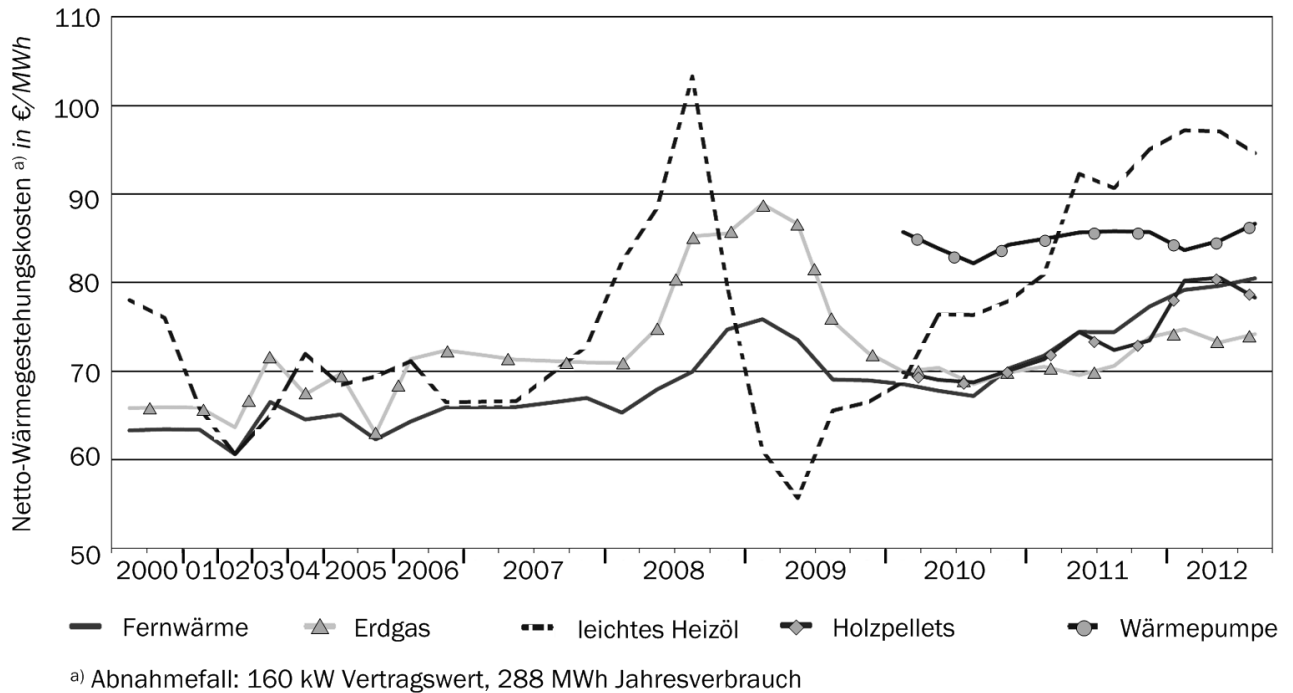


Abbildung 8.16 Netto-Wärmegestehungskosten von Heizungssystemen auf Vollkostenbasis (veränderte Darstellung nach AGFW 2012, S. 5).

8.4.2.2 Annahmen der Gestehungskostenberechnung für Szenario 1 und 2

Die Annahmen für die Berechnung der Gestehungskosten sind in Tabelle 8.6 zusammengefasst. In Szenario 1 (stromgeführt) werden die Anlagen hinsichtlich der maximalen Verfügbarkeit bei gleichzeitig verringertem Wärmenutzungsgrad untersucht. Dagegen soll Szenario 2 eine eher praxisnahe, wärmegeführte Betriebsweise abbilden.

Die Investitionssummen beinhalten alle direkten (Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik, Elektrik, Rohrleitungen, Installation) und indirekten Kosten der elektrischen und thermischen Anbindung, basierend auf Angaben realisierter Anlagen, kombiniert mit Literaturwerten. Die Anlage A3 ist jedoch nur ein Konzept, wobei sich die Anlagenparameter aus der Vorgängeranlage A2 ableiten und auf Angaben der Stadtwerke Rosenheim basieren. Des Weiteren spiegelt sich in den Rohstoffpreisen die unterschiedliche Qualität wider, wobei zwischen feuchten und getrockneten Hackschnitzeln (< 35 % WG) sowie Pellets unterschieden wird. Da der Rohstoff des fossilen Referenzsystems Erdgas ist, müssten für das Jahr 2011 72 €/MWh als Wärmeerlös angesetzt werden (Abbildung 8.16).

Da jedoch der Betrieb und die Wartung des Heizungssystems (z. B. Energieverbrauch von Umwälzpumpen) nicht Gegenstand der Kalkulation ist, wird ein Abschlag angenommen und die extern nutzbare Wärme der Anlagen A1 bis A6 mit 50 €/MWh vergütet. Die hinsichtlich Instandsetzung, Wartung und Personal unterschiedlichen Annahmen gründen sich auf die verschiedenen Betreiberkonzepte und Kalkulationsansätze der Hersteller. Die Größenordnung der getroffenen Annahmen ist aber durchaus ähnlich und wird als realistisch eingeschätzt. Die besonders hohen Aufwendungen der Anlage A5 sind der Tatsache geschuldet, dass es sich dabei um eine Demonstrationsanlage mit hohem Anpassungsbedarf handelt.

Tabelle 8.6 Annahmen der ökonomischen Bewertung (monetäre Angaben beziehen sich auf das Jahr 2012).

	Spanner, 30 kW _{el}	Stadtwerke Rosenheim, 38kW _{el}	Stadtwerke Rosenheim, 180 kW _{el}	Burkhardt, 169kW _{el}	Bayern, 93kW _{el}	Fossile Referenz, 160 kW _{el}
Bezeichnung	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Investition I ₀ [T€]	150	170	563	500	753	144
Spezif. Investition [€/kW _{el}]	5.000	4.478	3.129	2.959	8.057	899
Betrachtungszeit	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a
Kalkulatorischer Zinssatz						
- Eigenkapital	8 % p. a.	8 % p. a.	8 % p. a.	8 % p. a.	8 % p. a.	8 % p. a.
- Fremdkapital	5 % p. a.	5 % p. a.	5 % p. a.	5 % p. a.	5 % p. a.	5 % p. a.
Eigenkapitalanteil	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Jahresvolllaststunden, stromgeführt [h/a]	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Wärmenutzungsgrad, stromgeführt	60 %	60 %	60 %	60 %	60 %	60 %
Jahresvolllaststunden, wärmegeführt [h/a]	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Wärmenutzungsgrad, wärmegeführt	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Instandsetzungskosten [(%·I ₀)/a]	3 %	1 %	1 %	1,2 %	3,2 %	Instandsetzung nach 10 Jahren
Rohstoff	HHS (WG 35 %)	HHS (WG 10 %)	HHS (WG 20 %)	Pellets (WG 10 %)	HHS (WG 45 %)	Erdgas
Rohstoffkosten [€/t _{atro}]	122,40	134,60	134,60	210,00	122,40	3,55 ct/kWh (Hi)

8.4.2.3 Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen

In Abbildung 8.17 sind die mittleren Stromgestehungskosten der ausgewählten Biomassevergasungsanlagen und des fossilen Referenzsystems (Erdgas-BHKW) für das Szenario 1 dargestellt. Um die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlagen abschätzen zu können, ist es notwendig den Stromgestehungskosten die anlagenspezifischen Vergütungen gegenüberzustellen.

Die Vergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung bis einschließlich einer Bemessungsleistung¹⁸ von 150 kW beträgt 14,3 €/ct/kWh für das Jahr 2012. Sofern die Biomasse der Einsatzstoffvergütungskategorie I (z. B. Waldrestholz) entspricht, erhöht sich diese bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW um 6,0 €/ct/kW (EEG 2012). Die resultierende EEG-Vergütung ist gemäß der Anlagenparameter in Tabelle 8.7 aufgeführt und liegt im Bereich von 19,9 bis 20,3 €/ct/kWh.

Tabelle 8.7 Vergütung nach EEG 2012 bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2012.

	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
Installierte elektrische Leistung	kW	30	38	180	169	93
Jahresbetriebsstunden (Annahme)	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Elektrische Bemessungsleistung	kW	27	35	164	154	85
Grundvergütung ^{a)} bis 150 kW	€/ct/kWh _{el}	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
Grundvergütung von 150 bis 500 kW	€/ct/kWh _{el}	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Rohstoffspezifische Vergütung ^{b)}	€/ct/kWh _{el}	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
EEG-Vergütung (gesamt)	€/ct/kWh _{el}	20,3	20,3	20,1	19,9	20,3

^{a)} Beim Einsatz von biogenem Zündöl wird die Grundvergütung nach EEG gewährt.

^{b)} Für Zündöl beträgt diese 0 €/ct/kWh_{el}.

Der fossilen Referenz mit einer installierten elektrischen Leistung von 160 kW stehen laut §4 KWKG die Einspeisevergütung¹⁹ und die vermiedenen Netznutzungsentgelte zuzüglich eines Zuschlags nach KWKG als Vergütung zu. Da die Preise der vermiedenen Netznutzungsentgelte je nach Region stark variieren, sind in Tabelle 8.8 exemplarisch die der Netzinfrastruktur ÜZ Lültsfeld dargestellt.

Tabelle 8.8 Vermiedene Netznutzungsentgelte differenziert nach Leistungs- und Arbeitspreis (ÜZ LÜLSFELD 2011, S. 11).

Netznutzungsebene	Leistungspreis ^{a)}	Arbeitspreis
Mittelspannung ^{b)}	36,38 €/kW/a	0,22 €/ct/kWh
Umspannung	60,79 €/kW/a	0,79 €/ct/kWh
Niederspannung	89,93 €/kW/a	0,23 €/ct/kWh

^{a)} Die Leistungsvergütung erfolgt nur für lastganggemessene Anlagen mit Fernauslesung.

^{b)} Für Einspeisungen in der Mittelspannung werden die jeweils gültigen Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers vergütet.

¹⁸ „Im Sinne dieses Gesetzes ist [...] die „Bemessungsleistung“ einer Anlage der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage, [...]“ EEG 2012).

¹⁹ Durchschnittlicher Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal.

In Tabelle 8.9 ist die Höhe des Zuschlags und die Dauer der Zahlung für KWK-Strom aufgelistet, sofern keine Vergütung nach EEG erfolgt.

Tabelle 8.9 Höhe des Zuschlags und Dauer der Zahlung für KWK-Strom laut KWK Gesetz.

Elektrische Leistungsklasse	Zuschlag für KWK-Strom	Dauer der Zahlung
Kategorie A – kleine KWK-Anlagen bis 2 MW und Brennstoffzellen		
- KWK-Anlagen und Brennstoffzellen bis 50 kW	5,41 €ct/kWh	10 Jahre oder wahlweise 30.000 Vollbenutzungsstunden
- KWK-Anlagen über 50 kW bis 2 MW:		
für den Leistungsanteil bis 50 kW	5,41 €ct/kWh	30.000 Vollbenutzungsstunden
für den Leistungsanteil über 50 kW bis 250 kW	4,0 €ct/kWh	30.000 Vollbenutzungsstunden
für den Leistungsanteil über 250 kW bis 2 MW	2,4 €ct/kWh	30.000 Vollbenutzungsstunden

In Tabelle 8.10 ist die Vergütung für KWK-Strom aus nichterneuerbaren Rohstoffen (A6) zusammengefasst. Da der KWK-Zuschlag nur für 30 000 Vollbenutzungsstunden ohne jedwede Preissteigerung gezahlt wird, wurde dieser über den Betrachtungszeitraum dynamisch gemittelt. Zudem ist eine Preissteigerung innerhalb der Betrachtungsdauer für den Grundlaststrom an der Strombörse EEX sowie für die vermiedenen Netznutzungsentgelte unterstellt, da die Vergütung den mittleren Stromgestehungskosten gegenübergestellt werden soll. Dies führt dazu, dass die aktuelle Vergütung einer 180 kW_{el} erdgasbefeuerten Anlage, ausgehend von einem über 20 Jahre gemittelten KWK-Zuschlag, in Höhe von 8,3 €ct/kWh_{el} auf durchschnittlich 10,2 €ct/kWh_{el} steigt und nicht wie bei der EEG-Vergütung auf dem derzeitigen Niveau verharrt.

Tabelle 8.10 Aktuelle Vergütung der fossilen Referenz unter Annahme einer Preissteigerung von 3 % p. a. (eigene Berechnungen unter Verwendung von (EEX 2013, S. 1)).

	Grundlaststrom an der Strombörse EEX (2011)	Vermiedene Netznutzungsentgelte	KWK Zuschlag (gemittelt)	Vergütung (gesamt)
Vergütung der Anlage A6 (ohne Preissteigerung)	5,1 €ct/kWh _{el}	1,7 €ct/kWh _{el}	1,5 €ct/kWh _{el}	8,3 €ct/kWh _{el}
Vergütung der Anlage A6 (mit Preissteigerung)	6,5 €ct/kWh _{el}	2,2 €ct/kWh _{el}	1,5 €ct/kWh _{el}	10,2 €ct/kWh _{el}

Die Stromgestehungskosten der ausgewählten Anlagen(-konzepte) unter den Randbedingungen des Szenarios 1 (stromgeführter Betrieb) sind in Abbildung 8.17 dargestellt (detailliertere Werte sind im Anhang in Tabelle 11.10 ff. aufgelistet). Bei dem Vergleich der kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen untereinander, schneiden die Anlagen A3 und A4 mit einer mittleren elektrischen Leistung von ca. 160 kW am besten ab, wobei sich lediglich das Anlagenkonzept A3 unter den gewählten Annahmen als betriebswirtschaftlich rentabel erweist. Die mittleren Gestehungskosten während des Betrachtungszeitraums sind mit 18 €ct/kWh geringer als die anlagenspezifische EEG-Vergütung in Höhe von 20 €ct/kWh, wodurch ein Überschuss über den Betrachtungszeitraum erwirtschaftet werden kann.

Deutlich zu erkennen sind die Skaleneffekte und der höhere elektrische Anlagenwirkungsgrad des Anlagenkonzeptes A3 und der Anlage A4 gegenüber den Anlagen A1 und A2, da sowohl die spezifischen kapitalgebundenen Kosten, die verbrauchsgebundenen Kosten sowie die Gutschrift für Koppelprodukte (hauptsächlich Wärme) der Anlagen A3 und A4 deutlich geringer sind. Besonders auffällig sind die ökonomischen Ergebnisse der Versuchsanlage A5. Da bei der Bestimmung der Investitionssumme sämtliche Aufwendungen während der Entwicklungszeit miteinfließen und kein Fokus auf der Optimierung des Anlagenwirkungsgrads lag, sondern eher auf der Stabilisierung des Anlagenbetriebs, fallen die Stromgestehungskosten deutlich höher als bei den kommerziellen Anlagen und -konzepten aus. Folglich genügt bei Anlage A5 die EEG-Vergütung nur zur Deckung der Rohstoffkosten sowie eines Teils der Betriebskosten. Somit ist auch bei einer Betrachtung der Investition als „versunkene Kosten“ kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Die Anlagen A1 und A4 sowie das Anlagenkonzept A2 bewegen sich am Rande der Wirtschaftlichkeit, werden aber während des Betrachtungszeitraums durch die Rohstoffteuerung bei gleichbleibender EEG-Vergütung unrentabel. Die fossile Referenz, das Erdgas-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 160 kW, ist unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich, d. h. die mittleren Stromgestehungskosten liegen unter der Vergütung (Abbildung 8.17 und Tabelle 11.10 ff. im Anhang). Die geringe Anlagenkomplexität sowie der fortgeschrittene Entwicklungsstand werden im Vergleich zu den Biomassevergasungsanlagen deutlich durch die geringen spezifischen kapitalgebundenen und betriebsgebundenen Kosten widerspiegelt.

