

Analyse von Anlagenkennzahlen und Betriebserfahrungen als Grundlage der Entwicklung technischer Handlungsempfehlungen zur Optimierung pflanzenölbetriebener Blockheizkraftwerke

vorgelegt von

M.Sc. Markus Neisius
aus Waldrach

von der Fakultät III - Prozesswissenschaften
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss: Vorsitzender: Prof. Dr. M. Kraume
Gutachter: Prof. Dr. F. Behrendt
Gutachter: Prof. Dr. G. Wozny
Gutachter: Prof. Dr. H. Finken

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 20. Dezember 2012

Berlin 2013
D 83

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Waldrach, den 19. Juli 2012

Abstract

According to the target of the German Government the share of renewables in the energy mix should rise to 35,8% til 2020. To reach this goal, it is necessary to optimize and expand all efforts in power generation and to improve the energy efficiency use. The first oil crisis in 1973, led to political influences by the first Heat Insulation Ordinance (Wärmeschutz-Verordnung) in 1977. By this act the German Government tried to reduce the energy consumption due to rising energy prices by improving building measures. Because of the second oil crisis in 1979, the Heat Insulation Ordinance was amended twice (1982 and 1995). In 1978 the German Government enacted the so called "Heizungsanlagen-Verordnung", which contains new regulations for energy conservation. In 2002 the "Energieeinsparverordnung" (EnEV) replaced both acts. Now it was possible to benchmark the primary energy demand. These benchmarks could be compared to each other. The EnEV was amended in 2004. The Reconstruction Credit Institute (Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW) offered a credit and grant program with beneficial interest rate to motivate investors. From today's perspective, this program arrived its end. The EnEV was amended once more in 2007. A new regulation about the total energy efficiency (2002/91/EG) was added. The current version includes the last amendment from 2009, which contains the so called "Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP)" from 2007. All these measures improved the energy carriers, on the one hand by increasing technical modernization and on the other hand by decreasing energy consumption. But renewable energies were not noticed by the public. Due to the Kyoto Protocol (1997) the public and political awareness of environmental protection, energy demand and efficiency rose. New goals were clearly defined. The UNFCCC (191 developed nations) aimed at fighting global warming and stabilizing the greenhouse gas concentration. In addition, the German Government aimed at more specific climate and energy developments. One important goal was the decreasing of the greenhouse gas emissions by 21% until 2012 (based on the emission in 1990). Another target was expanding renewable electricity generation by at least 30% until 2020 or expanding the share of renewables in the heat supply by 14% until 2020. This led to the first steps for the Renewable Energy Act (EEG), although the Feed-in-Tariff Act was already existing since 1991. The Feed-in-Tariff Act had a priority of claim to feed in renewables - except hydraulic power. But the feed in power percentage depended on the "usual" electricity price, so it just pushed the wind energy forward. Different subsidies for powerplants were implemented by the EEG in 2000. The EEG should come across as a support of the start-up. The last amendments in 2004, 2009 and 2012 regarded the development of the market and also the state of technology. The EEG in 2004 was leading for expanding biomass power-plants. Cogeneration plants driven by vegetable fuel were kind of an insiders'

tip for taking profits. Most of the operators used cheap palm oil from for example Malaysia or Indonesia, instead of colza oil which is cultivated in Germany. The interest in operating plants rose quickly. At that time the technical qualification of the interested people was not testable, so the plants were purchased based on their data sheets (classification numbers).

With the same speed the interest in those facilities increased, the number of plant manufacturer sky-rocketed. It is not hard to imagine that with such a rapid development, quality was not always considered the number one priority. Furthermore, it was nearly impossible for prospective customers to carry out a reliable technical revision of those facilities because of lacking experience with this technology. The only way for soon- to- be- customers to decide on the prospect of such an investment was to rely only on the facility's data sheet and its key figures respectively. In principle, it can be assumed that the general manufactures specifications are determined precisely and with state- of- the- art knowledge, since a number of those specifications are consulted.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Zielsetzung der Arbeit	4
1.2	Gliederung der Arbeit	5
2	Pflanzenöl-BHKW	7
2.1	Bedeutung und systematische Charakterisierung der Pflanzenöl-BHKW	7
2.2	Technologieprinzip	10
2.3	Aktueller Stand der Technik	12
2.4	aktueller Forschungsstand	13
2.5	Pflanzenöl als Energieträger	14
2.6	Motortechnik	17
3	Checklistenentwicklung	21
3.1	Allgemeine Terminologie	23
3.1.1	Bilanzgrenze	23
3.1.2	Kraft-Wärme-Kopplung	23
3.1.3	KWK-Strom	24
3.1.4	Leistung und Arbeit	25
3.1.5	Anlagenleistung	26
3.1.6	arbeitsbezogene/ leistungsbezogene Stromkennzahl	27
3.1.7	Heizwert und Brennwert	28
3.1.8	Wirkungsgrad	29
3.2	Anlagen bezogene Evaluationskennzahlen	30
3.2.1	Elektrische Bruttoleistung der Anlage	30
3.2.2	Elektrische Nettoleistung der Anlage	30

3.2.3	Eigenstrombedarf der Anlage	31
3.2.4	Elektrische Wirkungsgrade	32
3.2.5	Thermische Bruttoleistung der Anlage	32
3.2.6	Thermische Nettoleistung der Anlage	33
3.2.7	Wärmeeigenbedarf der Anlage	33
3.2.8	Abgeführte Wärmeleistung	33
3.2.9	Thermischer Wirkungsgrad	34
3.2.10	Feuerungswärmeleistung/ Brennstoffwärmeleistung	34
3.2.11	Stromkennzahl	34
3.2.12	Spezifischer Kraftstoffverbrauch	35
3.3	betriebsbezogene Evaluationskennzahlen	35
3.3.1	Eingesetzte Primärenergie	35
3.3.2	Elektrische Bruttoarbeit	36
3.3.3	Elektrische Nettoarbeit	36
3.3.4	Eingespeiste elektrische Arbeit	36
3.3.5	Elektrischer Wirkungsgrad (arbeitsbezogen)	36
3.3.6	Bruttowärmemenge	37
3.3.7	Nettowärmemenge	37
3.3.8	Wärmeeigenbedarf	37
3.3.9	Abgeführte Wärmemenge	38
3.3.10	Arbeitsbezogene Stromkennzahl	38
3.3.11	Thermischer Wirkungsgrad (arbeitsbezogen)	38
3.4	Abgasanalytik	38
3.4.1	Kohlenstoffmonoxid CO	39
3.4.2	Stickstoffoxide NO_x	40
4	Durchführungsbeschreibung der Datenerhebung	41
4.1	Kennzahlenermittlung	41
4.2	Messaufbau und Durchführung	43
4.3	Messtoleranzen	44
4.4	Vollständige Datenerhebung	48
4.4.1	Bewertung der Daten und Messergebnisse	48

5	Auswertung	53
5.1	Zusammenhang zwischen elektrischem Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat	53
5.2	Zusammenhang zwischen thermischem Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat	62
5.2.1	Thermisches Leistungspotential	62
5.3	Vergleich der Herstellerangaben und der operativen Betriebsergebnisse	69
5.3.1	Analyse der thermischen Energieerzeugung	69
5.3.2	Analyse der elektrischen Energieerzeugung	73
5.4	Abgasanalytik	80
5.5	Der Anlagenbetreiber- eine Musterrechnung	85
5.6	Betriebsstörungen und deren Ursachen	87
6	Stand der Technik	91
7	Handlungsempfehlungen	94
7.1	Anlagenanalytik	94
7.2	Datenerfassung	97
7.3	Datenvergleich	97
7.4	Möglichkeiten der elektrischen Effizienzsteigerung	100
7.4.1	Einspritzdüsen	100
7.4.2	Luftfilter	101
7.4.3	Verbrennungslufttemperatur	101
7.4.4	Abgasgegendruck	102
7.4.5	Zündzeitpunkt	102
7.4.6	Betrieb außerhalb des Arbeitspunktes	102
7.5	Möglichkeiten der thermischen Effizienzsteigerung	103
7.5.1	Verunreinigungen	105
7.5.2	Intensivere Abgaswärmenutzung	105
7.5.3	Effiziente Pumpensteuerung	106
8	Zusammenfassung und Ausblick	107
8.1	Zusammenfassung	107
8.2	Ausblick	112

A	Beschreibung und Anwendung der Messgeräte	114
A.0.1	Testo 350 XL	114
A.0.2	Fluke	117
A.0.3	Höntzsch	119
B	Datenerhebung und Auswertung	121
	Literaturreferenzen	123

Abbildungsverzeichnis

2.1	Energieportfolio 2010, Quelle: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland [1]	8
2.2	Bild: BHKW- Schema, Quelle Internet, www.asue.de , April 2012	11
2.3	Typisches Pflanzenöl-BHKW, Antriebsaggregat Volvo TAD 1642	17
2.4	Schnitttdarstellung einer Pumpe-Düse-Einheit	19
3.1	KWK-Schema	22
3.2	Darstellung elektrische Zusammenhänge	31
3.3	Darstellung thermische Zusammenhänge	32
4.1	Anlagenstandorte der erfassten Pflanzenöl-BHKW	42
4.2	Typische Messkurve Durchflussmengenmesser, Firma Zenner	46
4.3	Genauigkeitsklasse Stromwandler, Firma Redur	48
4.4	Beurteilung Fehlerarten	49
4.5	Genauigkeit Wiegesysteme, Quelle: Fa. Bizzler GmbH	51
5.1	Scania DC 16	55
5.2	Volvo TAD 1641 GE	56
5.3	MAN D2842 LE 201	57
5.4	MAN D2876 LE 201	59
5.5	Deutz BF 6M 1013	59
5.6	Thermografieaufnahme Abgassystem	66
5.7	Thermische Anlagenwirkungsgrade	70
5.8	Änderung des thermischen Wirkungsgrades Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009	71
5.9	Abweichung thermischer Wirkungsgrade	72
5.10	Elektrische Anlagenwirkungsgrade	74