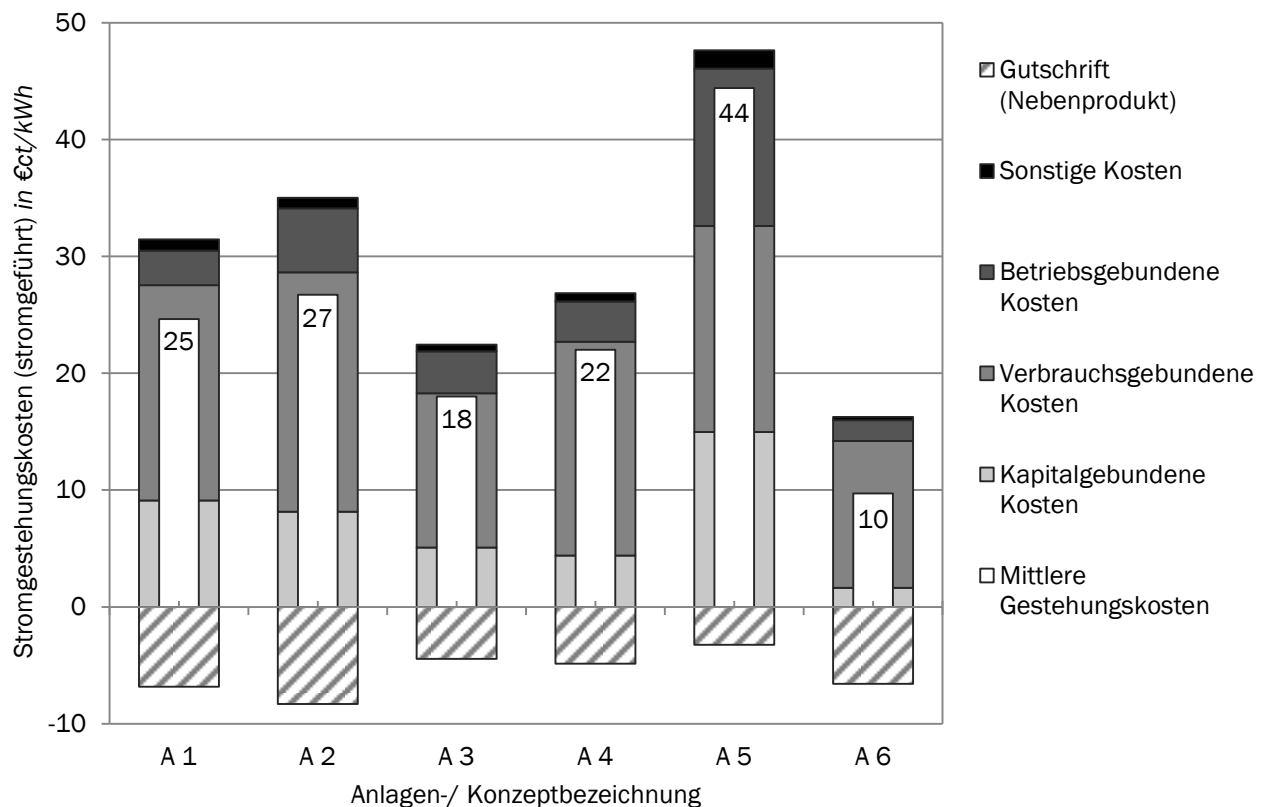


Abbildung 8.17 Mittlere Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, eigene Berechnungen, © DBFZ).

Besonders Anlagen mit einer hohen spezifischen Investitionssumme und vergleichbar niedrigen Rohstoffkosten tendieren in der Regel bei einer stromgeführten Betriebsweise eher zur Wirtschaftlichkeit, da sich somit der hohe Fixkostenanteil auf eine hohe Produktionsmenge verteilen lässt. Ob diese Verallgemeinerung auf kleintechnische Biomassevergasungsanlagen übertragbar ist, klärt der Vergleich der Stromgestehungskosten des stromgeführten (Abbildung 8.17) und des wärmegeführten Betriebs (Abbildung 8.18). Im Gegensatz zu den in Abbildung 8.17 dargestellten Stromgestehungskosten bei einer Wärmenutzung von 60 % und 8.000 Jahresbetriebsstunden zeigt Abbildung 8.18 die Stromgestehungskosten in einem wärmegeführten Szenario. In diesem Fall wird von einer verringerten Auslastung (6.000 h/a) aber einer 100 %igen Wärmenutzung ausgegangen. Gut zu erkennen ist, dass bei allen Anlagen, außer bei Anlage A6, die kapitalgebundenen Kosten steigen, aber durch den höheren Wärmeerlös überkompensiert werden, was letztendlich zu geringeren Stromgestehungskosten führt. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt bei der fossilen Referenz, dem Erdgas-BHKW, da diese Anlage den geringsten Kapitaleinsatz aufweist. Negativ wirkt sich die wärmegeführte Betriebsweise bei Anlage A5 aus, da die hohe Investitionssumme der Forschungsanlage enorme Fixkosten verursacht und die Wärmeintegration noch nicht optimal gestaltet ist. Dadurch sind die Mehrerlöse aus dem zusätzlichen Wärmeverkauf nicht ausreichend um die höheren spezifischen Fixkosten auszugleichen.

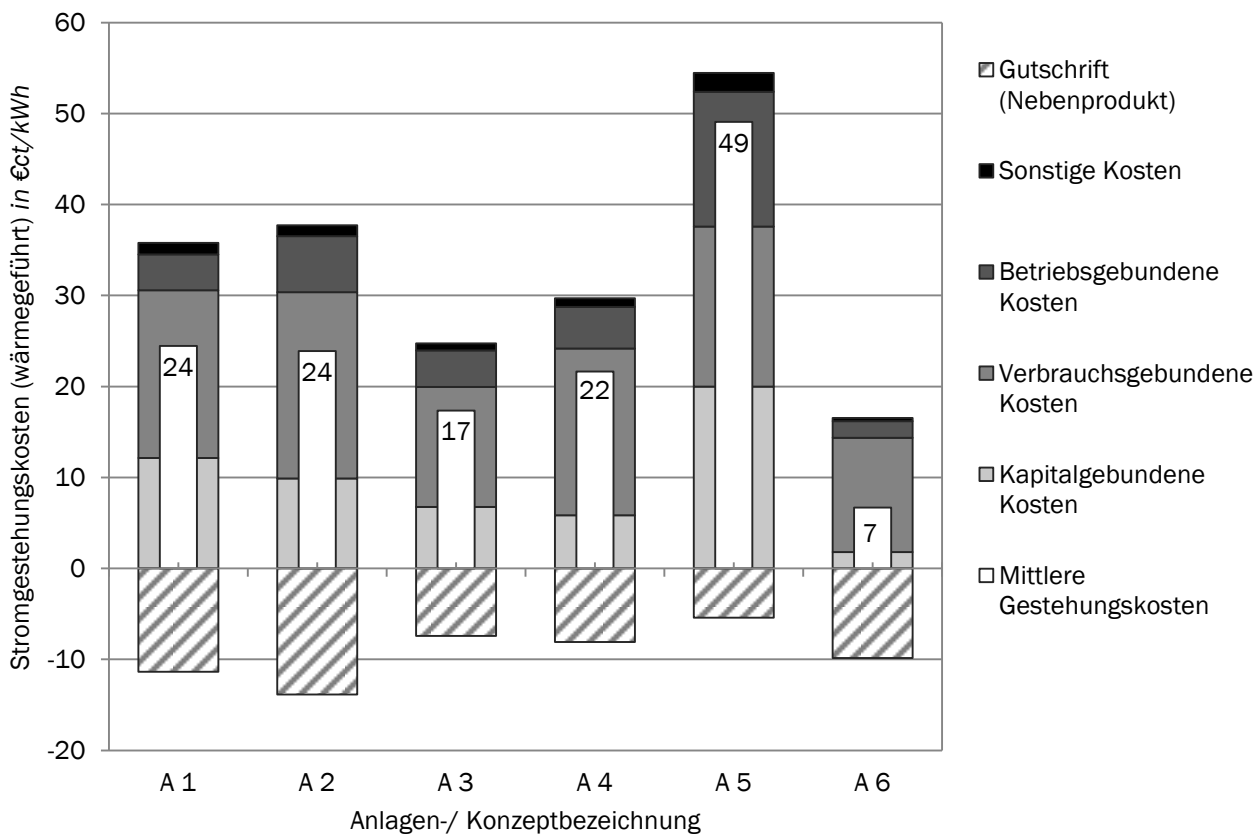


Abbildung 8.18 Mittlere Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, eigene Berechnungen, © DBFZ).

8.4.2.4 Sensitivitätsbetrachtung

Durch die Sensitivitätsanalyse können mögliche kritische Parameter bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung festgestellt werden, um die Auswirkungen möglicher Veränderungen aufzuzeigen und somit die Unsicherheit sowohl des Verfahrens als auch der Entscheidungsfindung zu verringern. Um die Sensitivitätsanalyse in einem überschaubaren Rahmen durchführen zu können, werden einige Parameter exemplarisch untersucht, die den größten Einfluss auf das Ergebnis ausüben und allein dadurch die größten Unsicherheiten in sich bergen. Die Werte in den Klammern geben dabei jeweils die Ausgangsgröße im Basisfall (0 % Parametervariation), die dann prozentual variiert wird, an.

Für Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als 50 kW sind in Abbildung 8.19 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der wärmegeführte Anlage A1 dargestellt. Aufgrund der hohen verbrauchsgebundenen Kosten ist der Brennstoffpreis neben der elektrischen Nennleistung einer der sensibelsten Faktoren, wie auch bei der Anlage A4 zu erkennen war. Da dieser jedoch mit 122 €/t_{atro} (79,5 €/t mit 35 % WG) derzeitigen Marktpreisen entspricht, kann er als sicher angesehen werden. Gleichzeitig führen die hohen kapitalgebundenen Kosten der Anlage dazu, dass sowohl die Investitionssumme an sich und die Auslastung (Jahresvolllaststunden) als unsichere Faktoren angesehen werden können, wobei im Szenario 2 (wärmegeführter Betrieb) nur 6.000 h/a angesetzt sind. Würde sich die Auslastung um 40 % reduzieren, stiegen die Stromgestehungskosten um 50 %. Einen besonders großen Einfluss hat der elektrische Wirkungsgrad bzw. der elektrische Output bei gleichbleibendem Input. Durch eine Steigerung des motorischen Wirkungsgrads um 20 % könnte ein kostendeckender Betrieb ermöglicht werden. Allgemein ist davon auszugehen, dass derzeit gute Standortbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb zwingend notwendig sind. Dennoch zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass eine derartige Anlage das Potenzial besitzt, in diesem Leistungsbereich erfolgreich in den Wettbewerb mit anderen Technologien zu treten.

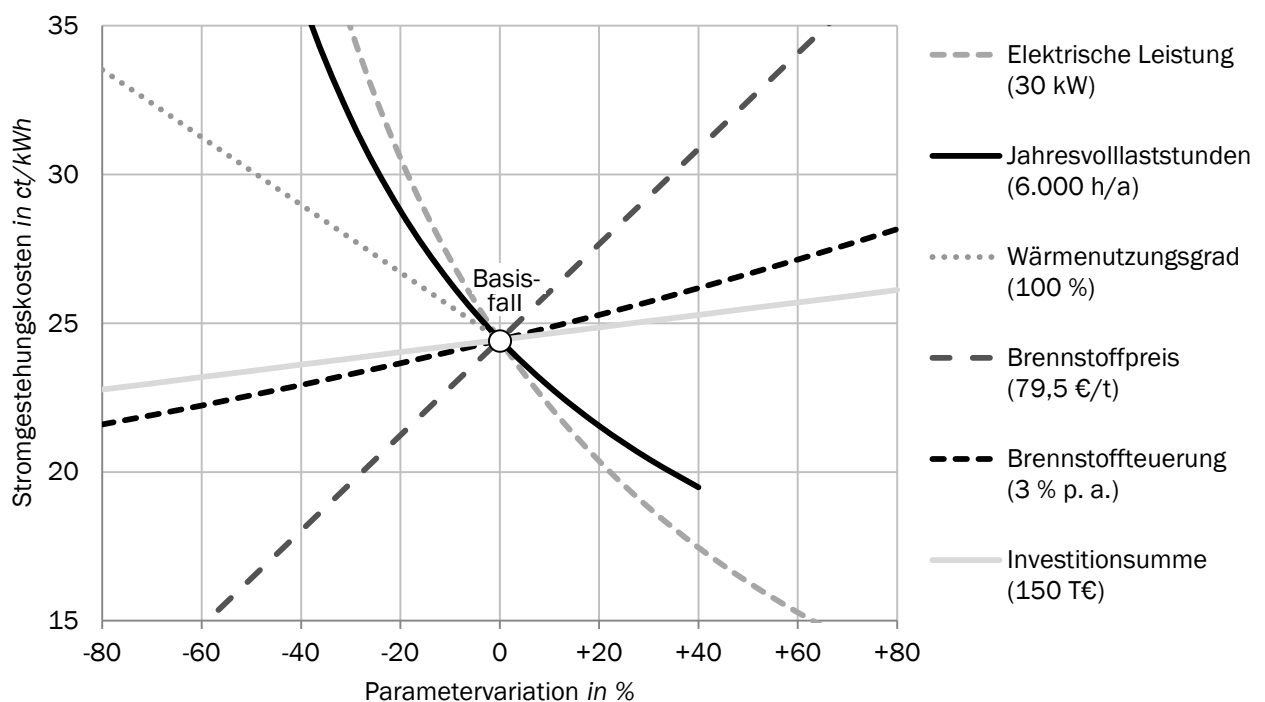


Abbildung 8.19 Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten (wärmegeführt, mit Preissteigerung) von Anlage A1 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

In Abbildung 8.20 sind exemplarisch die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse von Anlage A4 für den Fall des stromgeführten Betriebs und einer mittleren elektrischen Leistung zwischen 150 und 250 kW dargestellt. Den wohl größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat die tatsächliche elektrische Nennleistung des Systems, also der elektrische Anlagenwirkungsgrad. Tendenziell sollte dieser zwar bekannt sein und damit als gesichert für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gelten, aber die Alterung der Anlagenkomponenten kann zu einer Reduzierung der Nennleistung führen. Auch bei der Angabe von Spannbreiten von Wirkungsgraden sollte man daher nach dem Vorsichtsprinzip eher die untere Grenze für eine Berechnung nutzen. Gleichzeitig zeigt dies auch das enorme Kostensenkungspotenzial der kleintechnischen Biomassevergasung, wenn der elektrische Wirkungsgrad um 20 % auf ca. 40 Prozentpunkte gesteigert werden könnte.

Zudem sind die Jahresvolllaststunden sowie der Brennstoffpreis sehr sensible Einflussgrößen, wobei Anlage A4 eine deutlich höhere Verfügbarkeit (> 8.300 h/a) aufweist und von einem sich stabilisierenden Pelletpreis ausgegangen werden kann. So sind 210 €/t_{atro} (189 €/t bei 10 % WG) für Pellets auch im Jahr 2013 eine realistische bis großzügige Annahme. Da auch Preissteigerungen seit dem Jahr 2011 so gut wie nicht zu erkennen waren, wobei regionale Unterschiede nicht auszuschließen sind, kann auch die Brennstoffteuerung zwar als sensibler aber auch eher sicherer Parameter angesehen werden. Eine geringfügige Erhöhung des Wärmenutzungsgrades und Wärmepreises um 10 % würden letztlich ausreichen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

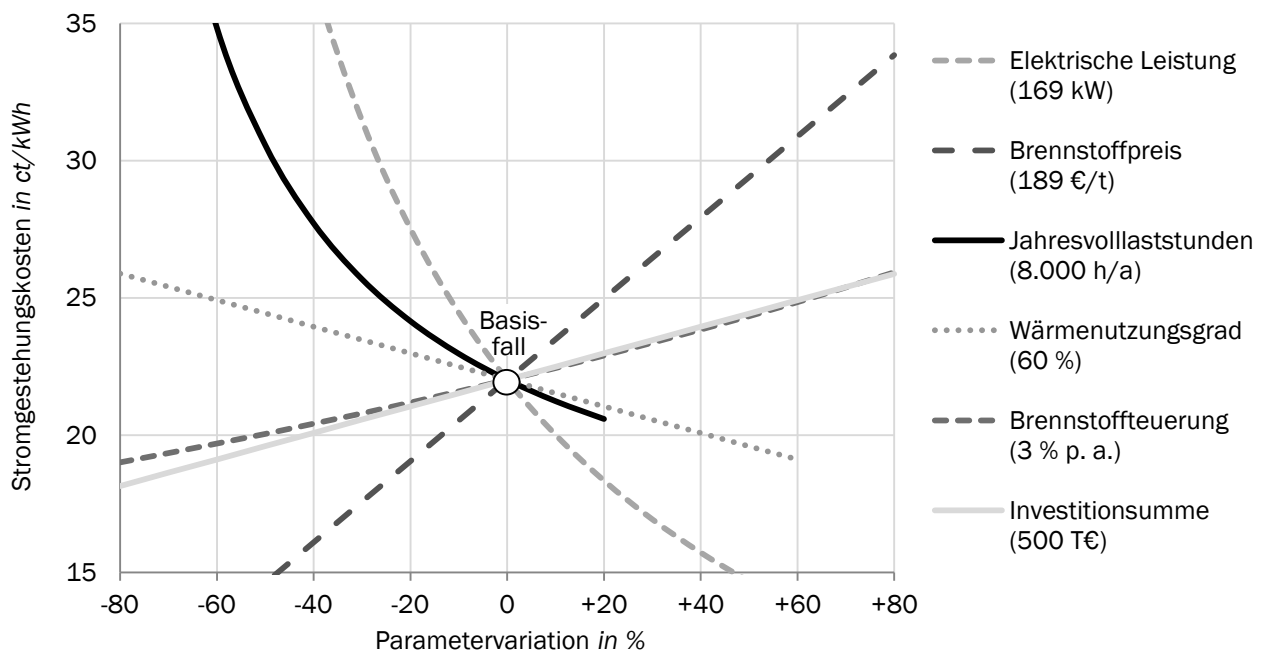


Abbildung 8.20 Sensitivitätsrechnung der Stromgestehungskosten (stromgeführt, mit Preissteigerung) von Anlage A4 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

8.4.2.5 Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen

Gemäß dem Fall, dass sowohl die EEG-Vergütung als auch die Vergütung für fossile KWK-Anlagen gut prognostizierbar und damit sicher kalkulierbar sind, ist die Analyse der Wärmegestehungskosten und der Vergleich mit alternativen Wärmebereitstellungstechnologien für eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit unverzichtbar. Die Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die technische Anlagenverfügbarkeit über den Betrachtungszeitraum gegeben ist.

Die Abbildung 8.21 zeigt analog zur Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten die mittleren Wärmegestehungskosten im wärmegeführten Betrieb. Hierbei zeigt sich der Vorteil der fossilen Referenz aber auch des Biomassevergasungskonzepts A3. Beide Anlagen weisen ähnliche Wärmegestehungskosten bei unterschiedlicher Stromvergütung auf, wobei die Rohstoffabhängigkeit des Erdgas-BHKW, bezogen auf die Produktionskosten, 50 % höher als bei der Biomassevergasungsanlage ist. Die Anlagen A1, A2 und A4 liegen mit 100 % höheren Wärmegestehungskosten deutlich über denen des Anlagenkonzepts A3. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Anlagen A1 und A2 Wärme in einem deutlich geringeren Leitungsbereich bereitstellen, was ggf. höhere Wärmegestehungskosten zulassen kann.

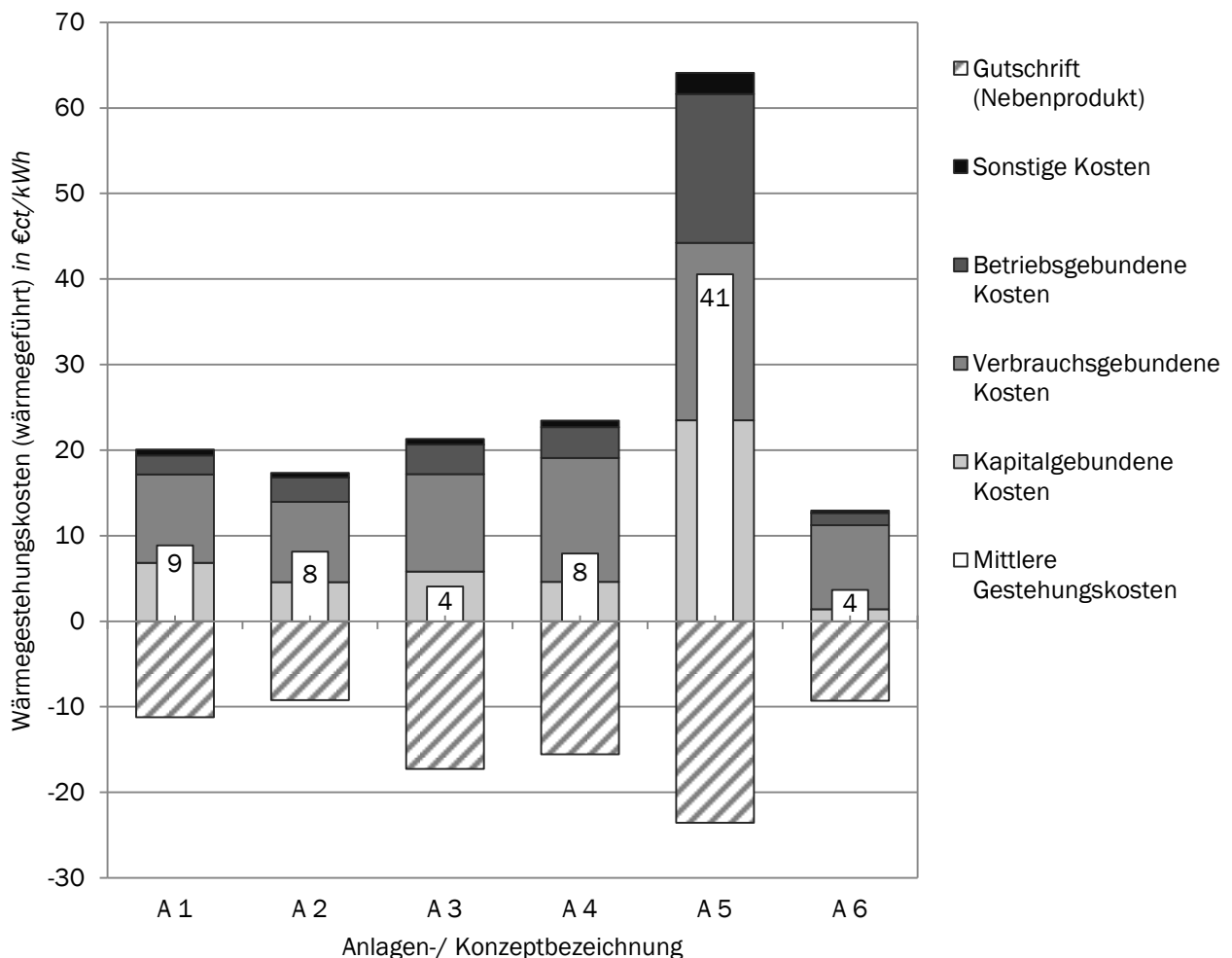


Abbildung 8.21 Mittlere Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen, © DBFZ).

In Tabelle 8.11 sind für einen besseren Vergleich der untersuchten Anlagen bzw. Anlagenkonzepte mit den aktuellen Wärmegestehungskosten anderer Wärmebereitstellungspfade neben den mittleren auch die Wärmegestehungskosten der ersten Betrachtungsperiode angegeben. Dabei wird das Ergebnis der Betrachtung der Stromgestehungskosten widergespiegelt. Das Anlagenkonzept A3 und die fossile Referenz A6 weisen Wärmegestehungskosten unterhalb der angenommenen Wärmevergütung (5 €/kWh) auf und sind damit unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich. Beim Vergleich mit den aktuellen Wärmegestehungskosten reiner Wärmebereitstellungspfade zeigen jedoch alle Anlagen, ausgenommen die Forschungsanlage A5, geringere Wärmegestehungskosten und damit eine kostengünstigere Wärmebereitstellung.

Tabelle 8.11 Mittlere Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, netto, eigene Berechnungen).

Untersuchte Anlagen	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Mittlere Wärmegestehungskosten	€/kWh	8,9	8,2	4,1	7,9	40,6	3,7
Wärmegestehungskosten der ersten Periode	€/kWh	7,0	6,4	3,2	6,2	31,8	2,9
Alternative Wärmebereitstellungspfade	Einheit	Fernwärme	Erdgaskessel	Ölkessel	Pelletkessel	Wärmepumpe	
Wärmegestehungskosten der ersten Periode (2012)	€/kWh	8,1	7,4	9,5	7,8	8,7	

8.4.2.6 Treibhausgasvermeidungskosten

Die ermittelten THG-Vermeidungskosten und THG-Minderungen der untersuchten kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen sind für den stromgeführten Betrieb in Tabelle 8.12 (fossile Referenz Erdgas-BHKW) und Tabelle 8.13 (fossile Referenz Strommix) dargestellt²⁰. Dabei liegen die THG-Vermeidungskosten gegenüber dem Erdgas-BHKW in einem Bereich von 116 bis 582 €/t_{CO2-Äq.}, wobei die THG-Minderungen zwischen 530 und 780 g_{CO2-Äq./kWh_{el}} liegen. Alle Angaben und Annahmen die Ökologie betreffend, sind in Kapitel 8.3 ausführlich dargestellt. Auf einen Quellenverweis wird daher in diesem Kapitel verzichtet.

Wie in der Methodik bereits beschrieben, fand die Berechnung der Stromgestehungskosten im Gegensatz zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne eine Einbeziehung möglicher Kosten- bzw. Preissteigerungen statt. Damit bewegt sich eine Kostendifferenz zwischen Biomassevergasungsanlagen und dem Erdgas-BHKW (fossile Referenz) von 8 bis 15 €/kWh_{el} bzw. 31 €/kWh_{el} im Fall der Forschungs-

²⁰ Alle Angaben zur Methodik und bezüglich der Ergebnisse, die zur Berechnung der THG-Minderung und der THG-Vermeidungskosten genutzt wurden, sind im Kapitel 8.3.3 bzw. 8.4.1 detailliert nachlesbar.

anlage. Diese ausgenommen, zeigt sich hier vermeintlich eine konträre Zielstruktur zwischen ökologischer und betriebswirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit.

Eine hohe Treibhausgasminderung scheint nicht mit niedrigen Stromgestehungskosten bzw. mit einer geringen Kostendifferenz zur fossilen Referenz zu korrelieren. Vielmehr besitzen Anlage A3 und A4 das geringste THG-Vermeidungspotenzial unter den marktreifen Anlagen und gleichzeitig weisen diese die niedrigsten Stromgestehungskosten auf. Dabei ist diese Analyse ein wenig kurz gegriffen und muss um zwei wichtige Erkenntnisse ergänzt werden. Im Anlagenkonzept A3 werden, basierend auf den Ergebnissen der technischen Bewertung (Kapitel 8.2), bei der derzeitigen Auslegung nur 200 kW von 280 kW der maximal extern nutzbaren Wärme ausgekoppelt. Bei der Nutzung dieses Wärmepotenzials könnte eine Steigerung der Wärmenutzung um ca. 40 % realisiert und damit gleichzeitig die THG-Minderung um $75 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im stromgeführten Szenario 1 erhöht werden. Folglich steigt bei einer entsprechenden Wärmesenke und geringfügigen Anlagenmodifikationen die THG-Minderungen nicht nur auf das Niveau der Anlagen A1 und A2, sondern parallel verringern sich die Stromgestehungskosten durch einen zusätzlichen Verkauf von Wärme. Somit sind die anfangs konträr erscheinenden Ziele – ökologische Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit – letztendlich doch komplementär und könnten optimiert zu THG-Vermeidungskosten $< 90 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ für Anlage A3 führen.

Im Fall der Anlage A4 führen die Rohstoffwahl (Pellets), die weite Transportdistanz (ca. 200 km) und der Einsatz von Zündöl zu einer im Vergleich mit den anderen Anlagen niedrigeren THG-Minderung. Zwar ließe auch hier eine ökonomisch-ökologische Optimierung der Rohstoffbasis, z. B. durch den Einsatz regionaler und kostengünstiger Pellets aus Landschaftspflegematerial, deutlich geringere THG-Vermeidungskosten zu. Dies birgt aber gleichzeitig technische Risiken. Für die Einschätzung einer derartigen Anpassung fehlt eine gesicherte Datenbasis, jedoch unter der Annahme eines Erfolgs sind THG-Vermeidungskosten $< 150 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ für das stromgeführte Szenario 1 durchaus realisierbar.

Tabelle 8.12 THG-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Erdgas-BHKW, eigene Berechnungen).

Szenario 1 – stromgeführt (fossile Referenz: Erdgas-BHKW)	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
THG-Emission (Biomassevergaser-BHKW)	$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$	-229	-213	-114	-19	24
THG-Emission (Erdgas-BHKW)	$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$	551	551	551	551	551
THG-Minderung	$\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$	780	764	665	570	527
Stromgestehungskosten (Biomassevergaser-BHKW)	€/kWh_{el}	21	23	15,3	18,3	38
Stromgestehungskosten (Erdgas-BHKW)	€/kWh_{el}	8	8	8	8	8
Kostendifferenz	€/kWh_{el}	13	15	8	11	31
THG-Vermeidungskosten	$\text{€/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$	172	200	116	188	582

Die THG-Vermeidungskosten gegenüber dem Strommix sind im Vergleich zum Erdgas-BHKW etwas höher und bewegen sich in einem Bereich von $151 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ bis $612 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ (siehe Tabelle 8.13). Dieser Umstand ist damit zu erklären, dass die Treibhausgasemissionen des deutschen Strommix im Jahr 2011 mit $565 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ durch den hohen Anteil erneuerbaren Stroms auf einem ähnlichen Niveau wie ein stromgeführtes Erdgas-BHKW mittlerer Leistung liegen, aber die angenommenen Stromgestehungskosten (Preis für Baseload) deutlich geringer sind als die des Erdgas-BHKW.

Tabelle 8.13 TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Strommix, eigene Berechnungen).

Szenario 1 – stromgeführt(fossile Referenz: Strommix)	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
THG-Emission (Biomassevergaser-BHKW)	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	-229	-213	-114	-19	24
THG-Emission (dt. Strommix 2011)	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	566	566	566	566	566
THG-Minderung	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	794	778	680	585	541
Stromgestehungskosten (Biomassevergaser-BHKW)	€/kWh _{el}	21	23	15	18	38
Stromgestehungskosten (Baseload Preis EEX, 2011)	€/kWh _{el}	5	5	5	5	5
Kostendifferenz	€/kWh _{el}	16	18	10	13	33
THG-Vermeidungskosten	€/t_{CO2-Äq.}	200	229	151	226	612

In Abbildung 8.22 sind die bereits erläuterten Ergebnisse der ökonomisch-ökologischen Bewertung für den stromgeführten Betrieb (Szenario 1) zusammengefasst visualisiert.

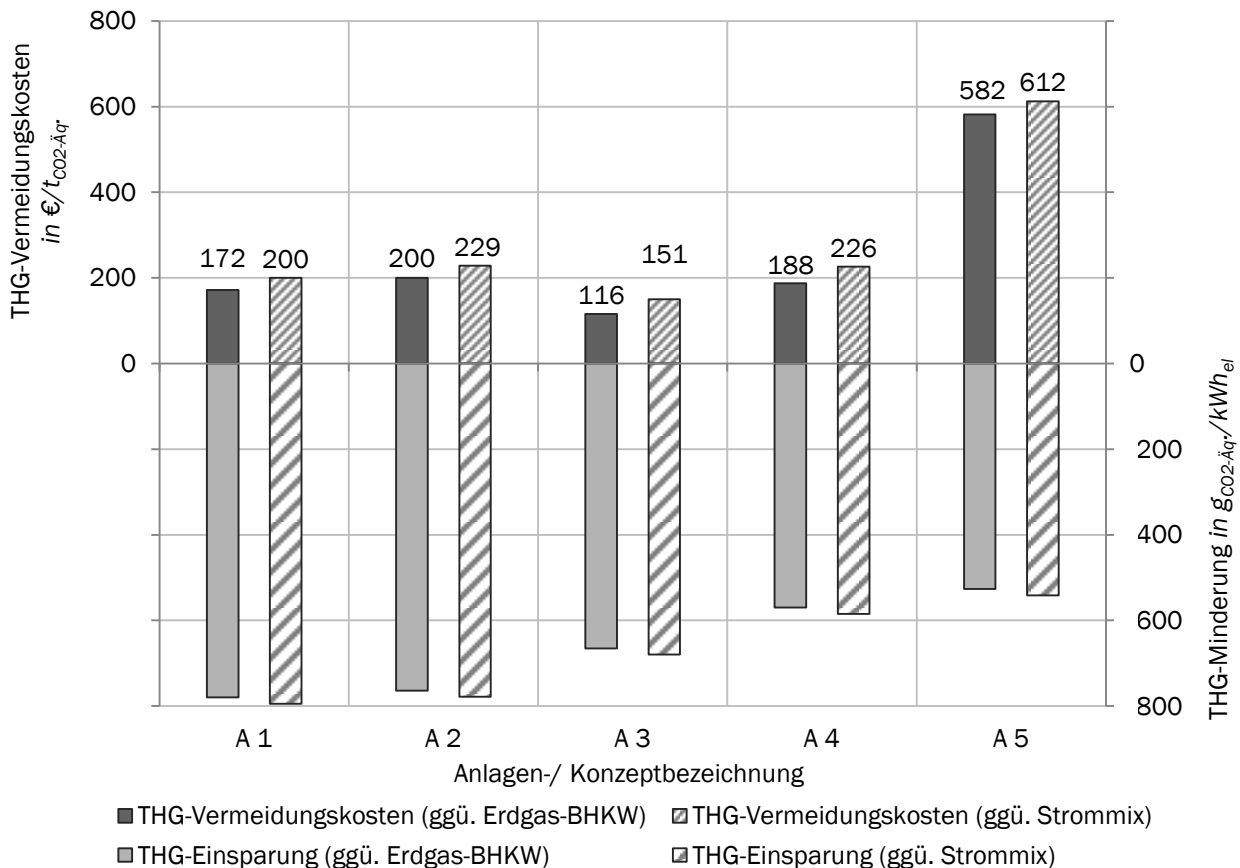


Abbildung 8.22 THG-Vermeidungskosten und THG-Minderungen im Szenario 1 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Abbildung 8.23 stellt die THG-Vermeidungskosten und die THG-Minderungen im wärmegeführten Betrieb (Szenario 2) dar. Dabei liegen die THG-Vermeidungskosten gegenüber dem Erdgas-BHKW im Bereich von 150 bis 774 €/t_{CO2-Äq.} bzw. im Bereich von 125 bis 559 €/t_{CO2-Äq.} gegenüber dem deutschen Strommix. Eine detaillierte Auflistung der Stromgestehungskosten und Kostendifferenz zwischen der Biomassevergaseranlagen und der fossilen Referenz sind im Anhang in Tabelle 11.13 f. gegeben.