5.11	Änderung des elektrischen Wirkungsgrades Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009	75
5.12	Abweichung des elektrischen Wirkungsgrades (operativer Anlagenbetrieb zu Herstellerangaben)	76
5.13	Gesamtdarstellung der Wirkungsgrade	77
5.14	Überlagerung der Entwicklung der thermischen und elektrischen Wirkungsgrade. Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009	79
5.15	Schadgasemission: Kohlenmonoxid (CO)	82
5.16	Emissionsergebnisse Stickstoffoxide (NOx)	83
5.17	Messergebnis Emissionsmessung Landesamt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg LUBW [2]	84
5.18	Beispielrechnung Energiedefizite	85
5.19	Monetäre Verlustberechnung	86
5.20	Pflanzenölproben	88
5.21	Anlagenüberwachung	89
7.1	Einspritzdüse MAN D2842	101
7.2	Zahnradmechanik mit Spritzversteller (MTU 838)	103
8.1	Abweichung thermischer Wirkungsgrade	109
8.2	Elektrischer Wirkungsgradvergleich Betrieb <> Hersteller	110
A.1	Testo XL 350	115
A.2	Fluke Ti25	117
A.3	Höntzsch Exact Sonic II	119

Tabellenverzeichnis

2.1	Ausgewählte Stoffparameter von Pflanzenöl und Diesel	15
3.1	Vergleichstabelle Heizwert–Brennwert	28
5.1	Scania 350kW (el.)	54
5.2	Volvo 350kW (el.)	56
5.3	MAN 400kW (el.)	58
5.4	MAN 200kW (el.)	58
5.5	Deutz100-150kW(el.)	60
5.6	Ranking Wirkungsgrad	60
5.7	Leistungskennzahlen Aggregate	63
5.8	Wirkungsgrad Abgas	63
5.9	Scania 350kW (th.)	64
5.10	Volvo 350kW (th.)	65
5.11	MAN 400kW (th.)	67
5.12	MAN 200kW (th.)	67
5.13	Deutz 100-150kW (th.)	68
5.14	Ranking Wirkungsgrad (th.)	68
5.15	Grenzwerte TA- Luft	80
8.1	Ranking Wirkungsgrad	108
8.2	Ranking Wirkungsgrad (th.)	108
A.1	Sensorkonfiguration Testo XL 350	116

Einleitung

Die Atomkatastrophe im März 2011 in Fukushima, Japan, veranlasste die deutsche Bundesregierung dazu, das am 28. September 2010 beschlossene Energiekonzept¹ zu überdenken. Aufgrund des Ereignis bedingten, rasch beschlossenen Atomausstieges für Deutschland, wurden die ohnehin schon optimistischen Zielsetzungen des Energiekonzeptes unter dem Deckmantel des Energiewendekonzeptes [4] vom Juni/ Juli 2011 weiter ausgebaut. Demnach soll der Anteil an erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 nun 35% des gesamten bundesdeutschen Energiebedarfes betragen. Einigkeit herrscht Partei übergreifend darüber, dass Ausbaumaßnahmen und Optimierungen auf allen Ebenen der Energieerzeugung und Energienutzung notwendig werden um diese Zielsetzungen zu erreichen.

Historisch betrachtet begann die politische Einflussnahme auf die Energieeffizienz bzw. regenerative Energieerzeugung mit der ersten Wärmeschutzverordnung (WärmeschutzV) bereits im Jahr 1977. Dies erfolgte als eine Reaktion auf die erste Ölkrise im Jahr 1973. Hierdurch wurde erstmals die Abhängigkeit von Erdöl in einem bis dahin nicht dagewesenen Maße deutlich.

Die Motivation war seinerzeit weniger dem Umweltschutz geschuldet. Vielmehr wollte man aufgrund der steigenden Energiepreise eine Reduzierung des Energieverbrauches durch bauliche Maßnahmen (hauptsächlich im Wohnungsbau) erreichen. Bedingt durch die zweite Ölkrise im Jahr 1979, ist diese Wärmeschutzverordnung das erste Mal im Jahr 1982 und folgend im Jahr 1995 zum zweiten Mal novelliert worden.

Wurde in der Wärmeschutzverordnung dem baulichen und somit passiven Wärmeschutz Sorge getragen, so war das technische Pendant in der Heizungsanlagen-

¹Definition der energiepolitischen Ziele bis zum Jahr 2050 sowie entsprechende Maßnahmen zur Zielerreichung [3]

Verordnung (HeizAnV) zu sehen. Als hieraus hervorgegangene bekannteste technische Entwicklung können beispielsweise die Niedertemperatur-Kessel genannt werden.

Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) wurde im Jahr 2002 ein Instrument geschaffen, welches die Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagen-Verordnung in einer Gesetzgebung zusammenfasste. Dadurch war es nun möglich, den Primärenergiebedarf eines Gebäudes anhand der individuellen Bauphysik festzustellen² und eine Art Benchmarksystem einzuführen. Dieses wiederum ermöglichte direkte Vergleiche zwischen den bewerteten Gebäuden. Die EnEV wurde im Jahr 2004 erstmalig novelliert. Durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wurden zudem Kredit- und Zuschussprogramme für energieeffiziente Maßnahmen (auch Modernisierungen) installiert, die aufgrund ihres günstigen Zinssatzes motivierende Auswirkung auf die Bauherren haben sollte. Dies hat sich aus heutiger Sicht durchaus bewährt. Nach der EG-Richtlinie (2002/91/EG) über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden wurde die EnEV zum 1. Oktober 2007 abermals neu gefasst. Im April 2009 wurde die derzeit gültige EnEV 2009 [5] novelliert, in der nun auch die Beschlüsse zum Integrierten Energie- und Klimaprogramm³ (IEKP) [6] implementiert wurden. Da sich Verordnungen stets auf Gesetze stützen, ist die formale Grundlage der o.g. Verordnungen in dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG) [7] zu sehen, welches erstmals 1977 in Kraft getreten ist.

Durch die politische Einflussnahme in Form obiger Verordnungen wurde die Effizienz der Energieerzeugung und -nutzung nachhaltig deutlich gesteigert. Dies erfolgte einerseits durch Optimierung und Verbesserung der Anlagentechnik und andererseits durch Minimierung der Energieverluste auf der Nutzerseite. Bis zu diesem Zeitpunkt wurde jedoch der erneuerbaren Energie(-erzeugung) keine große Aufmerksamkeit gewidmet, was sicherlich auch durch die Kostenstruktur der regenerativen Energieträger begründet ist.

Die Sensibilisierung der Politik und der Bevölkerung bewirkte, dass, ausgelöst durch das bekannte Kyoto-Protokoll im Jahr 1997, in den Bereichen Umweltschutz, Energienutzung und Energieeffizienz global umfangreiche und ehrgeizige Maßnahmen und Ziele definiert wurden. Diese, von den Industriestaaten beschlossen, sollen vor allem eine (deutlichen) Reduzierung von Treibhausgasen bewirken. Neben dieser Beschlussfassungen hat sich die Bundesregierung im Rahmen der Europäischen Ge-

²Bisher wurde die tatsächliche Nutzenergie (Nettoenergie) bewertet. Neu ist die Einführung spezifischer Kennzahlen, z.B. $\frac{kWh}{m^2}$

³Hier wurden generelle Zielsetzungen zu Umweltschutz, Erneuerbarer-Energie-Erzeugung und Energieeffizienz definiert, sowie entsprechende Maßnahmen beschrieben.

meinschaft bzw. durch Selbstverpflichtungen auf nationaler Ebene weitere Klima- und Energieziele gesetzt. Beispielfhaft benannt werden können hier eine Treibhausgasminimierung um 21% bis zum Jahr 2012 ausgehend von den Emissionen des Jahres 1990, der Ausbau des Anteils erneuerbarer Stromerzeugung auf mindestens 30% oder der Ausbau des Anteils erneuerbarer Energie an der Wärmeversorgung auf mindestens 14%, jeweils bis zum Jahr 2020. Dies war die Geburtsstunde des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG). Es existierte bereits seit dem Jahr 1991 das Gesetz "über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz", Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) [8], welches seinerzeit einen Vorrang und den Anspruch auf Einspeisung und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien zusicherte. Die Vergütung für den eingespeisten Strom richtete sich nach dem üblichen Strompreis an der Strombörse und führte daher fast ausschließlich zu einem Ausbau der Windenergie⁴. Durch das erstmals am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [9] wurden nun weitere differenzierte Sonderförderungen (Einspeisetarife) für die übrigen erneuerbaren Erzeugungsarten implementiert. Generell soll das Förderwerkzeug EEG als "Anschubförderung" und nicht als permanente Subventionierung verstanden werden. Durch Novellierungen in den Jahren 2004 [10], 2009 [11] und 2012 [12] wurden der Marktentwicklung sowie der technischen Entwicklung Sorge getragen und das Gesetz entsprechend der Entwicklungen und der Felderfahrungen angepasst.