Im Vergleich zum Szenario 1 sind die THG-Vermeidungskosten im Szenario 2 gegenüber dem deutschen Strommix niedriger. Die THG-Minderungen der Biomassevergasungsanlage steigen durch eine höhere Wärmenutzung gegenüber dem Strommix an, da dessen TGH-Emissionen konstant bleiben. Zudem verringert sich die Kostendifferenz, da ein höherer Wärmeerlös durch eine verstärkte Wärmenutzung anfällt. Somit sinken die THG-Vermeidungskosten der Biomassevergasungsanlagen um ca. 20 % sinken.

Im Vergleich zum Erdgas-BHKW spiegelt sich eine andere Entwicklung wider. Die Differenz der Stromgestehungskosten zwischen regenerativer und fossiler Anlage steigt gegenüber dem Szenario 1, da zwar für beide Anlagen die Wärmeerlöse steigen und die jährlich angesetzten Betriebsstunden sinken, aber eine unterschiedliche Struktur bei den Fixkosten vorliegt. Das durch den geringen Fixkostenanteil an den Produktionskosten relativ günstige Erdgas-BHKW kann eine Reduzierung der jährlichen Betriebsstunden durch den zusätzlichen Wärmeverkauf, der mit der wärmegeführten Betriebsweise verbunden ist, ökonomisch deutlich überkompensieren. Die Biomassevergasungsanlagen mit einer hohen Investitionssumme und hohem Fixkostenanteil an den Produktionskosten können im Gegensatz zum Erdgas-BHKW nur geringfügige Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit durch eine Erhöhung des Wärmeverkaufs bei gleichzeitiger Reduzierung der jährlichen Betriebsstunden realisieren. Gleichzeitig steigt die THG-Minderung nur minimal, was letztlich zu höheren THG-Vermeidungskosten im Vergleich zum Erdgas-BHKW im Szenario 2 führt.

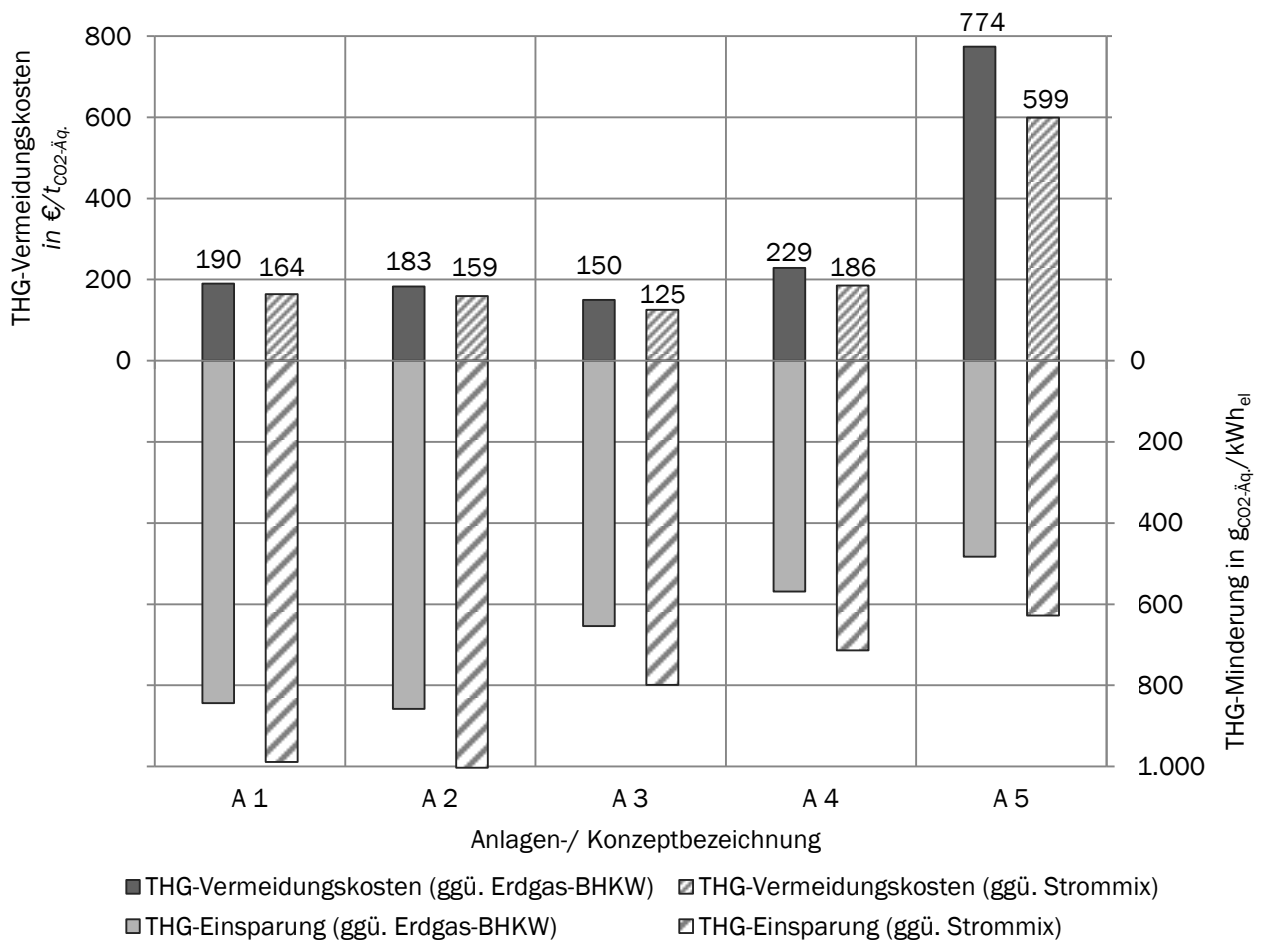


Abbildung 8.23 THG-Vermeidungskosten und THG-Minderungen im wärmegeführten Betrieb - Szenario 2 (eigene Berechnungen, © DBFZ).

Generell sollten die THG-Vermeidungskosten, ein Maß für die ökonomische Effizienz, nur unter Berücksichtigung weiterer Kennzahlen als Bewertungskriterium genutzt werden, da die THG-Vermeidungskosten stark vom jeweils gewählten Referenzsystem abhängig sind. So sind bei der ökonomisch-ökologischen Bewertung auch die hohen THG-Minderungen im Vergleich zum deutschen Strommix bei einer wärmegeführten Betriebsweise bzw. die absolut vermeidbaren THG-Emissionen im Gegensatz zur stromgeführten Betriebsweise zu berücksichtigen.

8.4.3 Fazit

Die Ergebnisse der Anlagenauswahl zeigen, dass über 99 % der Biomassevergasungsanlagen in Deutschland eine installierte elektrische Leistung von weniger als 500 kW aufweisen. Innerhalb dieses Spektrums der kleintechnischen Biomassevergasung gibt es nochmals eine klare Trennung der Leistungsklassen $< 50 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $> 150 \text{ kW}_{\text{el}}$.

Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung $< 50 \text{ kW}$ können aufgrund der einhergehenden geringeren thermischen Leistung und zahlreicher Einsatzgebiete einen sehr hohen Wärmenutzungsgrad erreichen. Zusammen mit der Einspeisung der elektrischen Energie ergibt sich daraus ein hoher Brennstoffnutzungsgrad und kombiniert mit einer lokalen Brennstoffbereitstellung ein sehr hohes THG-Minderungspotenzial von bis zu $1.000 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Als größter Nachteil dieser Anlagenklasse ist der geringe elektrische BHKW-Wirkungsgrad von ca. 30 % festzuhalten, der trotz eines sehr guten Kaltgaswirkungsgrads der Vergasers von 80 % zu einem elektrischen Anlagenwirkungsgrad $< 25 \%$ führt. Besonders bei Anlagen der kleinsten Leistungsstufe verursachen ein geringer elektrischer Wirkungsgrad und die geringen Skaleneffekte einen hohen spezifischen Wartungsaufwand, sehr hohe spezifische Investitionssummen ($> 4.500 \text{ €/kW}_{\text{el}}$) und einen hohen Fixkostenanteil, was letztendlich zu einem hohen Investitionsrisiko führt. Zudem wird auch die Vergütungsstruktur negativ beeinflusst, da die EEG-Vergütung für elektrische Energie ca. 20 €/ct/kWh beträgt, aber die Wärmevergütung sich nur im Bereich von 2 bis 5 €/ct/kWh bewegt. So ist eine Anlage mit einer Stromkennzahl $< 0,4$ nur bei jährlichen Betriebsstunden $> 5.000 \text{ h/a}$, einer lukrativen Wärmesenke und geringen Brennstoffkosten bei der aktuellen EEG-Vergütung wirtschaftlich.

Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung $> 150 \text{ kW}$ sind wegen der höheren thermischen Leistung in der Anwendung gegenüber Anlagen $< 50 \text{ kW}$ deutlich stärker limitiert²¹, da das EEG 2012 einen Wärmenutzungsgrad von mindestens 60 % vorschreibt, um den Anspruch auf die Vergütung zu erhalten. Zudem fällt das THG-Minderungspotenzial mit bis zu $800 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ etwas geringer aus, was jedoch der höheren Stromkennzahl (0,8 bis 0,9) dieser Anlagenklasse und der Substitutionsmethode geschuldet ist. Durch den 20 % höheren elektrischen BHKW-Wirkungsgrad besitzen Anlagen $> 150 \text{ kW}_{\text{el}}$ einen für diesen Rohstoff und in dieser Leistungsstufe sehr hohen elektrischen Anlagenwirkungsgrad von 30 % bei einem gleichzeitig hohen thermischen Anlagenwirkungsgrad von 50 %. Dadurch und durch Kostendegression bei größeren Anlagen (Skaleneffekte) können zudem niedrige spezifische Investitionssummen in Höhe von $3.000 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ realisiert werden, was letztlich eine Absenkung der Jahresbetriebsstunden zu Gunsten einer Erhöhung des Wärmenutzungsgrades auch

²¹ Der wirtschaftliche Leistungsanteil der Grundlast beträgt je nach Wärmenetz erfahrungsgemäß 10 bis 40 % des maximalen Wärmebedarfs, womit ca. 60 bis 80 % der gesamten Jahresarbeit durch den Grundlastwärmeerzeuger abgedeckt werden.

unter wirtschaftlichen Aspekten ermöglicht. Somit können diese Anlagen unter derzeitigen Rahmenbedingungen und guter Wärmenutzung ab 5.000 Volllaststunden pro Jahr wirtschaftlich betrieben werden.

Die großen Unterschiede der THG-Vermeidungskosten resultieren zum einem aus dem THG-Einsparpotenzial der Biomassevergasungsanlagen, das vom fossilen Referenzsystem, Wärmenutzungsgrad in Form der Betriebsweise und von der Bilanzierungsmethode abhängig ist. Für den stromgeführten Betrieb ähneln sich die Minderungspotenziale gegenüber dem Erdgas-BHKW und dem deutschen Strommix. Sie liegen für kommerzielle Anlagen in einem sehr guten Bereich von 600 bis 800 $\text{g}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Dass die hohen THG-Minderungen dennoch nur zu moderaten und stark divergierenden THG-Vermeidungskosten führen, resultiert zum anderen aus der großen Bandbreite der Differenzkosten des bereitgestellten Stroms, die zwischen 8 und 18 $\text{€ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ im stromgeführten Betrieb liegen. Damit weist das Anlagenkonzept A3 gegenüber dem Erdgas-BHKW die geringsten THG-Vermeidungskosten mit 116 $\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ und die Anlage A2 mit 200 $\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ die höchsten auf, sofern die Forschungsanlage A5 mit 582 $\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-Äq.}}$ unberücksichtigt bleibt. Aufgrund ähnlicher THG-Emissionen und Gestehungskosten des Erdgas-BHKW und des deutschen Strommix im Szenario 1 unterscheiden sich die THG-Vermeidungskosten gegenüber dem Erdgas-BHKW und dem deutschen Strommix nur geringfügig. Anders im Szenario 2, in dem die THG-Vermeidungskosten aller Anlagen gegenüber dem deutschen Strommix um 20 % deutlich sinken, da von einer höheren Wärmenutzung der Biomassevergasungsanlagen ausgegangen wird. Im Vergleich zum Erdgas-BHKW steigen jedoch die THG-Vermeidungskosten im Mittel um 15 %. Die höhere Wärmenutzung bei gleichzeitiger Reduzierung der Jahresbetriebsstunden senkt die Gestehungskosten des Erdgas-BHKW deutlicher stärker als die der Biomassevergasungsanlagen, da diese wesentlich höhere Fixkosten aufweisen.

Besonders deutlich zeigen sich die komplementären Ziele ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit am Anlagenkonzept A3 der Stadtwerke Rosenheim. Der hohe elektrische Anlagenwirkungsgrad sowie der Gesamtwirkungsgrad führen im wärmegeführten Betrieb zu einer kostengünstigen Strombereitstellung und gleichzeitig zu hohen THG-Minderungen gegenüber dem deutschen Strommix 2011.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Nach der Zusammenfassung der Ergebnisse und einem kurzen Ausblick werden einerseits wesentliche Handlungsempfehlungen im Hinblick auf die zukünftige Ausrichtung der umwelt- und energiepolitischen Randbedingungen und andererseits die damit verbundenen Forschungs- und Entwicklungsaufgaben abgeleitet. Durch den Anspruch die bisherigen Forschungsansätze zusammenzuführen und auszubauen, um somit einen übergreifenden Erkenntnisgewinn zu generieren, weisen die Ergebnisse ein hohes Maß an Interdisziplinarität auf. Dabei stehen folgende Themenbereiche im Zentrum:

- Messtechnik, Messmethoden und Bilanzierung von Biomassevergasungsanlagen
- Technische Bewertung
- Ökologische Bewertung
- Ökonomische Nachhaltigkeit

Messtechnik, Messmethoden und Bilanzierung von Biomassevergasern

Durch die in den Vergleichsmessungen festgestellte gute Übereinstimmung der Messergebnisse typischer Brenngaskomponenten können die genutzten Messgeräte ohne Bedenken für die Analyse von Brenngas von Vergasungsanlagen genutzt werden. Die Auswertungen der Ergebnisse zeigten jedoch, dass die Kalibrierung und Feststellung der Messbedingungen (Messgasfeuchte, Querempfindlichkeiten, Analysezeiten, etc.) der Messgeräte entscheidend für die Genauigkeit und Vergleichbarkeit der Messergebnisse sind. Falls möglich sollten alle Messgeräte, sofern ein Vergleich der Messergebnisse angestrebt ist, mit demselben Prüfgas kalibriert werden, wobei das Prüfgas eine ähnliche Zusammensetzung wie das zu messende Rohgas besitzen sollte.