Hauptsächlich verantwortlich für den Ausbau der Energieanlagen im Bereich der Biomasse war das EEG 2004. Pflanzenöl betriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) wurden zumindest in den ersten Jahren als "Geheimtip" gehandelt, da sich bei funktionierender Anlagentechnik üppige Gewinne einstellten. Bis zu einem gewissen Maß war das schlicht und ergreifend auf den Umstand zurück zu führen, dass die Anlagenbetreiber hier nicht das sicherlich im Fokus stehende und gewünschte, in Deutschland angebaute Rapsöl eingesetzt haben. Vielmehr wurde zunehmend das deutlich günstigere Palmöl aus Herkunftsländern wie z.B. Malaysia oder Indonesien verwendet. In gleicher Geschwindigkeit wie das Interesse an und somit die Nachfrage nach derartigen Anlagen zunahm, explodierte auch die Zahl der Anlagenhersteller von Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken. Es darf unterstellt werden, dass bei einem derart raschen Anlagenausbau die Qualität allzu häufig vernachlässigt wurde. Für einen Interessenten oder Käufer war eine fachliche Prüfung der Anlagentechnik zum damaligen Zeitpunkt auch aufgrund der "neuen" Technologie schlichtweg nicht möglich.

⁴Die deutlich höheren Gestehungskosten aufgrund des notwendigen Primärenergieeinsatzes bei sonstiger Energieerzeugung z.B. Biomasse, konnten durch den üblichen Börsenpreis nicht dargestellt werden.

Dies führte offenkundig dazu, dass Anlagen lediglich aufgrund der zugesicherten Eigenschaften (den Anlagenkennzahlen aus der Herstellerdokumentation) angeschafft wurden. Grundsätzlich sollte man schon davon ausgehen können, dass die Herstellerangaben verantwortungsbewusst, und nach den Regeln der Technik ermittelt wurden. Da einige dieser Anlagenkennzahlen zumindest bei sogenannten "serienmäßig hergestellten Anlagen" auch zur Berechnung partieller Vergütungsansprüche seitens der Gesetzgebung belastet werden, würden falsche Anlagenkennzahlen unweigerlich auch falsche Vergütungsberechnungen hervorrufen.

1.1 Zielsetzung der Arbeit

Kernstück dieser Arbeit ist eine umfangreiche Datenerhebung, in der 75 Pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) erfasst und die Betriebsergebnisse der Jahre 2009 und 2010 dokumentiert wurden. Die Anlagen wurden persönlich besucht, die Betreiber wurden befragt und die Anlagen in Augenschein genommen. Die gewonnenen Daten wurden im Anschluss mit dem Anspruch eines bestmöglichen Informationsgewinnes ausgewertet und abgeglichen.

Die Auswertung soll einerseits zeigen, inwiefern der Betrieb von Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken mit den Herstellerangaben (Datenblättern) in Bezug auf die Kennwerte der Anlagen korrelieren und welche Abweichungen sich einstellen. Diese Analyse erfolgt in erster Linie nach den maßgeblichen Energieprodukten Strom und Wärme, da diese als Energieprodukte einen monetären Gegenwert darstellen.

Sofern Abweichungen oder Defizite nachgewiesen werden können, erfolgt eine dezierte Analyse mit dem Versuch, Gründe und Ursachen aufzuzeigen, die technischer, organisatorischer oder rein monetärer Natur sein können.

Desweiteren soll aufgrund der repräsentativen Anzahl an Anlagen der technische Status der installierten Anlagen reflektiert und mit dem derzeit technisch Möglichen verglichen werden. In diesem Kontext soll eine Definition des aktuellen "Stand der Technik" für Pflanzenöl betriebene Blockheizkraftwerke im Speziellen bzw. für Blockheizkraftwerke im Allgemeinen erfolgen. Die einschlägige geltende Gesetzgebung - insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird hierbei stets beachtet und entsprechend interpretiert.

Letztlich sollen Handlungsempfehlungen zur Optimierung und Effizienzsteigerung von Anlagen aus technischer, umweltrelevanter wie auch vergütungstechnischer Sicht aufgezeigt werden.

1.2 Gliederung der Arbeit

Nach der Einleitung im ersten Kapitel folgt in Kapitel 2 eine Beschreibung der Anlagentechnik von Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken. Diese Beschreibung erfolgt mit einem Fokus auf die Motortechnik und die spezifischen Eigenschaften von Pflanzenöl im Allgemeinen. Zudem wird hier die Stellung der Technologie im Themenbereich der erneuerbaren Energie aufgezeigt. Von maßgeblicher Bedeutung für die Datenerhebung ist die Festlegung der gewünschten und benötigten Informationen bzw. Kennzahlen. Dieses wird in Kapitel 3 dezidiert beschrieben. Hier wird zunächst zwischen Informationen– in diesem Fall Kennzahlen der Anlage im Auslegungszustand und Kennzahlen aus dem laufenden operativen Betrieb unterschieden. Einerseits handelt es sich bei ersteren u.a. um konzeptionelle Anlagenkennzahlen der Anlagenhersteller, möglicher Weise angepasst an die individuellen Rahmenbedingungen am Anlagenstandort. Andererseits reflektieren die Betriebsergebnisse, allen voran die erzeugten Energieprodukte (Strom und Wärme) einer operativen Betriebs- bzw. Berichtszeit den Realbetrieb. Aufgrund einiger kausaler Abhängigkeiten lassen sich hieraus weitere qualifizierende und charakterisierende Kennzahlen berechnen. Für den operativen und technischen Anlagenbetrieb eher nebensächlich, aus Sicht der Umweltpolitik jedoch wesentlich, werden in Kapitel 3.4 die Kennzahlen zu den Abgasemissionen analysiert. Kapitel 4 schließlich befasst sich mit der Beschreibung des Informationsgewinnes. Sofern Kennzahlen messtechnisch erfasst werden (müssen), wird hier der zugehörige Messaufbau beschrieben. Anschließend folgt eine umfassende Auswertung in Kapitel 5, wiederum bezogen auf die elektrische und thermische Leistungsfähigkeit der Anlagen, unter anderem durch direkte Vergleiche der Herstellerangaben und Betriebsergebnisse. Neben einer allgemeingültigen Darstellung der Ergebnisse wird auch eine Reflexion eines gewöhnlichen Anlagenbetriebes aus Sicht eines fiktiven Anlagenbetreibers dargestellt. Dies soll vor allem der Veranschaulichung einer "Ursache-Wirkung-Systematik" dienen. Unter Berücksichtigung angenommener Anlagenkennzahlen werden dazu Beispielrechnungen durchgeführt. Diesen objektiven Fakten folgt zudem eine Darstellung der, nach Auskunft der Betreiber, häufigsten Probleme. In Kapitel 6 werden der Stand der Technik sowie die gängige technische Praxis herausgearbeitet und in Form von Kennzahlen beschrieben. Eine Handlungsempfehlung in Kapitel 7 soll Anreize geben, die im Rahmen dieser Arbeit bekannt gewordenen Defizite möglichst zu beseitigen. Dabei werden die wesentlichen Aspekte benannt und Maßnahmen aufgezeigt.

Abschließend erfolgt in Kapitel 8 eine Zusammenfassung dieser Arbeit sowie ein Ausblick.

Eine Beschreibung der verwendeten Messgeräte erfolgt in Anhang A. Die vollständige Erhebungstabelle inklusive aller für diese Arbeit relevanten Kennzahlen ist in tabellarischer Form in Anhang B dargestellt.

Pflanzenöl-BHKW

2.1 Bedeutung und systematische Charakterisierung der Pflanzenöl-BHKW

Wie bereits in der Einleitung beschrieben, wurde mit dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz ein Werkzeug geschaffen, um verschiedene regenerative Energieerzeugungsarten und -technologien besonders zu fördern. Mit dem EEG 2004 fanden erstmals die Pflanzenöl-BHKW, der Kategorie der "Energieerzeugung aus Biomasse" zugeordnet, seitens der Gesetzgebung Berücksichtigung.

Die Zielsetzung des Gesetzgebers war, und dies wird bis zum heutigen Zeitpunkt immer wieder angeführt, mit dem Gesetz eine grundsätzliche Anreizförderung zu schaffen. Vordergründig sollten und sollen neue Technologien entwickelt und bis zum Status einer wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit unterstützt werden. Durch die zu diesem Zeitpunkt (2004) günstigen Marktpreise für Pflanzenöle, allen voran Palmöl mit Preisen um ca. 400 Euro pro Tonne⁵ auf der einen Seite und einer "motivierenden" Einspeisevergütung für die hieraus erzeugte und in das öffentliche Netz eingespeiste elektrische Energie (Strom) auf der anderen Seite, begann die "Blütezeit" der Pflanzenöl-Technologie. Zunächst schien das Gesetz seinen Zweck zu erfüllen, und entsprechende Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energie folgten.

Auf einer Zeitschiene könnten die Jahre 2004-2007 als "Findungsphase" bezeichnet werden. Die Anlagen oder eher die Betreiber erlernten in dieser Zeitspanne mit vielfältigen, weitestgehend unbekannten Problemen der Pflanzenöltechnologie umzugehen. Mit dem technologischen Fortschritt stieg auch, ob der optimistischen

⁵innerdeutscher Handelspreis

Zusammensetzung des Energieportfolios (Strom) 2010 [TWh]

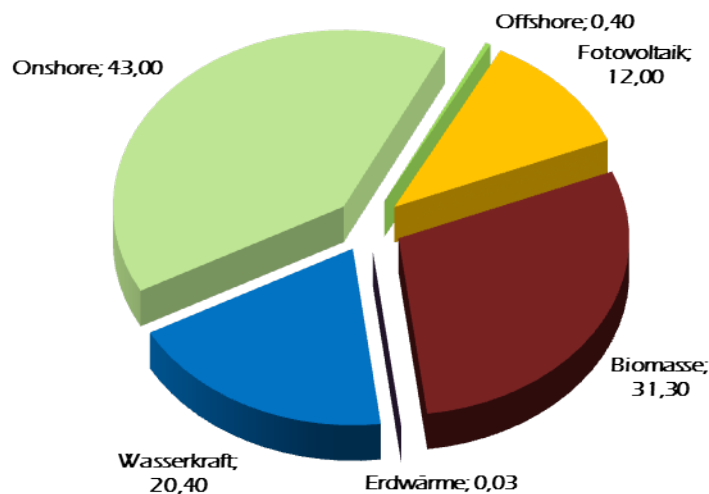


Abb. 2.1: Energieportfolio 2010, Quelle: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland [1]

wirtschaftlichen Erwartungen, die Investitionsbereitschaft in diese Technologie. Ein deutliches Wachstum im Bereich der Pflanzenöl-BHKW war zu verzeichnen.