Die Ergebnisse der verschiedenen Teermessverfahren sind nur schwer vergleichbar, da Unterschiede bei den Probenahmen, den Messintervallen und den Analyseverfahren der Extraktionslösungen bestehen. Generell sind die größten Unsicherheiten bei den Probenahmen an der Anlage und bei der Analyse der Teerproben in externen Labors zu sehen. Wegen hoher Unsicherheiten bei der Bestimmung von Kohlenwasserstoffen in externen Labors sollte bei der Analyse der Teerproben zusätzlich immer eine Probe mit bekannten Konzentrationen z. B. ein Standard oder eine definiert verdünnte Probe mituntersucht werden, um eine höhere Sicherheit bei der Bewertung der Ergebnisse zu erzielen. Mit den periodischen Messverfahren lassen sich nur Aussagen zur mittleren Gasqualität während eines Intervalls treffen. Erkenntnisse über den Einfluss konkreter Prozessparameter (z. B. Reaktortemperatur) sind nur begrenzt und nur unter einer stabilen Prozessführung möglich. Im Gegensatz dazu lassen die Messergebnisse der SPA-Methode durch die kurze Probenahmezeit Rückschlüsse auf andere Prozessparameter zu. Die festgestellte hohe Korrelation der SPA-Ergebnisse zu dem Methangehalt des Produktgases spricht für eine qualitativ hochwertige Analyse und Reproduzierbarkeit der SPA-Messungen. Neben den Ergebnissen der jeweiligen Teermessmethode ist deren Handling ebenfalls ein wichtiger Aspekt. Dabei steht ein hoher Aufwand sowohl bei der Probenahme als auch bei der Nach- und Aufbereitung der Probe im Rahmen von Teerprotokoll und Kondensationsmethode dem leichteren Handling der SPA-Methode gegenüber. Die Fehleranfälligkeit der betrachteten Teermessverfahren ist im Bereich der Probenahme nahezu gleich. Beim Teerprotokoll kann es zu Undichtigkeiten und

Falschlufteinbruch kommen und bei der SPA-Methode zu Verstopfungen durch Septumsteile oder Partikel aus dem Gasstrom bei zu hoher Partikelbeladung des Messgases.

Im Allgemeinen sollte man sich bei der Bestimmung von Messgrößen mit dem Ziel der Bilanzierung einer Vergasungsanlage auf die wichtigsten Messgrößen beschränken und diese sollten mit der größten Sorgfalt bestimmt werden. Dabei spielt die Dokumentation der Messbedingungen eine wichtige Rolle, da diese einen sehr großen Einfluss auf die Vergleichbarkeit mit anderen Daten hat. Für eine technische Bewertung und Bilanzierung von Vergasungsanlagen sind eine sichere Datenbasis, eine einheitliche Definition der Bezugsgrößen sowie die Angabe der Parameter die Grundvoraussetzung.

Technische Bewertung

Die technische Bewertung der fünf ausgewählten Anlagen im Bundesmessprogramm hat gezeigt, dass die kommerziell betriebenen Anlagen unabhängig von der Brennstoffform und dem Anlagenkonzept hohe Wirkungsgrade bezogen auf den Vergaser (über 80 % Kaltgaswirkungsgrad) selbst und auf die Gesamtanlage (65 - 71 % Gesamtanlagenwirkungsgrad) haben. Gründe dafür sind ein Anlagenkonzept, das optimal auf die jeweils verschalteten Prozesse und den verwendeten Brennstoff abgestimmt ist, sowie ein optimiertes Wärmenutzungskonzept. Diese Anlagen konnten außerdem eine hohe Anlagenverfügbarkeit von 6.200 bis hin zu über 7.000 Betriebsstunden im Jahr nachweisen.

Weiterhin hat sich während des Bundesmessprogramms bei der Vorbereitung der technischen Bewertung gezeigt, dass ein Monitoring der wichtigsten Anlagenparameter z. B. Brennstoffheizwert und -wassergehalt, Produktgaszusammensetzung und -volumenstrom, generierte elektrische Leistung und Wärmeleistung der Anlage, zwingend erforderlich ist. Biomassevergasungsanlagen sollten daher zur Stabilisierung des Anlagenbetriebes (Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit) und zur Erhöhung der Anlagensicherheit messtechnische Einrichtungen zur Erfassung der wichtigsten Anlagenparameter besitzen. Es hat sich gezeigt, dass sich durch diese Überwachung kritische Anlagenzustände vermeiden lassen und somit Anlagenstillstandszeiten verkürzt sowie die Anlagensicherheit zusätzlich erhöht werden können. Durch ein Anlagenmonitoring der wichtigsten Parameter wird darüber hinaus die technische Bewertung der Anlagen erheblich erleichtert.

Die betrachteten Anlagenkonzepte im Bundesmessprogramm lassen auch den Schluss zu, dass sich ein höherer Aufwand bei der eigentlichen Biomassekonversion im Vergaser, z. B. durch den Einsatz von Holzpellets oder einer zweistufigen Vergasung mit Pyrolyse und Pyrolysekoksvergasung, nachfolgend bei der Komplexität der Gasreinigung auszahlt. So kann bei den angesprochenen Beispielen ein Rohgas mit einer sehr geringen Teerbeladung erzeugt werden, das mit einfacher Technik lediglich gekühlt und gefiltert werden muss, um eine motorische Nutzung anzuschließen. Die dabei anfallenden Reststoffe sind zudem weniger hochbelastet.

Ökologische Bewertung

Das Gesamtergebnis der THG-Bilanzierung wird im Wesentlichen von vier Faktoren beeinflusst: dem Referenzsystem einschließlich Bilanzierungsmethode, der für die externe Nutzung bereit gestellten Wärme, dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW und dem für die Konversion benötigten Strom. Bei der gewählten Bilanzierungsmethode sind neben den prozessbedingten Emissionen die Substitutionsgutschriften extern genutzter Wärme ergebnisbestimmend. So erzielen Anlagen mit einem hohen thermischen und vergleichsweise niedrigen elektrischen Anlagenwirkungsgrad höhere spezifische THG-

Minderungen. Substitutionsbereinigte Werte ohne Wärmenutzung zeigen den ökologischen Effekt eines hohen elektrischen Wirkungsgrades deutlich und heben die Bedeutung einer bedarfsgerechten Betriebsweise und damit verbundenen externen Wärmenutzung hervor.

Der Einsatz von Netzstrom und der damit verbundene Verbrauch fossiler Energieträger sind innerhalb der Prozesskette der betrachteten Biomassevergasungsanlagen wesentliche Treiber klimarelevanter Emissionen. Ein höherer Anteil regenerativer Energien im Erzeugungsmix oder die Eigennutzung bereitgestellten Stroms könnte zu einer Minderung der THG-Emissionen führen.

Wirtschaftlichkeit und ökonomische Nachhaltigkeit

Die ökonomische Analyse der ausgewählten Anlagen zeigt, dass im Allgemeinen größere Biomassevergasungsanlagen aufgrund von Skaleneffekten zu einem geringeren spezifischen Kapitalbedarf, sowie zu höheren elektrischen Wirkungsgraden und somit zu geringeren Produktionskosten in Höhe von 17 €/ct₂₀₁₁/kWh neigen. Dennoch ist auch für diese, genauso wie für Anlagen kleinerer Leistungsklassen, eine ausreichend große Wärmesenke für den Dauerbetrieb einer Biomassevergasungsanlage zwingend notwendig, um die anfallende Wärme möglichst vollständig zu nutzen und einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Zukünftige Biomassevergasungsanlagen sollten ein optimiertes Wärmenutzungskonzept haben, um die anfallende Wärme nahezu vollständig nutzen zu können und damit die Stromgestehungskosten auch langfristig unter 18 €/ct/kWh zu senken. Dabei ist die Versorgung einer qualitativ hochwertigen Wärmesenke, d. h. die Substitution fossiler Energiebereitstellung und hochpreisige Vergütung, anzustreben, da diese beiden Faktoren eine hohe Relevanz für THG-Minderungen und TGH-Vermeidungskosten aufweisen. Die bislang geltende These, niedrige spezifische Investitionssumme gleich geringe Anlagenkomplexität und Rohstoffflexibilität, gilt zwar noch immer, wird aber durch die Entwicklungsanstrengungen und neuen Anlagenkonzepte der Stadtwerke Rosenheim scheinbar entkräftet. So sind eine hohe Rohstoffflexibilität und eine niedrige spezifische Investitionssumme mittelfristig denkbar, aber auch bei gegebener Vergütung und Rohstoffpreisen zwingend notwendig.

Jedoch wird ersichtlich, dass die KWK mittels Biomassevergasung bei derzeitigen Rohstoffpreisen und ohne Internalisierung der externen Kosten nicht mit der fossilen KWK konkurrieren kann und somit auch mittelfristig und ohne staatliche Subventionen nicht wettbewerbsfähig sein wird. Da die Stromgestehungskosten der kleintechnischen Biomassevergasung wahrscheinlich mittelfristig nicht unter 15 €/ct₂₀₁₁/kWh sinken, sind die Differenzkosten zu konventionellem Strom mit ca. 10 €/ct/kWh derzeit durchaus signifikant und würden so eine Markteinführung ohne Förderung verhindern. Daher ist eine Einspeisevergütung von mindestens 15 €/ct₂₀₁₁/kWh notwendig, kurzfristig sogar 20 €/ct₂₀₁₁/kWh, sofern die Kommerzialisierung der kleintechnischen Biomassevergasung vorangetrieben werden. Mit der vom Gesetzgeber eingeführten EEG-Vergütung und bei derzeitigen Rohstoffpreisen besitzt die kleintechnische Biomassevergasung so jedoch einen Wettbewerbsvorteil gegenüber fossiler KWK oder Wärmebereitstellung. Bezieht man die Treibhausgasemissionen in die ökonomische Betrachtung mit ein, verstärkt sich der positive Eindruck von effizienten KWK-Anlagen mit hohem Gesamtwirkungsgrad, da diese nicht nur besonders günstige Gestehungskosten, sondern auch niedrige THG-Emissionen aufweisen und dadurch die THG-Vermeidungskosten deutlich sinken. So wäre ein realer Zertifikatspreis von 80 bis 150 €/ct₂₀₁₁/tCO₂ ausreichend, um die Wettbewerbsfähigkeit der kleintechnischen Biomassevergasung ohne Einspeisevergütung gegenüber fossiler KWK zu erreichen.

Ungewürdigt bei dieser Betrachtung bleibt zum einen der preisdämpfende Effekt von Bioenergie. Durch den Einsatz biogener Rohstoffe zur Energiebereitstellung wird die Nachfrage nach fossilen Energie-

trägern weltweit verringert, was gleichzeitig zu einer Entlastung des fossilen Rohstoffmarkts führt und Preise stabilisiert. Zum anderen trägt die Bioenergie im Gegensatz zu Wind und Solarenergie zur Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung bei, wodurch das Stromangebot stabilisiert und damit die Netzausbaukosten und die Kosten für den Aufbau von Reservekapazitäten deutlich gedämpft werden.

Ausblick

Die Anzahl und Leistung der in 2011 erfolgten Inbetriebnahmen von Festbett-Holzvergasungsanlagen beendet eine dreijährige Phase der Stagnation, in der sich Zubau und Stilllegung von Kapazitäten fast die Waage hielten. Zudem stieg nach Angaben der Hersteller die Anzahl der sich in Betrieb befindenden Anlagen in 2012 weiterhin deutlich an. Die Entwicklung unterscheidet sich damit im Bereich der Anlagenverfügbarkeit und Produktgasqualität signifikant von der Situation in den Jahren 2005 bis 2007, in denen ebenfalls viele neue Anbieter in den Markt eintraten, aber die Betriebszeiten deutlich hinter den heutigen zurückblieben. Mehrere Aspekte lassen erwarten, dass bei der derzeitigen Entwicklung ein Marktdurchbruch für die thermochemische Vergasungstechnologie bevorstehen kann:

- Der überwiegende Teil des Zubaus beruht auf Festbettvergasungsanlagen im kleintechnischen Leistungsbereich $< 1 \text{ MW}_{\text{FWL}}$, in Serienproduktion gefertigt.
- Aus technischer Sicht erscheint eine Vielzahl der Anlagen robust. Probleme mit ungenügender Gasqualität sind beim Einsatz geeigneter MSR beherrschbar und somit 7.000 jährliche Volllaststunden durchaus erreichbar. Im kleinen Leistungsbereich $< 100 \text{ kW}_{\text{el}}$ erscheinen die absteigende Gleichstromvergasung bei entsprechender Betreiberschulung und Systeme mit Vollwartungsvertrag marktfähig. Weiterhin gibt es auch Gegenstromvergasungsanlagen, die sich vor dem Markteintritt (Demoanlagen) befinden, mit denen sich aber im Gegensatz zu Gleichstromvergasern oft nicht äquivalente Brenngasqualitäten erzielen lassen.
- Bei der Entwicklung der Vergasungsreaktoren wird vermehrt Wert auf ein teerarmes Produktgas gelegt, dabei werden z. B. mehrstufige Vergasungsreaktoren und Pellets an Stelle von einstufigen Reaktoren und Hackschnitzeln eingesetzt, um ein Produktgas mit hohem Heizwert und niedriger Schadstoffbelastung zu generieren sowie eine hohe Anlagenverfügbarkeit und -sicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus werden schon bestehende Vergasungsanlagen hinsichtlich Produktgasqualität, Anlagenverfügbarkeit und -sicherheit weiter optimiert.
- In Bezug auf die Brenngasreinigung besteht weiterhin Forschungsbedarf, um eine trockene und effiziente Reinigung des Brenngases an Anlagen mit hohen Teerbelastungen dauerhaft zu gewährleisten. Die Vermeidung von Nebenprodukten und Reststoffen, die in der Anlage rezirkuliert oder entsorgt werden müssen, stehen dabei im Vordergrund. Weiterhin wird an dauerbetriebsfähigen Hochtemperaturfiltern gearbeitet, die eine sich negativ auf den Anlagenwirkungsgrad auswirkende Abkühlung des Brenngases mit nachfolgender Wiedererwärmung verhindern sollen. Bei bereits errichteten Gasreinigungsanlagen z. B. Nasschemischen liegt der Fokus auf der Optimierung des Wirkungsgrades unter Minimierung des Reststoffanfalls.
- Die Serienproduktion ermöglicht spezifische Anlagenkosten von 3.000 bis 3.500 €/kW_{el} für mittelgroße Anlagen ($> 150 \text{ kW}_{\text{el}}$). Damit ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Kleinere Anlagen benötigen hingegen aufgrund des geringeren

elektrischen Gesamtwirkungsgrades tendenziell günstigere Rohstoffpreise und eine höhere Wärmevergütung, um einen kostendeckenden Betrieb zu gewährleisten.

- Bei technisch optimierter Anlagenauslegung und einem hohen Wärmenutzungsgrad können die THG-Vermeidungskosten mittelfristig unter 100 €/t_{CO₂-Äq.} sinken. Zusätzlich tragen Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern zu einer Senkung der THG-Vermeidungskosten bei.

10 Handlungsempfehlungen

Eine Fortführung des Bundesmessprogramms zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung ist zweckmäßig, da viele Fragen bezüglich der Flexibilisierung und Netzintegration nicht endgültig geklärt und für die Neuausrichtung des EEG notwendig sind. Dabei müsste jedoch eine Anpassung der Inhalte, die in diesem Zusammenhang betrachtet werden sollten, erfolgen. Die nachfolgend dargestellten Schwerpunktthemen werden abschließend hinsichtlich der Relevanz für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft eingeordnet.

Sicherheitskonzept, Messtechnik, Anlagengenehmigung und Maßnahmen zur Emissionsminderung

Ein Mindestmaß an Sicherheitstechnik und damit auch Messtechnik ist für den Betrieb von Biomassevergasungsanlagen zwingend erforderlich, da eine erhöhte Brand-, Explosions-, Vergiftungs- und Erstickungsgefahr besteht. Derzeit stammen Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen an Biomassevergasungsanlagen gemäß Artikel 95 des EG-Vertrags aus europäischen Richtlinien. Dabei unterliegen aber nur bestimmte Komponenten einer Biomassevergasungsanlage und die vollständige Anlage einer CE-Kennzeichnung, Konformitätsbewertung und Konformitätserklärung. Der Hersteller hat jedoch ausdrücklich die Pflicht eine Betriebsanleitung, die auf Gefahren eingeht, die von der Anlage ausgehen, mitzuliefern. Zudem sind Schutzeinrichtungen zu beschreiben und Sicherheitsvorkehrungen, die für den sicheren Anlagenbetrieb erforderlich sind, darin aufzuführen. Dies schließt sowohl die In- und die Außerbetriebnahme als auch die Instandhaltung der Anlage mit ein. Als problematisch sind jedoch besonders solche Anlagen anzusehen, bei denen der Hersteller gleichzeitig Betreiber ist und bei denen keine ausreichende Risikoprüfung vorgenommen wurde. Oft führt eine unzureichende Sicherheits- und Messtechnik zu gefährlichen Anlagenzuständen, Beeinträchtigungen der Umwelt und ungeplanten Stillständen. Ein umfassender Leitfaden für Betreiber, Hersteller und Behörden bezüglich Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen ist daher zu empfehlen und könnte durch die geplante VDI Richtlinie 3461 „Maßnahmen zur Emissionsminderung an Holzvergasungsanlagen“ entstehen.

Des Weiteren lässt nur eine geeignete Online-Messung und Datenerfassung der wichtigsten Betriebsparameter ein flexibles Lastmanagement und eine Stabilisierung der Energienetze zu. Dabei sind neben den Potenzialen der Biomassevergasung mögliche Anlagenkonzepte hinsichtlich zukünftiger Anforderungen und deren Einfluss auf die Technik, Ökonomie und Ökologie zu untersuchen.

Einheitliche Methodik bei der technischen Bewertung

Bei der technischen Bewertung von Biomassevergasungsanlagen werden derzeit in unterschiedlichen Institutionen verschiedene Bewertungskriterien und Anlagenkenngrößen sowie Bezugsgrößen verwendet. Damit entstehen besonders für Betreiber, Hersteller und Behörden Unsicherheit und Unschärfe, die eine sichere Beurteilung von Anlagen und Konzepten nahezu unmöglich machen. Für die Zukunft sollten Anlagenkenngrößen klar definiert, harmonisiert und bei zukünftigen Projekten möglichst mit einheitlichen Messverfahren und Methoden bestimmt werden. Dabei kann das Methodenhandbuch des Service- und Begleitvorhabens eine Ausgangsbasis bieten. Zudem wird das Messhandbuch „Biomassevergasung“, das 2013 als Arbeitsversion erscheinen wird, wichtige Leitplanken bei der Auswahl der Messgrößen und -verfahren vorschlagen. Die Festlegung der zu erfassenden Parameter

und Methoden kann somit dazu beitragen, die Transparenz in der Biomassevergasungsbranche zu erhöhen und das Investitionsrisiko signifikant zu senken.

Aufbau eines öffentlichen Monitorings bzw. einer Informationsplattform

Neben einer zukünftig stärkeren Gewichtung der Biomassevergasung im EEG-Monitoring, insbesondere vor dem Hintergrund der Entwicklung zukünftiger Strategien für den KWK-Sektor und der Nutzung verfahrenstechnisch anspruchsvoller Reststoffe, wie z. B. Stroh, sollte zudem eine öffentliche Plattform für Hersteller und Betreiber geschaffen werden. Ziel dieser Plattform sollte es sein, die wichtigsten Anlagenparameter von und für Hersteller, Betreiber und Investoren zugänglich zu machen. Dabei müssen die dort bereitgestellten Kenngrößen eine einheitliche Basis in Bezug auf Bestimmung (Messverfahren) und Auswertung (Berechnungsgrundlagen und Bezugsgrößen) aufweisen bzw. die Berechnungen und Annahmen beschrieben werden. Ausgangspunkt dafür kann zum einen die im Bundesmessprogramm aufgebaute Datenbank sein, die derzeit online über die Homepage (Energetische Biomassenutzung) des Förderprogramms „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ verfügbar ist (siehe Kapitel 5.5). Eine tiefere Integration wäre über die Nutzung der ebenfalls innerhalb des Förderprogramms erstellten Datenbank BioProc DB möglich. Aktuell sind in dieser für jeden Interessierten über das Internet erreichbaren Anwendung (Bioproc DB) über 1.000 Datensätze zu biogenen Einsatzstoffen, deren Pyrolyse und Produkte enthalten. Eine Erweiterung in Richtung der Biomassevergasung wäre möglich und würde zu einer weiteren Konzentration des Wissens zu thermochemischen Biomasseverfahren führen. Zum anderen wird zusammen mit den harmonisierten technischen und ökonomischen Bewertungen des Methodenhandbuchs „Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseneffekte“ so eine Informationsplattform mit vergleichbaren Daten geschaffen.

Förderung optimaler Wärmenutzungskonzepte und Reststoffnutzung

Die ökologische Bewertung hat den großen Einfluss der Wärmenutzung auf das THG-Einsparpotenzial deutlich gezeigt (siehe Kapitel 8.3). Gleichzeitig sinkt die Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit hohen spezifischen Investitionssummen, die bei einer Verringerung der Jahresvolllaststunden, um den Wärmenutzungsgrad zu erhöhen, höhere Stromgestehungskosten aufweisen. Davon sind besonders kleine Anlagen betroffen, da durch die fehlenden Skaleneffekte der Anteil der Fixkosten an den Produktionskosten steigt. Um dieses Problem zu lösen, erscheinen zwei Optionen zielführend. Zum einen könnte eine zusätzliche KWK-Vergütung über das EEG erfolgen, was jedoch zu Mitnahmeeffekten und letztlich zu einer steigenden EEG-Vergütung führen würde. Die Alternative wäre eine Investitionsförderung des Neubaus von Nahwärmenetzen. Besonders kleintechnische Anlagen (elektrischer Leistungsbereich: < 1 MW) würden davon profitieren und ein zusätzliches THG-Minderungspotenzial könnte damit erschlossen werden.

Des Weiteren rückt mit Blick auf die Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen die Reststoffnutzung immer weiter in den Fokus der Öffentlichkeit. Die Biomassevergasung hat gezeigt, dass einfache holzartige Rohstoffe gut beherrschbar sind. Die regionale Reststoffnutzung wie z. B. Landschaftspflegematerial und Klärschlämme wird derzeit aufgrund der Rohstoffpreisentwicklung von immer mehr Entwicklern und Herstellern als zukünftige Rohstoffquelle in Betracht gezogen. Dennoch gibt es eine Vielzahl technischer Probleme und gesetzlicher Unklarheiten, wie Reststoffe zur energetischen Nutzung rechtlich zu behandeln sind. Da genehmigungsrechtliche Fragen zu klären sind, muss eine Förderung über das EEG daher noch ausführlicher diskutiert werden. Dabei könnte der bereits erwähnte Leitfaden

für Betreiber, Hersteller und Behörden bezüglich der Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergassungsanlagen bzw. die VDI 3461 hilfreich sein, um Rechtssicherheit zu schaffen, sofern dieser vom Gesetzgeber anerkannt wird. Zudem ist die Ausweitung der Reststoffnutzung über eine direkte Forschungsförderung und nicht über eine EEG-Zusatzvergütung denkbar, um Mitnahmeeffekte beim Einsatz derartiger Rohstoffe zu vermeiden und die EEG-Vergütung nicht künstlich zu steigern. Generell sollten die vergleichsweise günstigen Rohstoffpreise von Reststoffen ausreichen, um den zusätzlichen technischen Aufwand auszugleichen, sobald eine ausgereifte Technologie marktreif ist.

11 Anhang

11.1 Anlagensteckbriefe

Tabelle 11.1 Anlagensteckbriefe - Anlage A1 (Spanner Re² GmbH, 30 kW_{el}).


Anlage: A1 (Spanner Re ² GmbH, 30 kW _{el})		Vergasertyp: Gleichstrom	
Wissenschaftliche Begleitforschung: HSZG		Leistung: 30 kW _{el}	
Standort	Tirol, Österreich		
Hersteller	Spanner Re ² GmbH		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wurde an einem landwirtschaftlichen Betrieb errichtet. Der Strom wird nach dem Österreichischen Gesetz vergütet und die Wärme für Heizung und Warmwasserversorgung des Wohngebäudes sowie für die Holz Trocknung verwendet. – Das Produktgas wird in einem Festbettvergaser erzeugt, in einem Wärmeübertrager (WÜ) durch Vergasungsluft und Heizungswasser abgekühlt und mit einem Gewebefilter entstaubt. Anschließend erfolgt die Verbrennung in einem Gasmotor. – Die Anlage wird im Nennpunkt betrieben, der Großteil der ausgekoppelten Wärme dient der Trocknung von Holz für eine eigene Pelletierungsanlage (Verkauf). 		 <p>© HSZG</p>	
Inbetriebnahme		2009	
Betriebsart		Dauerbetrieb	
Betriebsstunden		9.000 (Stand 2011)	
Vergasungsmittel		Luft	
Gasnutzung		Gasmotor	
Wärmenutzung		Gebäude und Holz Trocknung	
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	HHS G30	Lagerung	Silobox
Bezugsquelle	Fremdbezug	Trocknung	Mit Warmluft für Pelletierung
Zerkleinerung	Dienstleister	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbett	Teerentfernung	-
Rohgaskühlung	WÜ (Luft/ Wasser)	Stromerzeuger	Umgebauter GM-Motorblock
Entstaubung	Gewebefilter	MSR	SPS mit Fernüberwachung
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	Ca. 30 kW	Hilfsstoffe	-
Nutzwärmeleistung	K. A.	Reststoffe	Kokshaltige Asche
Feuerungsleistung	Ca. 130 kW		

Tabelle 11.2 Anlagensteckbriefe - Anlage A2 (Stadtwerke Rosenheim, 38 kW_{el}).

Anlage: A2 (Stadtwerke Rosenheim 38 kW _{el}) Wissenschaftliche Begleitforschung: DBFZ		Vergasertyp: Zweistufiges Verfahren (Pyrolyse-Gleichstrom-Wirbelschicht)	
		Leistung: 250 kW _{F_{WL}}	
Standort	Rosenheim (Bayern)		
Hersteller	Eigenentwicklung der Stadtwerke Rosenheim (Anlagenkonzept)		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage befindet sich am Betriebsgelände des Müllheizkraftwerkes in Rosenheim. Strom soll nach Ausweitung der Betriebszeiten nach EEG vergütet werden, Wärme in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist werden. – Der Brennstoff wird in einer aufsteigenden, von außen mit Produktgas beheizten Schnecke pyrolysiert. Die Vergasung erfolgt in einem sich anschließenden Wirbelbett. Kohlenstoffhaltige Asche wird komplett über den Gasstrom ausgetragen. – 2008: Einbau einer seelenlosen Schnecke als Pyrolyseschnecke – Seit 2010: Einbau einer Schnecke mit Seele – Neigungswinkel der Pyrolyseschnecke wurde verändert – Seit Anfang 2012: nahezu Dauerbetrieb (> 3.600 Stunden) – Stillstand lediglich bei Umbauarbeiten – Betriebsweise: Nennpunkt (im Moment bei 100 % Volllast) 		 <p style="text-align: center;">© SWRO</p>	
		Inbetriebnahme	2008
		Betriebsart	Entwicklungsanlage
		Betriebsstunden	> 3.600 h (Vergaser, seit 2012)
		Vergasungsmittel	Luft
		Gasnutzung	Dieselmotor, umgebaut zu Gasmotor im Ottoprozess
		Wärmenutzung	Einbindung in bestehendes Fernwärmenetz
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	HHS (G30)	Lagerung	Container mit Deckel (40 m ³)
Bezugsquelle	Regionale Zulieferer	Trocknung	Keine (Anlieferung mit 7-15 % WG)
Zerkleinerung	Konditionierte Anlieferung	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Gleichstrom-Wirbelschicht	Teerentfernung	Rohgaskühlung, Gewebefilter
Rohgaskühlung	Rohrbündel-WÜ	Stromerzeuger	30 - 50 kW
Entstaubung	Gewebefilter, versuchsweise Keramik- und Edelstahlgewebefilter	MSR	SPS, Fernüberwachung, Gasvolumenstrom, Druck, Teer, Brennstoffinput, Gaszusammensetzung, Gasfeuchte, Temperatur, Emissionen (CO, NO _x , Benzol)
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	10 - 30 kW	Hilfsstoffe	-
Nutzwärmeleistung	Keine Wärmeintegration	Reststoffe	Flugasche mit hohem C-Gehalt, Kondensat (mit geringem Teergehalt)
Feuerungsleistung	200 - 250 kW		

Tabelle 11.3 Anlagensteckbriefe - Anlage A3 (Stadtwerke Rosenheim 180 kW_{el}).


Anlage: A3 (Stadtwerke Rosenheim 180 kW _{el})		Vergasertyp: Zweistufiges Verfahren	
Wissenschaftliche Begleitforschung: DBFZ		Leistung: 600 kW _{FWL}	
Standort	Rosenheim (Bayern)		
Hersteller	Eigenentwicklung der Stadtwerke Rosenheim		
Konzeptbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wird am Standort des Müllheizkraftwerks in Rosenheim errichtet. Strom soll nach EEG vergütet werden, Wärme in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist werden. – Der Brennstoff wird in einer aufsteigenden, von außen mit Produktgas beheizten Schnecke pyrolysiert. Die Vergasung erfolgt in einem sich anschließenden Wirbelbett. Kohlenstoffhaltige Asche wird komplett über den Gasstrom ausgetragen. – Produktgastemperatur bei Austritt aus Doppelrohr der Pyrolyseschnecke ca. 480 °C, Kühlung auf min. 150 °C, dabei nutzbare Wärmeenergie bzw. -leistung wird für Brennstofftrocknung verwendet – Stillstand lediglich bei Wartungsarbeiten – Betriebsweise: Volllast bzw. Regelbetrieb nach den Anforderungen des EEG 			
		Inbetriebnahme	2014 (geplant)
		Betriebsart	Dauerbetrieb (Pilotanlage)
		Betriebsstunden	5.000 h/a (geplant)
		Vergasungsmittel	Luft
		Gasnutzung	Gasmotor
		Wärmenutzung	Einbindung in bestehendes Fernwärmenetz der Stadtwerke Rosenheim
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	Naturbelassenes Waldhackgut	Lagerung	Mobile Schubbodencontainer mit Deckel (40 m ³)
Bezugsquelle	Regionale Zulieferer	Trocknung	Bedarfsgerechte Niedertemperaturtrocknung
Zerkleinerung	Konditionierte Anlieferung	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Gleichstrom-Wirbelschicht	Teerentfernung	Rohgaskühlung, Gewebefilter
Rohgaskühlung	Rohrbündelwärmeübertrager	Stromerzeuger	180 kW
Entstaubung	Gewebefilter	MSR	SPS, Fernüberwachung, Gasvolumenstrom, Druck, Teer, Brennstoffinput, Gasfeuchte, Gaszusammensetzung, Temperatur, Emissionen (CO, NO _x , Benzol)
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	180 kW	Hilfsstoffe	-
Nutzwärmeleistung	210 kW	Reststoffe	0,6 Ma.-% Flugasche (bezogen auf Gesamtmasse _{TS}) mit ca. 50 % C-Gehalt, Kondensat (mit geringem Teergehalt)
Feuerungsleistung	600 kW		

Tabelle 11.4 Anlagensteckbriefe - Anlage A4 (Burkhardt GmbH 180 kW_{el}).

Anlage: A4 (Burkhardt GmbH 180 kW _{el}) Wissenschaftliche Begleitforschung: ZAE Bayern		Vergasertyp: Aufsteigende Gleichstromvergasung Leistung: 180 kW _{el}	
Standort	Mühlhausen (Bayern)		
Hersteller	Burkhardt GmbH		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> Die Anlage befindet sich auf dem Versuchsgelände des Herstellers Firma Burkhardt GmbH, ist stromgeführt und wird nach dem EEG vergütet. Die Abwärme wird über ein Nahwärmenetz zur Versorgung des Firmengeländes und angrenzender industrieller und kommunaler Einrichtungen genutzt. Der Festbettgleichstromvergaser wird von unten beschickt, die anfallende Asche wird über das Produktgas ausgetragen. Das Gas wird in einem Kühler und nachgeschaltetem Gewebefilter aufbereitet und in einem aufgeladenem 180 kW MAN Zündstrahlmotor verstromt. Der elektrische Anlagenwirkungsgrade liegt bei über 30 %. Die Anlage erreichte im Dauerprobebetrieb im Zeitraum September 2010 bis Ende 2011 ca. 9.800 h Betriebsstunden. Die Firma Burkhardt hatte im August 2012 aus insgesamt 50 Anlagen bereits kumuliert 420.000 Stunden Betriebserfahrung. Problemfeld ist die Verschlackung des Vergasers, was derzeit Reinigungsintervalle von 700 h erfordert. 		 <p>© Burkhardt GmbH</p>	
		Inbetriebnahme	2010
		Betriebsart	Stromgeführt
		Betriebsstunden (07/10 - 12/11)	9.800
		Vergasungsmittel	Luft
		Gasnutzung	Motorblockheizkraftwerk
		Wärmenutzung	Nahwärmenetz
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	Holzpellets	Lagerung	Silos 36 t
Bezugsquelle	Verschied. Hersteller	Trocknung	Entfällt
Zerkleinerung	Entfällt	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbettvergaser	Teerentfernung	Entfällt
Rohgaskühlung	Rohrbündel	Stromerzeuger	MAN-BHKW
Entstaubung	Gewebefilter	MSR	Labview sowie Beckhoff SPS
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	180 kW	Hilfsstoffe	Zündöl, Aktivkohle
Nutzwärmeleistung	250 kW	Reststoffe	Restkoks mit Asche, Kondensat
Brennstoffleistung	580 kW		

Tabelle 11.5 Anlagensteckbriefe - Anlage A5.