Mit der Gesetzesnovelle zum EEG 2009 (gültig ab dem 1.1.2009) fand dann offenbar ein politisches Umdenken statt. Grund hierfür könnten diffuse Diskussionen zu den häufig importierten Pflanzenölen gewesen sein⁶. In jedem Fall sollten künftig Neuanlagen lediglich bis zu einer Leistungsgröße von 150 kW tatsächlich nennenswert gefördert werden⁷. Zu diesem Zeitpunkt war der Marktpreis des Pflanzenöls auf ungefähr das Doppelte gegenüber dem Jahr 2004 angestiegen, woraus resultiert, dass sich ein wirtschaftlicher Betrieb der "Altanlagen" zunehmend schwieriger darstellt, da für "Bestandsanlagen" (jeglicher Art) die Einspeisevergütung für die Dauer des

⁶die jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit sind.

⁷Bis zu diesem Zeitpunkt bestand ein Vergütungsanspruch für Pflanzenöl-BHKW üblicher Weise aus der Grundvergütung und dem sogenannten NawaRo-Bonus. Letzterer entfällt ab 2009 bei Leistungen über 150kW.

Vergütungsanspruches auf dem gleichen, ursprünglichen Niveau belassen wurde. Seit der neuesten EEG-Novelle (2012) findet für Neuanlagen nach dieser Gesetzgebung keinerlei Förderung für Pflanzenöl-BHKW mehr statt. Es kann somit festgestellt werden, dass eine Technologie mit großen Anstrengungen (und auch großen Fördergeldern) zur Marktreife geführt wurde, um sie letztlich wieder zu unterbinden⁸.

Vermutlich nicht weiter berücksichtigt wurde bislang in den politischen Lagern, dass in der statistischen Auswertung für beispielsweise das Jahr 2010 vom statistischen Bundesamt ein Anteil von 17% regenerativer Energieerzeugung an der Brutto-Stromerzeugung ausgewiesen wurde (siehe Abbildung 2.1). Diese 17% beinhalten ungefähr 31 TWh⁹, wobei aufgrund der kollektiven Unkenntnis der tatsächlich vorhandenen Anlagen ca. 50% dieser Energie aus Pflanzenöl-BHKW stammen dürfte¹⁰. Sofern also die Politik nicht unterstützend für die Pflanzenöl-BHKW tätig wird, muss davon ausgegangen werden, dass kurzfristig auch die letzten Pflanzenöl (Pöl)-Anlagen abgeschaltet werden. Ausgehend von der derzeitigen Zusammensetzung der Stromerzeugungsarten würde sich dann der regenerative Anteil alleine dadurch von 17% auf ca. 15% reduzieren. Dies hätte vermutlich zur Folge, dass die Erreichbarkeit der jüngsten energiepolitischen Zielsetzungen neu bewertet werden müssten.

Neben Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken erlangten aus dem Bereich der "Energieerzeugung aus Biomasse" auch andere Anlagentechnologien durch das EEG deutlichen Fortschritt. Hierzu zählten die Holzvergasungsanlagen (thermochemische Vergasung) und vor allem die auch heute noch stark im Ausbau befindlichen Biogasanlagen. Letztere sind zwischenzeitlich auf einem derart hohen technischen Niveau angelangt, das technische Probleme hier hauptsächlich auf Betreiberfehler zurückzuführen sind. Eine konkurrenzfähige Stromerzeugung zu der fossilen wird jedoch absehbar aufgrund der hohen Rohstoff-/ Primärenergiekosten nicht möglich werden. Die Vergasungstechnologie konnte sich trotz starker Bemühungen bislang nicht durchsetzen und erfährt in der aktuellen Gesetzgebung (EEG 2012), wie auch die Pflanzenöltechnologie, keine gesonderte Berücksichtigung sprich Subventionierung mehr.

⁸Nichtsdestotrotz behält diese Technologie ihren Stellenwert in der Forschung, alleine schon aus dem Grund, dass andere regenerative Energieumwandlungstechnologien (z.B. Biomass to Liquid (BTL)) ähnliche Anforderungen an die Technik stellen und somit die mannigfaltigen Kenntnisse dort genutzt werden können.

⁹gesamte Stromerzeugung aus Biomasseanlagen.

¹⁰Erst im Juni 2010 wurde die Anlagenregistrierung gemäß der Biostromnachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) für Pflanzenöl-BHKW als Voraussetzung des Vergütungsanspruches eingeführt.

2.2 Technologieprinzip

Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke unterscheiden sich in der Hauptsache durch die auf den Energieträger zurückzuführende Hilfsperipherie von konventionellen, mit fossilen Energieträgern betriebenen Blockheizkraftwerken. Die Abbildung 2.2 zeigt die wesentlichen Anlagenkomponenten eines Blockheizkraftwerkes. Bei der genannten Hilfsperipherie handelt es sich zumeist um eine Tankbeheizung, die erforderlich ist, um die Viskosität des Pflanzenöls zu erniedrigen und damit in einen pumpfähigen Zustand zu versetzen. Hierzu wurden unterschiedliche Konzepte angewendet, wobei sich eine aktive Tankbeheizung mittels Heißwasser durchströmter Heizschlangen in dem Pflanzenöltank bewährten und durchsetzten. Sofern Palmöl als Primärenergieträger eingesetzt wird, müssen jederzeit Temperaturen oberhalb von 40°C erreicht und gehalten werden, da dieses Öl bei Normtemperatur einen festen Aggregatzustand aufweist. Die Beheizung der Kraftstoffleitungen sorgte aus diesem Grund lange Zeit für Probleme, da auch kleinste lokale Kaltzonen zur Verstopfung des Kraftstoffsystems und damit zum Ausfall der Anlage führte. Die übliche Öltemperatur im Pflanzenöllagertank und den Leitungen hat sich mit ungefähr 50°C als optimal herausgestellt. Mitunter wurden elektrische Begleitheizungen an den Kraftstoffleitungen verbaut, was aufgrund der nicht zu verachtenden elektrischen Energiebedarfe den elektrischen Netto-Wirkungsgrad der Anlage schmälert¹¹.

Ein weiterer Wärmeaustauscher unmittelbar vor dem Motor heizt in der Regel das Pflanzenöl auf eine Temperatur von ca. 70°C auf, da das Palmöl bei dieser Temperatur homogen und in Bezug auf die Viskosität zufriedenstellende Eigenschaften besitzt. Ein darüber hinausgehendes Aufheizen verbessert diese Eigenschaften kaum merklich, wobei der thermische Energieeinsatz deutlich ansteigt. Beim Einsatz von beispielsweise Raps- oder Sojaöl ist ein Aufheizen bei Normtemperatur nicht unbedingt erforderlich, wobei sich auch hier gezeigt hat, dass eine leichte Temperierung zu teils deutlichem Rückgang des Verschleißes am Kraftstoffsystem führt. Ein Verbrennungsmotor bildet das Herzstück einer BHKW-Anlage. Üblicherweise handelt es sich dabei um serienmäßig hergestellte Industriemotoren nach dem Dieselpinzip, die zum Betrieb mit dem Pflanzenöl gegebenenfalls modifiziert werden. Das Antriebsaggregat wandelt somit zunächst die eingesetzte chemische Primärenergie in mechanische und auch thermische Energie um. Die so generierte mechanische Energie wird in aller Regel in einem direkt an den Motor angeflanschten Generator wiederum in elektrische Energie umgewandelt. In dem hier betrachteten Leistungsspektrum wurden

¹¹Der Eigenstrombedarf wurde an keiner der berücksichtigten Anlagen ausgewiesen, obgleich z.B. elektrische Begleitheizungen installiert waren.

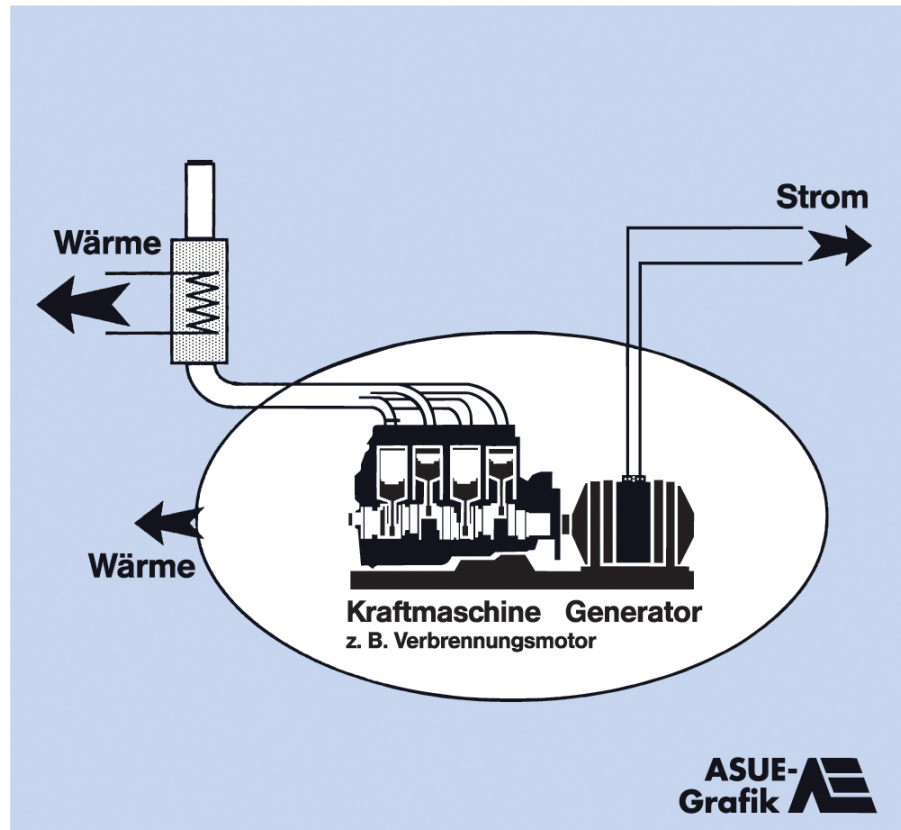


Abb. 2.2: Bild: BHKW- Schema, Quelle Internet, www.asue.de, April 2012

ausschließlich Synchron-Generatoren unterschiedlicher Hersteller eingesetzt. Neben den reinen Auslegungsparametern unterscheiden sich die eingesetzten Generatoren in der Art und Weise der Wellenlagerung. Die sogenannten Einlager-Generatoren müssen kraftschlüssig und fluchtend aber auch flexibel an den Motor montiert werden, da hier der Rotor ausschließlich am Wellenende gelagert ist. Dies reduziert einerseits die Reibung, erfordert andererseits eine präzise Montage am Antriebsaggregat. Mehrlagergeneratoren hingegen besitzen am Wellenanfang wie Wellenende jeweils eine Lagerung. Daher werden diese Generatoren üblicherweise mit einer Kupplung an den Motor geflanscht. Diese bewirkt eine gewisse Schwingungsentkopplung und kann Fluchtungsungenauigkeiten ausgleichen.

Die Differenz aus eingesetzter Primärenergie und erzeugter mechanischer Energie entspricht der vollständigen¹², durch direkte oder indirekte Prozesse resultierenden thermischen Energie, die jedoch nicht konsistent als Wärmeenergie für externe Prozesse nutzbar gemacht werden kann. Bei Anlagen der hier betrachteten Leistungsgrößen werden Teile des Wärmepotentials hauptsächlich aus dem Kühlkreislauf des Verbrennungsmotors und aus dessen Abgasstromes mittels konventioneller Wärme-

¹²unverbrannte Kraftstoffrückstände im Abgas vernachlässigt

austauscher ausgekoppelt und anlagenexternen Prozessen zur Verfügung gestellt. Als Wärmeübertragungsmedium dient regelmäßig Wasser, welches eventuell mit Frostschutz angereichert ist.

Die Anlagensteuerung hat primär die Aufgabe, die Anlage bestimmungsgemäß zu steuern und selbige vor Schäden zu schützen. Als Bindeglied des BHKW zum öffentlichen Netz erfasst sie ebenfalls kontinuierlich verschiedene Parameter desselben, um schädigende Fremdeinwirkungen zu erkennen und zu verhindern. Im Laufe der Entwicklung der Anlagentechnik hat sich die Sensorik, Darstellung und Visualisierung in Verbindung mit Controlling deutlich verbessert. Fernwartungen und Internet basierte Fernsteuerungen der Anlage sind mittlerweile Usus und reduzieren bereits deshalb schon die Betriebsstörungen, da unerwünschte Zustände deutlich schneller erkannt werden können.

2.3 Aktueller Stand der Technik

Für die besagte Anlagentechnik (Pflanzenöl betriebene Blockheizkraftwerke) existiert bislang kein definierter "Stand der Technik". Mitunter kann ein solcher anhand eines anerkannten Regelwerkes der Technik – dem AGFW¹³–Arbeitsblatt FW 308 vom Januar 2008 "Zertifizierung von KWK- Anlagen" [13] – vermutet werden. Hier wird bei der Definition zu Verbrennungsmotoranlagen ausgeführt: "...Soweit die Wärme aus den Kühlern für Schmieröl, Kühlwasser, Verdichtungsluft sowie aus dem Abgas als nutzbare Wärme bereit gestellt wird, handelt es sich um Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)...". Gewöhnlich wird bei den Anlagen des hier betrachteten Leistungsspektrums die Kühlwasserwärme¹⁴ und die Abgaswärme¹⁵ als Nutzwärme ausgekoppelt. Einige Anlagen sind darüber hinaus so ausgelegt, dass auch die Ladeluftwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau (ca. 45°C) genutzt werden kann, was derzeit jedoch eher die Ausnahme als die Regel darstellt. Ergo kann bereits an dieser Stelle vermutet werden, dass sich die Anlageneffizienz mitunter maßgeblich durch das Ausnutzen der thermischen Potentiale bestimmt. Da hier seitens des Gesetzgebers keine verbindlichen Vorgaben gemacht wurden, oblag und obliegt die Konfiguration der Anlagen ausschließlich den Anlagenherstellern bzw. Packagern, bestenfalls den

¹³AGFW| Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

¹⁴Die Wärme des Motoröls wird mittels Wärmeaustauscher innerhalb des Kühlwasserkreislaufes an selbiges abgegeben und steht somit als Teil der Kühlwasserwärme zu Verfügung.

¹⁵Serienmäßig hergestellte Anlagen sind üblicherweise auf eine Abgasresttemperatur von 180-200° Celsius ausgelegt, um Rekondensationsprodukte zu unterdrücken.

spezifischen Anforderungen des Anlagenbetreibers. Im Großen und Ganzen werden serienmäßig hergestellte Anlagen von Anlagenbauern als "Gesamtlösung" angeboten. Von diesen werden konzeptabhängig die notwendigen Anlagenkomponenten (Massenproduktion) fremd eingekauft, zusammengebaut und dann als funktionsfähige Einheit feilgeboten. In dem jeweiligen Herstellerdatenblatt sollten dann korrekter Weise die Leistungskennzahlen der Anlage zu finden sein. Es ist offensichtlich, dass ein intensives Ausschöpfen von Leistungspotentialen selbstverständlich qualitativ hochwertige Komponenten erfordert, die wiederum entsprechend kostspielig sind. Ökonomische wie wirtschaftliche Aspekte spielen und spielen seitens der Hersteller und Kunden eine wesentliche Rolle. Dass die Maßgabe der Kraft-Wärme-Kopplung die gleichzeitige Nutzung der elektrischen wie thermischen Energie bedeutet, wurde in den seltensten Fällen realisiert oder mit der notwendigen Ernsthaftigkeit umgesetzt. Vor allem sollten die Anlagen elektrische Energie erzeugen, da diese üppig vergütet wurde. Dies gilt im Übrigen nach wie vor für die meisten errichteten und derzeit im Bau befindlichen Biomasse-Anlagen, allen voran für die Biogasanlagen. Der Gesetzgeber hat zwar in der jüngsten Novelle des EEG (EEG 2012) versucht, durch einen geforderten Mindest-Wärmenutzungsanteil zu parieren, wobei die Anordnung nicht sehr hoch sind. Gerade einmal 60% der erzeugten bzw. nutzbar gemachten thermischen Energie muss gemäß der Vorgaben des Gesetzgebers zur Wärmenutzung im Sinne des Gesetzes nachweislich anlagenexternen Prozessen zugeführt und dort genutzt werden. Dabei wird im Falle der Biogasanlagen die Beheizung der Fermenter – und somit die Prozesswärme – gar zu 25% pauschal legitimiert¹⁶. Die prozentuale Vorgaben beziehen sich dabei nicht etwa auf die theoretisch vorhandenen Wärmepotentiale, sondern ausschließlich auf die Herstellerangaben im Datenblatt¹⁷

2.4 aktueller Forschungsstand

Dass sich Pflanzenöl generell für den Einsatz in Verbrennungsmotoren eignet, wurde bereits in einem größeren Umfang in einem frühen Forschungsprojekt, dem 100-Traktoren-Programm bewiesen. Dieses wurde in den Jahren 2000-2005 durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) [14] initiiert und gefördert. Zu die-

¹⁶Bedenkt man, dass somit die bislang nicht vergütungsfähige Prozesswärmemenge die zur Aufrechterhaltung des Biogasprozesses erforderlich ist, nun in der Bemessung der Vergütungshöhe mit pauschal 25% berücksichtigt wird, müssen letztlich lediglich 35% der gesamt erzeugten Wärmemenge einer vorgeschriebenen Nutzung zugeführt werden.

¹⁷Sofern Wärmepotentiale nicht genutzt werden, werden diese auch nicht bei der Bemessung berücksichtigt. Eine Umgehung dieser Kernforderung ist also problemlos möglich.

sem Zeitpunkt existierte noch keine Normung für Pflanzenöle. Der Zusammenfassung dieses Forschungsprogrammes folgend, waren die größten technischen Probleme auf den eingesetzten Kraftstoff bzw. dessen Beschaffenheit zurück zu führen. Aus wissenschaftlicher Sicht kann man von einem erfolgreichen Projekt sprechen, welches große Erkenntnisse über die Thematik hervorbrachte. Ansonsten wurde der Themenbereich sehr stiefmütterlich behandelt. In diesem Zusammenhang genannt werden können ein Forschungsvorhaben aus dem Jahr 1998 zu Emissionen an einem Rapsöl-BHKW [15], durchgeführt von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden Württemberg sowie ein Kompendium zu Emissionen und deren Minderungsmaßnahmen u.a. unter Nutzung von naturbelassenen Pflanzenölen [16] durch das Bayerische Landesamt für Umweltschutz (LFU), (1996-2001). Darüber hinausgehende wissenschaftliche Literatur zu diesem Gebiet ist, abgesehen von Bauanleitungen zu Pflanzenöllumrüstungen für Kraftfahrzeuge wie z.B. "Pflanzenöl & Mein Dieselmotor" [17] von Michael Nörthershäuser, kaum vorhanden. Als Standardwerke zu Pflanzenöl als Kraftstoff im Allgemeinen kann das Werk von Hans Uhlig "Biokraftstoffe aus Abfall" [18] und jenes von Barbara und Franz Eder "Pflanzenöl als Kraftstoff" [19] angesehen werden. Zwar gibt es begleitende Literatur, doch behandelt sie das Thema eher am Rande. Als Kompendium für jegliche biogene Erzeugungsarten kann das Werk "Handbuch Biogenenergie-Kleinanlagen" [20] benannt werden.