Anlage: A5		Vergasertyp: Gleichstrom
Wissenschaftliche Begleitforschung: IFF Magdeburg		Leistung: Max. 150 kW _{el} (93 kW _{el})
Standort	Bayern	
Hersteller	Eigenentwicklung mit Kuntschar-Vergaserteilen	
Anlagenbeschreibung		
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wurde an einem Betrieb zur Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte errichtet. – Der erzeugte Strom wird nach EEG eingespeist, die Wärme wird zur Lohntrocknung und Trocknung des Brennstoffes sowie zur Einspeisung in das Nahwärmenetz verwendet. – Das Holzgas wird in einem Gleichstromvergaser erzeugt. Die Gasaufbereitung des Rohgases wird mit einem Kerzen-, Sicherheitsfilter (vor Kühler) und einem Kühler durchgeführt. – Das Gas wird in einem BHKW verstromt. – Problempunkte sind die Entstaubung (Kerzenbruch) und die Entsorgung der Reststoffe. 		
	Inbetriebnahme	2008
	Betriebsart	Dauerbetrieb mit Optimierung
	Betriebsstunden	7.000
	Vergasungsmittel	Luft
	Gasnutzung	BHKW
	Wärmenutzung	Lohntrocknung
Brennstoffversorgung		
Art des Brennstoffs	HHS > 15 mm	Lagerung Außenlager und Container
Bezugsquelle	70 % Holzzukauf	Trocknung Warmlufteinblasung
Zerkleinerung	Schneckenhacker	Anteil Fehlkorn < 15 mm (Vermarktung)
Hauptkomponenten		
Vergaser	Festbettvergaser	Teerentfernung Kerzenfilter und Kühler
Rohgaskühlung	Wärmeübertrager	Stromerzeuger BHKW
Entstaubung	Kerzenfilter	MSR SPS
Betriebsdaten		
Elektrische Leistung	Max. 150 kW	Hilfsstoffe Luft (Filter), Kalk (Vergaser)
Nutzwärmeleistung	Ca. 180 kW	Reststoffe Rost- und Filterasche, Kondensat vom Kühler
Feuerungsleistung	Ca. 500 kW	

Tabelle 11.6 Anlagensteckbriefe - Anlage Ölmühle Werner (Maschinen- und Anlagenbau Werner GmbH).

Anlage: Maschinen- und Anlagenbau Werner GmbH Wissenschaftliche Begleitforschung: IFF Magdeburg		Vergasertyp: Gleichstrom Leistung: 200 kW _{el}	
Standort	Pinzberg (Bayern)		
Hersteller	Maschinen- und Anlagenbau Werner GmbH auf Basis eines Imbert-Kessels		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wurde an einem Betrieb zur Verarbeitung landwirtschaftlicher Produkte errichtet. – Der erzeugte Strom wird nach EEG eingespeist, die Wärme wird zur Lohntrocknung und Trocknung des Brennstoffes verwendet. – Das Holzgas wird in einem Gleichstromvergaser mit bewegtem Rost erzeugt und durch einen Zyklon und die Wäscherkolonne entstaubt. Die weitere Gasaufbereitung erfolgt in einem mehrstufigen Waschsystem inklusive Gaskühlung. – Das Gas wird in einem langsam laufenden, turbogeladenem SKL-Dieselmotor genutzt. – Problempunkte sind derzeit die Bildung von Belägen im Turbolader sowie die Verwertung/ Entsorgung der Reststoffe 			
		© IFF Magdeburg	
Inbetriebnahme		2009	
Betriebsart		Dauerbetrieb mit Optimierung	
Betriebsstunden		4.100	
Vergasungsmittel		Luft	
Gasnutzung		Zündstrahlmotor	
Wärmenutzung		Lohntrocknung	
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	Grobhackgut	Lagerung	Halle
Bezugsquelle	Stammholzzukauf	Trocknung	Warmlufteinblasung
Zerkleinerung	Schneckenhacker	Anteil Fehlkorn	K. A.
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbettvergaser	Teerentfernung	Wäscher
Rohgaskühlung	Luftkühlung	Stromerzeuger	SKL Zündstrahldiesel
Entstaubung	Zyklon, Wäscher	MSR	SPS
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	200 kW	Hilfsstoffe	Zündöl, Waschöl (RME)
Nutzwärmeleistung	Ca. 200 kW	Reststoffe	Rost- und Zyklonasche, Wäscherschlamm
Feuerungsleistung	Ca. 550 kW		

Tabelle 11.7 Anlagensteckbrief - Mothermik GmbH.

Anlage: Mothermik		Vergasertyp: Gleichstrom	
Wissenschaftliche Begleitforschung: HSZG		Leistung: 250 kW _{el} (je Modul)	
Standort	Rheinland-Pfalz		
Hersteller	Mothermik GmbH		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Am Standort des Herstellers werden zwei Module (HEH3/ HEH4) des Anlagentyps betrieben. Strom wird nach EEG vergütet, Wärme für die Warmwasser- u. Wärmeversorgung der Betriebsgebäude verwendet. – Das Produktgas wird in einem Festbettvergaser erzeugt und durch eine Wasserquenche (Kondensatnutzung) und einen Elektrofilter von Staub, Teer und Kondensat gereinigt. Die Gasnutzung erfolgt in einem Zündstrahlmotor. – Ein Modul weist ca. 5.900 Jahresbetriebsstunden (HEH3) auf. Die elektrische Leistung liegt bei 220 - 250 kW, die ausgekoppelte Nutzungswärme schwankt dabei je nach Anforderung. Ein Teil der restlichen Wärme wird zur Brennstofftrocknung eingesetzt. – Eine Optimierung hinsichtlich geringerer Rohgasverunreinigung bzw. eine kostengünstigere Entsorgung von Teer und Kondensat wird angestrebt. 		 <p>© HSZG</p>	
		Inbetriebnahme	2008 (HEH4)
		Betriebsart	Dauerbetrieb
		Kumulierte Betriebsstunden	Bis 12/2011: 24.000 (HEH4) Bis 12/2011: 34.000 (HEH3)
		Vergasungsmittel	Luft
		Gasnutzung	Zündstrahlmotor
		Wärmenutzung	Firmengelände
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	HHS G50	Lagerung	Halle mit 1.500 m ³ (für HHS)
Bezugsquelle	Fremdbezug	Trocknung	Warmluft
Zerkleinerung	Dienstleister	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbettvergaser	Teerentfernung	Quenche, E-Filter
Rohgaskühlung	Quenche	Stromerzeuger	Umgebauter IVECO Rohblock
Entstaubung	Quenche, E-Filter	MSR	SPS mit Fernüberwachung
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	220 - 250 kW	Hilfsstoffe	Zündöl (RME)
Nutzwärmeleistung	Ca. 40 - 80 kW	Reststoffe	Koks, Kondensat, Teer
Feuerungsleistung	Ca. 1.100 kW		

Tabelle 11.8 Anlagensteckbrief - Spanner Re² GmbH.

Anlage: Spanner Re ² GmbH GmbH Wissenschaftliche Begleitforschung: HSZG		Vergasertyp: Gleichstrom Leistung: 30 kW _{el}	
Standort	Baden-Württemberg		
Hersteller	Spanner Re ² GmbH		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wurde an einem landwirtschaftlichen Betrieb errichtet. Strom wird nach EEG vergütet, Wärme für die Wärmeversorgung der Wohngebäude sowie die Warmwassererzeugung von Gebäuden und Ställen verwendet. – Das Produktgas wird in einem Festbettvergaser erzeugt, in einem Wärmeübertrager (WÜ) durch die Vergasungsluft gekühlt und mit einem Gewebefilter entstaubt. Anschließend erfolgt die Verbrennung in einem Gasmotor. – Die Anlage wird wärmegeführt im Nennpunkt betrieben, d. h. je nach Wärmeanforderung in Intervallen gestartet. Die ausgekoppelte Nutzwärme wird dabei über einen Pufferspeicher (Warmwassertank) geführt. – Die Erhöhung der Wärmeabnahme durch Einbindung weiterer Abnehmer vor Ort wird angestrebt. 		 <p>© HSZG</p>	
		Inbetriebnahme	2008/ 2009
		Betriebsart	Intervallbetrieb
		Kumulierte Betriebsstunden	12.000 (Stand 2012)
		Vergasungsmittel	Luft
		Gasnutzung	Gasmotor
		Wärmenutzung	Hof (Wohngebäude und Stall)
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	HHS G30	Lagerung	Halle
Bezugsquelle	Eigen- und Fremdbezug	Trocknung	Warmluft
Zerkleinerung	Dienstleister	Anteil Fehlkorn	0 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbett	Teerentfernung	-
Rohgaskühlung	WÜ (Luft/ Wasser)	Stromerzeuger	Umgebauter GM-Motorblock
Entstaubung	Gewebefilter	MSR	SPS mit Fernüberwachung
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	Ca. 30 kW	Hilfsstoffe	-
Nutzwärmeleistung	Ca. 35 - 40 kW	Reststoffe	Kokshaltige Asche
Feuerungsleistung	Ca. 130 kW		

Tabelle 11.9 Anlagensteckbrief - Hellbusch.

Anlage: Hellbusch 205 kW _{el}		Vergasertyp: Absteigender Gleichstrom	
Wissenschaftliche Begleitforschung: DBFZ		Leistung: Max. 400 kW _{el}	
Standort	Niedersachsen		
Hersteller	Einzelanlage nach Mastergas-Design		
Anlagenbeschreibung			
<ul style="list-style-type: none"> – Die Anlage wurde an einem landwirtschaftlichen Betrieb errichtet. Strom wird nach EEG vergütet, Wärme für Wirtschafts- und Wohngebäude genutzt. – Das Holzgas wird in einem Fallstromvergaser erzeugt und durch einen Zyklon entstaubt. Teere werden in einem Wasserquenche kondensiert und durch einen Wasserwäscher und E-Filter abgeschieden. Das gereinigte Gas wird mit zwei Zündstrahlmotoren genutzt. – Die Anlage erreicht 4.000 Jahresbetriebsstunden. Die elektrische Leistung liegt mit 200 - 250 kW unter der Auslegungsleistung von 400 kW. – Probleme bestehen im Erreichen eines gleichmäßigen Betriebszustandes und bei der Entsorgung von Flugasche und Teerkondensat. – In 2008 führte ein Rückbrand zur Havarie. Die anschließende neue Ausmauerung zeigte Materialprobleme. Anlagenrevision im 1. HJ 2010 zur Mängelbehebung. 		 <p>© DBFZ</p>	
	Inbetriebnahme	2006	
	Betriebsart	Dauerbetrieb	
	Betriebsstunden	10.000 (Vergaser)	
	Vergasungsmittel	Luft	
	Gasnutzung	Zündstrahlmotor	
	Wärmenutzung	Nahwärmenetz	
Brennstoffversorgung			
Art des Brennstoffs	HS G50 - G100	Lagerung	Halle mit 1.200 m ³
Bezugsquelle	Überwiegend fremd	Trocknung	Warmlufteinblasung
Zerkleinerung	Dienstleister	Anteil Fehlkorn	5 - 20 %
Hauptkomponenten			
Vergaser	Festbett	Teerentfernung	Quenche, Wäscher, E-Filter
Rohgaskühlung	Luftkühler	Stromerzeuger	2 x 250 kW _{el} (Schnell Zündstrahler)
Entstaubung	Zyklon	MSR	SPS, PC mit Fernüberwachung
Betriebsdaten			
Elektrische Leistung	Ca. 200 kW	Hilfsstoffe	Zündöl, Wasser
Nutzwärmeleistung	200 - 250 kW	Reststoffe	Rostasche (deponiefähig), Flugasche, Kondensat (Teer)
Feuerungsleistung	K. A.		

11.2 Detaillierte Angaben der Gestehungskostenberechnung

Tabelle 11.10 Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 1 (stromgeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).

	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Spezifische kapitalgebundene Kosten	ct/kWh	9,1	8,2	5,1	4,4	15,0	1,6
Spezifische verbrauchsgebundene Kosten	ct/kWh	18,4	20,5	13,2	18,3	17,6	12,6
Betriebsgebundene Kosten	ct/kWh	2,9	5,5	3,6	3,4	13,5	1,8
Spezifische sonstige Kosten	ct/kWh	0,9	0,9	0,6	0,7	1,6	0,3
Spezifische Gutschrift (Koppelprodukt)	ct/kWh	6,8	8,3	4,4	4,8	3,2	6,6 ²²
Mittlere Stromgestehungskosten	ct/kWh	24,6	26,7	18,0	22,0	44,4	9,7

Tabelle 11.11 Stromgestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).

	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Spezifische kapitalgebundene Kosten	ct/kWh	12,2	9,9	6,8	5,9	20,0	1,8
Spezifische verbrauchsgebundene Kosten	ct/kWh	18,4	20,5	13,2	18,3	17,6	12,6
Betriebsgebundene Kosten	ct/kWh	3,9	6,2	4,0	4,6	14,8	1,8
Spezifische sonstige Kosten	ct/kWh	1,3	1,2	0,8	1,0	2,1	0,4
Spezifische Gutschrift (Koppelprodukt)	ct/kWh	11,4	13,8	7,4	8,1	5,4	9,8
Mittlere Stromgestehungskosten	ct/kWh	24,4	23,9	17,4	21,6	49,1	6,7

²² Die Gutschrift der fossilen Referenz (Erdgas-BHKW) enthält neben dem Wärmeerlös die Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme nach §53 EnergieStG. Entlastung bedeutet den Erlass, die Erstattung oder Vergütung einer bereits entstandenen Steuer in voller bzw. anteiliger Höhe (Energiesteuersatz für Erdgas: 0,0055 €/kWh bezogen auf den Brennwert). Im Endeffekt entspricht dies wirtschaftlich einer Befreiung von der Steuer oder einer Steuerermäßigung. Eine vollständige Steuererstattung bzw. -vergütung wird durch das zuständige Hauptzollamt gewährt, sofern die Anlage ortsfest und begünstigt ist und Energieerzeugnisse zum Verheizen für die ausschließliche Stromerzeugung in Anlagen größer 2,0 MW_{el} oder für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme mit einem Monats- oder Jahresnutzungsgrad von 70 % im Berichtszeitraum verwendet. Dabei wird der Verbrauch in dem Monat bzw. in dem Jahr steuerlich entlastet, in dem der erforderliche Nutzungsgrad erreicht bzw. unterschritten worden ist. Wird die in der Anlage erzeugte mechanische Energie neben der Stromerzeugung auch zu anderen Zwecken verwendet, dann erfolgt die Steuerentlastung nur für den Teil, der zur Stromerzeugung dient. Entlastungsberechtigt ist derjenige, der die Energieerzeugnisse verwendet hat.

Tabelle 11.12 Wärmegestehungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, mit Preissteigerung, eigene Berechnungen).

	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Spezifische kapitalgebundene Kosten	ct/kWh	6,8	4,6	5,8	4,6	23,5	1,4
Spezifische verbrauchsgebundene Kosten	ct/kWh	10,3	9,4	11,4	14,5	20,7	9,8
Betriebsgebundene Kosten	ct/kWh	2,2	2,8	3,4	3,6	17,4	1,4
Spezifische sonstige Kosten	ct/kWh	0,7	0,6	0,7	0,8	2,5	0,3
Spezifische Gutschrift (Koppelprodukt)	ct/kWh	11,2	9,2	17,2	15,5	23,5	9,3
Mittlere Wärmegestehungskosten	ct/kWh	8,9	8,2	4,1	7,9	40,6	3,7

11.3 Detaillierte Angaben der THG-Vermeidungskosten

In Tabelle 11.13 f. sind die Ergebnisse detailliert nach THG-Emission (Biomassevergaser-BHKW), THG-Emission (Erdgas-BHKW bzw. Strommix), THG-Minderung, Stromgestehungskosten (Biomassevergaser-BHKW), Stromgestehungskosten (Erdgas-BHKW bzw. Baseload Strompreis), Kostendifferenz und THG-Vermeidungskosten ausgeschlüsselt dargestellt.