Der benachbarte Themenbereich der Biogasanlagen hingegen ist im Gegensatz zu der Pflanzenöltechnologie mannigfaltig untersucht und beschrieben. Vielfältigste, ständig wachsende Publikationen zu sämtlichen Prozessschritten, Bauweisen, Betriebsanleitungen, usw. sind verfügbar. Stellvertretend genannt werden kann an dieser Stelle das im Jahr 2009 durchgeführte 2. Biogas-Messprogramm [21], gefördert durch die Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe (FNR), in dem die Erfahrungen von 65 Biogasanlagen ausgewertet wurden.

2.5 Pflanzenöl als Energieträger

Bereits zu seiner Erfindung im Jahr 1892 wurde der erste Dieselmotor neben Petroleum mit Ölen auf pflanzlicher Basis betrieben. Aufgrund der Kostensituation hatte das Pflanzenöl gegenüber dem aus Erdöl hergestellten Dieselkraftstoff schnell das Nachsehen und geriet zunächst in Vergessenheit. Erst in der jüngeren Vergangenheit erfuhr Pflanzenöl zur Nutzung als Kraftstoff eine Renaissance. Mittlerweile existiert sogar eine DIN-Vorschrift für Pflanzenöle, die sich jedoch primär auf Rapsöl bezieht:

Gegenüberstellung Stoffkennwerte Pflanzenöl <> Diesel					
	Einheit	Pflanzenöl lt. DIN 51605		Diesel lt. DIN EN 590	
		Grenzwert		Grenzwert	
		min.	max.	min.	max.
Dichte bei 15°C	kg/m ³	910	925	820	845
Kinematische Viskosität bei 40°C	mm ² /s	-	36	2	4,5
Heizwert	MJ/kg	36	-	42,5	-
Cetanzahl (CZ)		40	-	51	-
Flammpunkt nach Pensky- Martens	°C	101	-	55	-

Tab. 2.1: Ausgewählte Stoffparameter von Pflanzenöl und Diesel

die DIN 51605. In der Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Stoffparameter von Pflanzenölen des Dieselkraftstoffes gemäß der benannten Normen und den Literaturquellen "Energie aus Biomasse" [20] und "Bioenergie- Kleinanlagen" [22] gegenübergestellt.

Der Heizwert von Pflanzenöl liegt verallgemeinert mit ca. $36.000 \frac{kJ}{kg}$ (vgl. DIN 51605) um ca. 15% unter dem von Dieselkraftstoff bzw. Heizöl mit ca. $42.600 \frac{kJ}{kg}$ (vgl. DIN 51603-1). In Abhängigkeit mit dem spezifischen Heizwert müssen ggf. die differierenden Stoffströme beachtet werden, wenn korrespondierende Energiedichten erreicht werden sollen. Technisch stellt dies grundsätzlich kein Problem dar, da die Kraftstofffördermenge automatisch durch die Motorsteuerung geregelt und somit angepasst wird¹⁸. Möglicherweise wird jedoch die Maximalleistung des Aggregates durch die maximale Fördermenge des Einspritzsystems begrenzt.

Im Kontext zur Nutzung als Kraftstoff in einem Verbrennungsmotor nimmt die Stoffdichte eine untergeordnete Rolle ein. Unter betriebswirtschaftlichen Aspekten ist vor allem der spezifische Heizwert, oder allgemeiner ausgedrückt der Energieinhalt, eines Stoffes bei den Kostenkalkulationen unbedingt zu berücksichtigen.

Die Cetanzahl (CZ) beschreibt die "Zündwilligkeit" eines Stoffes. Dabei gilt, je höher die Cetanzahl, desto leichter lässt sich der Kraftstoff entzünden. Demnach verhält sich Pflanzenöl also "zündunwilliger" oder auch "träger" als Dieselkraftstoff. Da bei dem Dieselprinzip die Temperatur zur Selbstzündung lediglich durch den Komprimierungsvorgang erzeugt wird, hat dies zur Folge, dass das Pflanzenöl stärker komprimiert werden muss als der Dieselkraftstoff, um die gleiche respektive darüber hinausgehende Zündtemperatur zu erreichen. Eine längere Kompressionsdauer und eine damit kausal einhergehende, verzögerte Kraftstoffentzündung ist die Konsequenz

¹⁸Voraussetzung hierfür ist ein entsprechendes Leistungspotential des Einspritzsystems.

hieraus¹⁹. Dem kann dadurch entgegengewirkt werden, dass der sogenannte Förderbeginn, der Zeitpunkt der Kraftstoffeinspritzung in den Brennraum, etwas früher²⁰ eingestellt wird. Das Maß der Verdichtungsarbeit kann bei Dieselmotoren somit ausschließlich durch den Zeitpunkt der Kraftstoffzufuhr in den Brennraum gesteuert werden. Aus einer früheren Einspritzung resultiert aufgrund der Kolbenbewegung eine längere Komprimierungsphase, die durch die Verdichtungsarbeit gleichermaßen eine entsprechende Temperaturerhöhung hervorruft. Für das Aggregat bedeutet dies einen größeren (Energie-) Aufwand, also Arbeit, was sich zu guter Letzt auf den Wirkungsgrad nachteilig auswirkt.

Während man die Viskosität durch Erwärmen des Pflanzenöls anpassen muss, das bedeutet, den diesbezüglichen Anforderungen des Verbrennungsaggregates zu genügen, ist es bei der Nutzung von Palmöl gar erforderlich, eine Aggregatzustandsänderung von fest (bei Normtemperatur) auf flüssig zu bewirken. Es muss somit eine maßgebliche (thermische) Einflussnahme auf den Kraftstoff gegenüber dem Zustand bei "Normbedingungen" stattfinden.

Der Flammpunkt beschreibt die Temperatur, bei der der Stoff aufgrund seiner Erwärmung in einem geschlossenen Gefäß (Tiegel) mit der eingeschlossenen Luft ein an einer offenen Flamme entzündungsfähiges Gemisch bildet. Der Flammpunkt von Pflanzenöl liegt mit ca. 100°C fast doppelt so hoch wie bei Diesel (ca. 55°C). Damit geht von Pflanzenöl ein deutlich geringeres Brandrisiko aus als von Diesel, was beim technischen Einsatz von Pflanzenöl annähernd keine Rolle spielt.

Die genannten chemischen Eigenschaften des Pflanzenöls gegenüber von Diesel wirken sich wie folgt auf die Anlagentechnik aus:

1. Höhere Dichte: Bei gleichem spezifischen Energieinhalt resultieren differierende Volumenströme.
2. Höhere Viskosität: Das Pflanzenöl muss vorgewärmt werden, um hierdurch die kinematische Viskosität zu senken und um damit überhaupt erst in den Brennraum eingespritzt werden zu können.
3. Geringerer Heizwert: Eine gleiche spezifische Dichte vorausgesetzt, resultiert hieraus ein größerer Stoffstrom, um die gleiche Energiedichte zu erhalten.

¹⁹Eine lineare Temperaturentwicklung während des Kompressionstaktes wird hierbei vereinfacht vorausgesetzt.

²⁰bezogen auf die Kurbelwellendrehrichtung

4. Niedrigere Cetanzahl: Die niedrigere Cetanzahl bei dem Pflanzenöl wirkt sich maßgeblich auf den Entzündungsvorgang im Aggregat aus.
5. Höherer Flammpunkt: Aus technischer Sicht kann der höhere Flammpunkt als "zu vernachlässigen" bewertet werden, wobei ein höherer Flammpunkt aus sicherheitsrelevanten Gesichtspunkten (Brandgefahr) grundsätzlich unproblematischer ist.

2.6 Motortechnik

Wie bereits beschrieben, werden in Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken fast ausschließlich Antriebsaggregate eingesetzt, die ihren Ursprung in der industriellen Anwendung oder der Kraftfahrzeugtechnik haben. In der Abbildung 2.3 ist beispielsweise ein BHKW mit einem Volvo-Antriebsaggregat dargestellt. An und für sich handelt es sich bei den eingesetzten Antriebsaggregaten ausschließlich um Maschinen nach dem Diesel-Prinzip [23]. Das Diesel-Prinzip, auch bekannt als "Selbstzünder", bewirkt eine Kraftstoffentzündung ausschließlich durch den erzeugten hohen Kompressionsdruck und dem damit einhergehenden Temperaturanstieg bis hin zur Selbstentzündung des Kraftstoffgemisches.



Abb. 2.3: Typisches Pflanzenöl-BHKW, Antriebsaggregat Volvo TAD 1642

In der Historie der Motortechnik sind auch andere Motorkonzepte, insbesondere das Otto-Prinzip erforscht worden. Im direkten Vergleich zu dem Dieselprinzip liegt

der Kompressionsdruck dabei deutlich niedriger und die Entzündung des Kraftstoffes wird durch eine externe Hilfsapparatur (Zündkerze) erzwungen. Es soll nicht unerwähnt bleiben, dass selbstverständlich auch sehr spezielle Entwicklungen stattgefunden haben. Stellvertretend sei hier die Entwicklung des nach dem Erfinder Ludwig Elsbett benannten "Elsbett-Motors" [24] benannt. Der Grundgedanke dieses Konzeptes ging über die reine Motortechnologie hinaus. Auf möglichst trivialem Wege sollte der Energieträger (Pflanzenöl) alleine durch mechanisches Auspressen der Ölfrucht herzustellen sein. Das so gewonnene Pflanzenöl sollte dann möglichst effizient in mechanische Energie umgewandelt werden. Dies sollte durch die besondere Gestaltung des Brennraumes erreicht werden. Darüber hinaus sollten mit der sogenannten duothermischen Verbrennung eine Reihe weiterer Vorteile gegenüber den bis dato bekannten Konzepten erreicht werden. Zwar fand die Konzeption "industrielles Gehör", eine nennenswerte Serienfertigung wurde jedoch nicht durchgesetzt. Aufgrund der Möglichkeit, das Pflanzenöl durch einfache Maßnahmen an die Diesel- oder Heizöleigenschaften anzupassen, kommt zur Nutzung nach heutigem Kenntnisstand ausschließlich das Diesel-Konzept in Frage. Vordergründig liegt dies in der höheren Effizienz, aber auch in der Verfügbarkeit begründet. Neben den oben beschriebenen 4-Takt-Dieselmotoren wurden ebenfalls 2-Takt-Dieselmotoren entwickelt. Diese arbeiten der Bezeichnung folgend nach dem 2-Takt-Prinzip, bei dem das Verbrennungsgemisch über Einlassschlitze dem Brennraum in Abhängigkeit der Kolbenposition zugeführt wird [25]. Aufgrund der höheren Arbeitszyklen pro Zeiteinheit gegenüber dem 4-Takt-Prinzip spricht das Leistungsgewicht für dieses Konzept. Ein deutlicher Nachteil liegt in den eklatant umweltschädlicheren Abgasemissionen, die üblicherweise die heutzutage geforderten Abgaswerte bei weitem nicht mehr erfüllen können. Anwendung finden diese Maschinen im Schiffsbau, da auf hoher See offenbar ein differenziertes Umweltbewusstsein herrscht.

Bei den somit eingesetzten 4-Takt-Dieselmotoren unterscheiden sich die Antriebskonzepte im Detail mitunter deutlich voneinander. Dies betrifft insbesondere die Einspritztechnologie und die Aufladung. Die Kraftstoffeinspritzung, auch als Injektion bezeichnet, hat primär die Aufgabe, den Kraftstoff über eine Zerstäuberdüse möglichst fein und dennoch homogen in den Brennraum einzubringen. Die Qualität des Luft-/ Brennstoffgemisches beeinflusst direkt die Zündfähigkeit und damit die Qualität der Verbrennung. Konstruktiv ältere Aggregate sind mit einer Einspritzpumpe, einer Einspritzleitung und einer Einspritzdüse ausgerüstet und erreichen Einspritzdrücke von einigen Hundert bar [23]. In den 1990er Jahren wurden dann erste Hochdrucksysteme entwickelt, die heute bereits als Standard gelten. Hier unterscheidet

Die Aufladung, welche durch Turbolader oder Kompressoren realisiert wird, verfolgt das Ziel, einen höheren Füllungsgrad zu erreichen. Durch den erzeugten Überdruck kann bei gleichen Steuerzeiten bedeutend mehr Luft in den Brennraum eingebracht werden. Dementsprechend kann in gleichem Maße mehr Kraftstoff über die Einspritzdüsen zugeführt werden, um ein optimal zündfähiges Gemisch zu erhalten. Somit steigt die Energiedichte an Primärenergie im Brennraum, was zwangsläufig zu einer gesteigerten Leistung führt. Dass mit der Erhöhung der Belastung auch höhere Anforderungen an die Materialeigenschaften gestellt werden, versteht sich von selbst, wobei die moderne Werkstofftechnik diese Aufgabe problemlos meistert.

Checklistenentwicklung

Die im Rahmen der Erhebung und der in der Auswertung gewonnenen Informationen (Gesamtdarstellung in Anlage 2) sollen einem Kenntnisk Gewinn dienen und die Grundlage für die spätere Analyse darstellen. Daher ist die Ermittlung und Festlegung der Evaluationskennndaten von maßgeblicher Bedeutung für eine qualitative und repräsentative Auswertung.

Die Auswertung wird insbesondere zeigen, wieweit die Erwartungen an die Anlagen und den Anlagenbetrieb erfüllt wurden. Hieraus sollten sich dann die maßgeblichen Beurteilungskriterien ableiten lassen. Dies sind die herstellerseitig angegebenen Leistungskennzahlen der Anlage auf der einen Seite und die operativen Betriebsergebnisse auf der anderen. Darüber hinaus darf vermutet werden, dass die Konfiguration der Anlage – insbesondere die Wahl der Komponenten – direkten Einfluss auf das Leistungsvermögen der Anlage hat. Die These beruht auf dem Umstand, dass bei Nutzung des gleichen Antriebsaggregates unterschiedliche Anlagenkennzahlen von unterschiedlichen Anlagenherstellern angegeben werden. Um hier ggf. kausale Zusammenhänge aufzeigen zu können, sollen weitere Aspekte in die Auswertung einfließen. Die zugesicherten technischen Kennzahlen wie z.B. elektrische Leistung, thermische Leistung, Wirkungsgrade etc., welche mitunter auch als zugesicherte Eigenschaften der Anlage gewertet werden können²¹, stellen das Rückgrat und die dominierenden Auswertungsparameter dar. Diese bestimmen letztlich auch das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Anlagen.

²¹Vgl. §434 BGB [27]: "Die Sache ist frei von Sachmängeln, wenn sie bei Gefahrübergang die vereinbarte Beschaffenheit hat. [...] Zu der Beschaffenheit [...] gehören auch Eigenschaften, die der Käufer nach den öffentlichen Äußerungen des Verkäufers, des Herstellers (§ 4 Abs. 1 und 2 des Produkthaftungsgesetzes) oder seines Gehilfen insbesondere in der Werbung oder bei der Kennzeichnung über bestimmte Eigenschaften der Sache erwarten kann..."

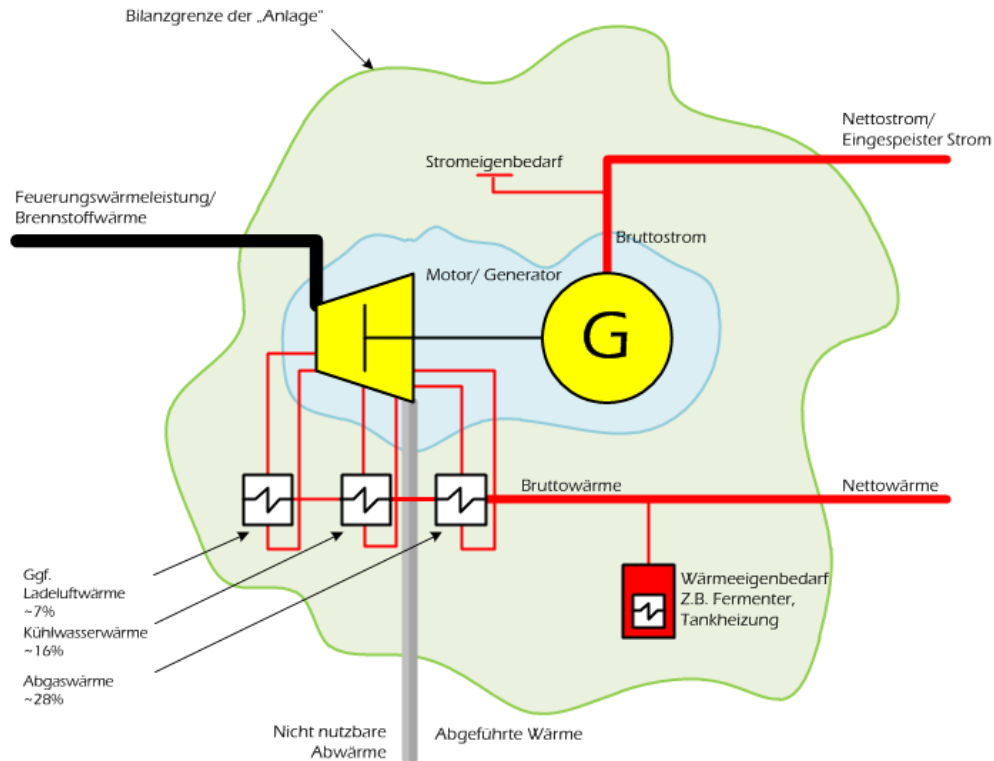


Abb. 3.1: KWK-Schema

Zur besseren Identifizierung ist ein verallgemeinertes Anlagenschema in Abbildung 3.1 mit den wesentlichen Kennzahlen dargestellt. Ein wenig beachtetes Problem bei den Herstellerangaben resultiert aus der Tatsache, dass die Leistungskennzahlen sehr unspezifisch angegeben werden. Dem Fachkundigen ist schnell klar, dass sich die Angaben auf die jeweiligen Bruttoleistungen des Blockheizkraftwerkes beziehen. Zwar lässt sich hieraus dann ein Rückschluss auf die Effizienz der betrachteten Anlage ableiten, eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung jedoch nicht durchführen.

Um die nachfolgend beschriebenen Kennzahlen auf den Bilanzierungsrahmen der BHKW-Anlage anwenden zu können, sind diese einerseits in Abbildung 3.1 eindeutig dargestellt und andererseits, sofern erforderlichen, im Anschluss erläutert. Aus den für relevant befundenen Kennzahlen wird dann eine Checkliste entwickelt, die in gewisser Weise die Methodologie der Datenerhebung beschreibt. Neben der Vollständigkeit der Informationen sollen diese auch unzweifelhaft und präzise dokumentiert werden. Die Checkliste soll mittels des Computerprogrammes "Microsoft-Excel" realisiert werden. Dadurch wird neben der reinen Datenerhebung auch eine Datenauswertung möglich.