Tabelle 11.13 TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Erdgas-BHKW, eigene Berechnungen).

Szenario 2 – wärmegeführt (fossile Referenz: Erdgas-BHKW)	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
THG-Emission (Biomassevergaser-BHKW)	g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	-424	-438	-233	-148	-63
THG-Emission (Erdgas-BHKW)	g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	420	420	420	420	420
THG- Minderung	g _{CO2-Äq} /kWh _{el}	844	858	654	569	483
Stromgestehungskosten (Biomassevergaser-BHKW)	€ct/kWh _{el}	21	21	15,1	18,4	43
Stromgestehungskosten (Erdgas-BHKW)	€ct/kWh _{el}	5	5	5	5	5
Kostendifferenz	€ct/kWh _{el}	16	16	10	13	37
THG-Vermeidungskosten	€/t_{CO2-Äq}	190	183	150	229	774

Tabelle 11.14 TGH-Vermeidungskosten ausgewählter Anlagen des Verbundprojekts – Szenario 2 (wärmegeführt, ohne Preissteigerung, fossile Referenz: Strommix, eigene Berechnungen).

Szenario 2 – wärmegeführt (fossile Referenz: Strommix)	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
THG-Emission (Biomassevergaser-BHKW)	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	-424	-438	-233	-148	-63
THG-Emission (Strommix)	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	566	566	566	566	566
THG- Minderung	$g_{CO_2-Äq.}/kWh_{el}$	989	1.003	799	714	628
Stromgestehungskosten (Biomassevergaser-BHKW)	€/kWh _{el}	21	21	15	18	43
Stromgestehungskosten (Baseload Preis an der EEX im Jahr 2011)	€/kWh _{el}	5	5	5	5	5
Kostendifferenz	€/kWh _{el}	16	16	10	13	38
THG-Vermeidungskosten	€/t_{CO2-Äq.}	164	159	125	186	599

12 Literaturverzeichnis

- AGFW (Hrsg.) (2012): Heizkostenvergleich nach VDI 2067 - Musterrechnung: 15.04.2012. Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW), Frankfurt am Main. Online verfügbar unter: http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/wirtschaft_und_markt/markt_und_preise/Heizkosten/2012_04_HKV_Webexemplar.pdf&t=1372954963&hash=809a34cc180e665958a8d72333d1be3cc073248e, abgerufen am 04.12.2012.
- BAFA (Hrsg.) (2012): Aufkommen und Export von Erdgas - Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn. Online verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf, abgerufen am 07.12.2012.
- Basu, P. (2010): Biomass Gasification and Pyrolysis - Practical Design and Theory. USA: Elsevier, 2010.
- Bauermeister, U. (2006): Gaserzeugung aus fester Biomasse – Marktfähigkeit heute. Vortrag auf dem 3. Mitteldeutscher Bioenergietag, Bernburg, 25.09.2006.
- BLE (Hrsg.) (2010): Leitfaden Nachhaltige Biomassebereitstellung. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), Bonn, 2010. Online verfügbar unter: http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/02_Kontrolle/05_NachhaltigeBiomasseerzeugung/LeitfadenNachhaltigeBiomasseherstellung.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 04.09.2013.
- BMU (Hrsg.) (2009): Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 2009. Online verfügbar unter: http://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Programminformationen/biomasse_foerderbekanntmachung_09-05-04.pdf, abgerufen am 07.08.2013.
- BMU (Hrsg.) (2011): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 2011.
- Bode, S. (2010): Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem. In: Wirtschaftsdienst: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 90 (2010), Heft 10, S. 643-647.
- Bolhär-Nordenkamp, M.; Jörg, K. (2003): Gasreinigung - Stand der Technik. In: FNR (Hrsg.): Biomasse-Vergasung - Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung?. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Band 24, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2003.
- Bioproc DB: Biomass processing Database. Online verfügbar unter: <http://bioprocdb.dbfz.de>, abgerufen am 07.05.2013.

- Boerrigter, H.; Bolhàr-Nordenkamp, M.; Deurwaader, E.P.; Eriksson, T.; Könemann, J.W., Rauch, R.; van Paasen, S.V.B., Palonen, J.: OLGA Optimum - Improving the economics of integrated biomass gasification plants by extension of the functionalities of the OLGA tar washer. Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten (Niederlande), 2006. Online verfügbar unter: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2006/e06048.pdf>, abgerufen am 04.09.2013.
- Babcock & Wilcox Vølund: Wood chips gasification CHP plant in Harboøre Varmeværk. Dänemark. Online verfügbar unter: http://www.volund.dk/Biomass_energy/References/Harboore, abgerufen am 07.05.2013.
- BTG (Hrsg.) (2009): Leitfaden für die sichere und umweltverträgliche Biomassevergasung. Biomass-technology group BV (BTG), Enschede (Niederlande), 2009. Online verfügbar unter: http://www.gasification-guide.eu/gsg_uploads/documenten/D10.Leitfaden_Biomassevergasung_final_April%202010.pdf?PHPSESSID=c47354bdf335e47094122c16a23f6201, abgerufen am 09.08.2013.
- C.A.R.M.E.N. (Hrsg.) (2012): Energieholz-Index Grafiken: Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln (WG 35), Holzpellets, Heizöl und Erdgas 2004 bis 2012. Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N.), Straubing, 2012. Online verfügbar unter: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel/graphiken>, abgerufen am 27.11.2012.
- Cortus Energy (Hrsg.) (2013): WoodRoll®. Cortus Energy, Stockholm (Schweden), 2013. Online verfügbar unter: <http://www.cortus.se/technology.html>, abgerufen am 07.05.2013.
- DBFZ (Hrsg.) (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Leipzig, 2012.
- DENA (Hrsg.) (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Berlin, 2010. Online verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf, abgerufen am 18.07.2013.
- Destatis (Hrsg.) (2013a): Preise - Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Juni 2013, Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden, 2013. Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 04.07.2013.
- Destatis (Hrsg.) (2013b): Preise - Preisindizes für die Land- und Forstwirtschaft. Fachserie 17, Reihe 1. Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden, 2013. Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Landwirtschaftspreise/ErzeugerpreiseLandForstwirtschaft2170100131054.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 04.07.2013.
- DIN 19227: Leittechnik - Graphische Symbole und Kennbuchstaben für die Prozeßleittechnik, Darstellung von Einzelheiten.
- DIN EN ISO 14040:2009-11: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006).

- DIN EN ISO 14044:2006-10: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006).
- DVGW (Hrsg.) (2013): Gaserzeugung von Stadtgas um 1890. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), Bonn, 2013. Online verfügbar unter: <http://www.dvgw.de/dvgw/geschichte/geschichte-des-dvgw/gaserzeugung-von-stadtgas-um-1890/>, abgerufen am 03.05.2013.
- EEG (2009): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) geändert worden ist.
- EEG (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.
- EEX (Hrsg.) (2013): KWK-Preis - Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal. European Energy Exchange (EEX), Leipzig, 2013. Online verfügbar unter: cdn.eex.com/document/52446/Phelix_Quarterly.xls, abgerufen am 08.08.2013.
- Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE), Breisgau, 2013. Online verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, abgerufen am 12.08.2013.
- Friedrich, R.; Kallenbach, U.; Thöoe, E.; Voß, A.; Rogner, H.-H.; Karl, M.-D. (1990): Externe Kosten der Stromerzeugung. 2. korrigierte Ausgabe, VDBW-Verlag Frankfurt, 1990.
- Gasification guide Hrsg (2010): Leitfaden für die sichere und umweltverträgliche Biomassevergasung, November 2010. Online verfügbar unter: http://www.gasification-guide.eu/gsg_uploads/documents/D10.Leitfaden_Biomassevergasung_final_April%202010.pdf, abgerufen am 09.09.2013.
- Graf F.; Bajor S. (Hrsg) (2009): Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse. In: energie / wasser-praxis, (04/2009), S. 10-16.
- Granatstein, D.L. (2002): Case study on Lahden Lampovoima gasification project, Kymijarvi power station, Lahti, Finland. Online verfügbar unter: http://www.ieabioenergytask36.org/Publications/2001-2003/Case_Studies/Case_Study_on_Lahden_Lampovoima_Gasification_Project.pdf, abgerufen am 30.08.2013.
- Güssing RenewableEnergy GmbH: Presse: 04.09.2012 Güssing: Erste Biomethan-Brennstoffzelle Europas in Betrieb. Online verfügbar unter: <http://gussingrenewable.com/htcms/de/presse/presse-downloads.html>, abgerufen am 07.05.2013.
- Higman, C., & Burgt, M. v. (2008). Gasification (Second Edition). Amsterdam: Elsevier/GPP, Gulf Professional Publ.

- Hofbauer, H.; Rauch, R.; Ripfel-Nitsche, K. (2007): Report on Gas Cleaning for Synthesis Applications – Work Package 2E: „Gas treatment“. Wien (Österreich), 2007. Online verfügbar unter: http://www.thermalnet.co.uk/Resources/user/docs/Deliverables%20Final%20Report/2E-3%20Report%20on%20Syngas_Cleaning_final.pdf, abgerufen am 04.09.2013.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren., 2. Auflage, 2009.
- Hofbauer, H.; Kaltschmitt, M.; Nussbaumer, T (2009a): Thermo-chemische Umwandlung. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren., 2. Auflage, S. 375 – 407.
- Hofbauer, H.; Vogel, A.; Kaltschmitt, M. (2009b): Vergasungstechnik. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren., 2. Auflage, S. 600 – 628.
- Hofbauer, H.; Vogel, A.; Kaltschmitt, M. (2009c): Gasreinigungstechnik. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren., 2. Auflage, S. 628 – 640.
- hs energieranlagen GmbH (Hrsg.) (2013): Produkte: TurboHPR. Online verfügbar unter: <http://www.hsenergie.eu/de/home/produkte/turbohpr.html>, abgerufen am 03.04.2013.
- IPCC (Hrsg.) (2001): IPCC Third Assessment Report - Climate Change 2001, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2001.
- Klemm, M.; Ortwein, A.; Zeymer, M.; Rönsch, S.; Schmersahl, R. (2010): Gasreinigung und -konditionierung - Stand der Technik und Gesamtkonzepte für Methanisierungsanlagen. 1. International Biomass Conference, Leipzig, 2010.
- Klemm, M. (2012): Biomass Gasification for Rural Electrification, Small Scale. In: Meyers, R. A. (Hrsg.): Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. Springer-Verlag New York Inc., New York (USA). 2012, S. 1445 -1475.
- Kienberger, T.; Karl, J. (2010): Substitute Natural Gas (SNG) - Stand der Technik, theoretische Grundlagen. Vortrag auf dem 11. Symposium Energieinnovation, Graz (Österreich), 10. - 12. Februar 2010.
- Kruck, Ch.; Eltrop, L. (2007): Perspektiven der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergienutzung für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, 2007. Online verfügbar unter: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Endbericht_Projekt_FKZ_A204_04.pdf, abgerufen am 09.08.2013.
- Martini, S.; Zeisler J.; Kleinhappl M.; Bossel U.; Berger L. 2012: Feldkampagne für SOFC-Einheiten mit Vergasungsprodukten als Vorstufe für die SOFC-basierte Kraftwärmekopplung. DMK-Fachbereichstagung Konversion von Biomasse, Rotenburg a.d. Fulda, 19.-21. März 2012.

- Metso (Hrsg.) (2013): In the frontline of sustainable development – The key to reducing dependency from fossil fuels. Online verfügbar unter: <http://www.metso.com/energy/MPowerWArticles.nsf/W ebWID/WTB-070524-22572-BE6E1>, abgerufen am 07.05.2013.
- Neubauer, Y. (2008): Online-Analyse von Teer aus der Biomassevergasung mit Lasermassenspektrometrie, Dissertation, Berlin, 2008.
- DOE/NETL (Hrsg.) (2010): 2010 Worldwide Gasification Database. U.S. Department Of Energy- National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), 2010. Online verfügbar unter: http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/worlddatabase/2010_Worldwide_Gasification_Database.pdf, abgerufen am 29.08.2013.
- OECD/IEA, NEA (Hrsg.) (2010): Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA), Paris (Frankreich), 2010.
- Peters, M. S; Timmerhaus, K. D; West, R. E. (2003): Plant Design and Economics for Chemical Engineers. 5. Auflage. McGraw-Hill, New York, 2003.
- Quicker, P; Mocker, M.; Faulstich, M. (2004): Synthesegasreinigung im Schüttschichtregenerator Pebble-Heater. In: Fritz, Erich (Hrsg.): Pyrolyse- und Vergasungsverfahren in der Energietechnik Bio-Fuel-Konzepte. Tagungsband/Fachtagung. Sächsisches Informations- und Demonstrationszentrum „Abfallbehandlungstechnologien“. Freiberg, 04. - 05. März 2004, S. 39 ff.
- Rentech (Hrsg.) (2013): Rentech - SilvaGas Biomass Gasification Process. Online verfügbar unter: <http://www.rentechinc.com/gasification.php>, abgerufen am 07.05.2013.
- Rönsch, S. (2011): Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen. Dissertation, TU Hamburg-Harburg, Hamburg, 2011.
- Rönsch, S.; Müller-Langer, F.; Kaltschmitt, M. (2009): Produktion des Erdgassubstitutes Bio-SNG im Leistungsbereich um 30 MW_{BWL} – Eine techno-ökonomische Analyse und Bewertung. In: Chemie Ingenieur Technik , 81 (2009), Heft 9, S. 1417-1428.
- Schüßler, I.; Bräkow, D.; Treppe, K.; Salomo, B.; Zschunke, T. (2009): Schwachstellenanalyse an BHKW-Vergaseranlagen. TU Dresden, Dresden, 2009.
- Spanner Re² (Hrsg.) (2013): Holzhackschnitzel - nachwachsende Rohstoffe optimal genutzt. Spanner Re² (Renewable Energy Experts) GmbH. Online verfügbar unter: <http://www.holz-kraft.de/en/products/fuel/>, abgerufen am 07.05.2013.
- Stirling DK Brochure: Kleinkraftwerke zur Strom- und Wärmegewinnung aus Biomasse mit hohem Wirkungsgrad. Online verfügbar unter: http://stirling.dk/de/page_content.php?menu_id=37&type=submenu.html, abgerufen am 03.04.2013.
- Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2013): Methodenhandbuch - Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. 4. Auflage, Leipzig, 2013.

- TU Berlin (Hrsg) (2013): Technische Universität Berlin, Berlin, 2013. Online verfügbar unter: http://www.evur.tu-berlin.de/menue/forschung/veranstaltungen/tar_workshop/, abgerufen am 09.09.2013.
- UMSICHT (Hrsg.) (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Umsicht), Oberhausen, 2005. Online verfügbar unter: http://www.biogaseinspeisung.de/download/Endbericht-Band3_FhG-IUSE.pdf, abgerufen am 07.02.2013.
- ÜZ Lülsfeld (Hrsg.) (2011): Nutzung der Netzinfrastruktur im Netzbereich der ÜZ Lülsfeld. Unterfränkische Überlandzentrale eG (ÜZ Lülsfeld). Online verfügbar unter: http://www.uez.de/download/2012_01_Pb_NNE_gueltig_ab_01.01.2012.pdf, abgerufen am 28.01.2012.
- Vogel, A; Bolhar-Nordenkampf, M.; Kaltschmitt, M.; Hofbauer, H. (2006): Analyse und Evaluierung der thermochemischen Vergasung von Biomasse. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 29, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2006.
- WBGU (Hrsg.) (2009): Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz. Wissenschaftlicher Beirat globale Umweltfragen (WBGU), Berlin, 2009.
- XYLOWATT (Hrsg.) (2013): The NOTAR® Gasifier. Online verfügbar unter: <http://www.xylowatt.com/index.php/solutions/the-notar-gasifier.html>, abgerufen am 07.05.2013.
- Zeymer M.; Herrmann A.; Oehmichen K.; Schmersahl R. (2012): Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung. Technische Informationsbibliothek und Universitätsbibliothek Hannover, 2012.
- Zwart, R. W. R.: Gas cleaning downstream biomass gasification – Statusreport 2009. Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten (Niederlande), 2009. Online verfügbar unter: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08078.pdf>, abgerufen am 04.09.2013.