3.1 Allgemeine Terminologie

Die Terminologie ist in dieser Arbeit an die Begrifflichkeiten des Gesetzgebers angelehnt, damit eine Vergleichbarkeit mit der Gesetzgebung insbesondere des EEG problemlos möglich ist. Dies auch in dem Wissen, dass die Fachterminologie mitunter fehlerhaft vom Gesetzgeber angewandt wird. Entsprechende Erläuterungen sind an entsprechenden Textstellen angeführt.

3.1.1 Bilanzgrenze

Die Bilanzgrenze ist die physikalische oder imaginäre äußerste Begrenzung der Anlage. Sämtliche innerhalb der Bilanzgrenze befindlichen Aggregate, Infrastrukturleitungen, Energieaufwendungen usw. sind der Anlage zuzurechnen. Dem gegenüber ist alles außerhalb befindliche als "anlagenextern" zu werten. Die Bilanzgrenze einer Anlage (siehe Abbildung 3.1) umfasst somit all jene Anlagenkomponenten und Anlagenprozesse, die der Anlage als solche zugehörig sind, bzw. direkt zugeordnet werden können. Dieses mit der Konsequenz, dass die notwendigen Energien, allen voran die benötigten Strom- und Wärmemengen als Prozessenergien, der betrachteten Anlage gewertet werden müssen. Gemäß dem EEG sind zudem sämtliche Prozesse zur Brennstoffgewinnung bzw. Aufbereitung wie z.B. Tankheizung oder eventuelle Aufbereitungsprozesse (möglicherweise) als Bestandteile der betrachteten Anlage (weiter Anlagenbegriff²²) zu werten. Gleiches gilt für eventuell nachgelagerte Anlagenprozesse wie z.B. Abgasnachbehandlung etc. Eine genaue Bilanzgrenze wird vom Gesetzgeber im Rahmen des EEG nicht vorgegeben, jedoch lässt sich diese an und für sich aus den Ausführungen ableiten, was allzu oft kontrovers diskutiert wird.

3.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Im §3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) [28], wird ausgeführt: "Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elek-

²²Im EEG 2009 wird der Begriff der Anlage wie folgt definiert: "Anlage ist jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas.". Da das EEG ausschließlich die elektrische Energie, welche in das öffentliche Netz eingespeist wird vergütet, werden folglich vorgelagerte Prozesse z.B. zur Primärenergieumwandlung (Gärbehälter, Reaktoren, Tanks etc.) oder nachgelagerte Prozesse (Abgasnachbehandlung, Reststoffverwertung etc.) nicht tangiert. Selbst nach der 4. Novelle des EEG hat der Gesetzgeber hier noch immer keine allgemeingültige Definition herbeigeführt. Der "weite Anlagenbegriff" entstammt der freien Interpretation von Anwälten und entbehrt jeglicher gesetzlicher Grundlage.

trische Energie und in Nutzwärme...". Dabei handelt es sich klassischer Weise um Turbinenprozesse, in denen eine Dampfergie zunächst in mechanische Rotationsenergie und letztlich mithilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt wird. Die hier betrachteten Anlagen sind sämtlich mit einem Verbrennungsmotor als Antriebsaggregat und einem Generator zur Stromerzeugung ausgerüstet. Die beiden Erzeugnisse elektrische und thermische Energie werden folglich aus einem eingesetzten Primärenergieträger erzeugt. Hier lassen sich mittlerweile Brennstoffnutzungsgrade von über 90% realisieren.

Zwingende Voraussetzung für die Erfüllung des "Kraft-Wärme-Kopplung-Kriteriums" ist die zeitgleiche Erzeugung der elektrischen wie auch der thermischen Energie. Die Art und Weise der Nutzung der Energieformen hat für dieses Kriterium zunächst keine Bedeutung. Sobald jedoch Anteile des "Koppelproduktes" Wärme abgeführt werden, wird der analog erzeugte mechanische oder elektrische Energieanteil als "ungekoppeltes" Energieprodukt bezeichnet. Im Rahmen der Betrachtung durch das EEG gilt dies ebenfalls, wenn die Wärme einer anderen als den benannten förderfähigen Nutzungen (siehe Anlage 3 zum EEG) zugeführt wird.

3.1.3 KWK-Strom

Unter der Kraft-Wärme-Kopplung versteht man die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer wie thermischer Energie. Allgemeingültig ausgedrückt beschreibt die Kraftwärme (KWK)-Strommenge die Strommenge, die zeitgleich zu einer erzeugten und gemäß den Vorgaben des Gesetzgebers genutzten Wärmemenge produziert wurde. Die KWK-Strommenge kann zudem noch in eine KWK-Bruttostrommenge, der von der Anlage insgesamt erzeugten KWK-Strommenge, und in eine KWK-Nettostrommenge, der zur anlagenexternen Nutzung bereitgestellten KWK-Strommenge, unterschieden werden. Im Speziellen verweist das EEG auf §3, Absatz 4 des KWKG, wonach "KWK-Strom das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der Anlage ist". Über die Verhältnisse ausgedrückt entspricht das Verhältnis von Nettowärme zu Bruttowärme dem Verhältnis von KWK-Strom zu Bruttostrom.

3.1.4 Leistung und Arbeit

Im Gesetzestext des EEG wird mitunter der Terminus "Strom"²³ fachlich fehlerhaft verwendet. Insbesondere im Kontext mit der Vergütungsbemessung wird häufig von "eingespeistem Strom" oder "eingespeister Strommenge" gesprochen. Der elektrische Strom bezeichnet jedoch die Stromstärke, welche in Ampere (A) angegeben wird. Gemeint ist stattdessen die "elektrische Arbeit" bzw. die "elektrische Energie", die in aller Regel in Kilowattstunden (kWh) oder Megawattstunden (MWh) angegeben wird.

Leistung (elektrische): Hierunter versteht man grundsätzlich eine elektrische Energie pro Zeit. Bei Energieerzeugungsanlagen wird in der Regel die elektrische Leistung in Kilowatt [kW] angegeben. Das SI-Formelzeichen²⁴ für die Leistung ist das "P" (Englisch: Power), mit der Einheit Watt [W]. Diese errechnet sich als Produkt aus elektrischer Spannung und Stromstärke, wobei eine Zeitabhängigkeit (insbesondere bei Wechselspannung) beachtet werden muss. Die Herstellerangaben beziehen sich bei der Anlagenleistung normalerweise auf die Maximalleistung der Anlage, die dauerhaft ohne Schädigung der Anlage bereit gestellt werden kann. Es darf davon ausgegangen werden, dass es sich bei dieser Leistungsangabe um die Wirkleistung der Anlage handelt.

Die zunächst unspezifische elektrische Leistung kann weiter in die Wirkleistung, Scheinleistung und Blindleistung spezifiziert werden. Durch Vorhandensein von induktiven oder kapazitiven Einflüssen resultiert ein Phasenverschiebungswinkel ($\cos \varphi$) bei der Energieerzeugung und Nutzung zwischen Strom und Spannung, der sich entsprechend auf die Leistungen auswirkt. Eine Möglichkeit zur Berechnung der Leistungen besteht in einem komplexen, ebenen Zeigerdiagramm oder aber über die trigonometrischen Funktionen. Der Phasenverschiebungswinkel, teilweise auch Power-Factor (PF) genannt, wird normalerweise von den Anlagenherstellern angegeben. Die grundsätzlichen Zusammenhänge beschreiben sich wie folgt: $S^2 = Q^2 + P^2$.

1. Scheinleistung (S): beschreibt die "scheinbar" vorhandene Maximalleistung als quadratische Summe aus der Wirk- und Blindleistung. Gleichermaßen entspricht sie dem Produkt aus Strom und Spannung ($S=U \cdot I$).

²³Der Strom bzw. die Stromstärke kann als elektrische Ladung pro Zeit ($I = \frac{\Delta Q}{\Delta t}$) ausgedrückt werden [29].

²⁴SI ist die Abkürzung für das Internationale Einheitensystem. (frz. Système international d'unités)

2. Blindleistung (Q): ist der Leistungsanteil, der auf kapazitive und/ oder induktive Einflüsse zurückzuführen ist. Er errechnet sich aus der quadratischen Subtraktion von Scheinleistung und Wirkleistung oder aber über den trigonometrischen Zusammenhang: $Q = U * I * \sin \varphi = S * \sin \varphi$.
3. Wirkleistung (P): ist der Leistungsanteil, der in eine andere Energieform umgewandelt werden kann (gewünschtes Energieprodukt) und entspricht im übertragenen Sinn der Exergie der Scheinleistung. Die Wirkleistung kann über eine quadratische Subtraktion von Scheinleistung und Blindleistung oder aber über den Zusammenhang $P = U * I * \cos \varphi = S * \cos \varphi$ berechnet werden.

Arbeit (elektrische): Energie kann auf vielfältige Arten bereitgestellt werden (mechanisch, chemisch, magnetisch etc). Die elektrische Energie bzw. Arbeit wird beispielsweise in entsprechenden Anlagen (Energieerzeugungsanlagen) aus einer anderen Primärenergie wie z.B. Wind, Atomkraft, Erdgas, Heizöl, Kohle, etc. erzeugt, über eine gewisse Infrastruktur transportiert und einem elektrischen Verbraucher zur Nutzung bereit gestellt. Die Energie führt als SI-Einheit das "E" mit der Einheit Joule [J] oder Wattsekunde [Ws] ($1J = 1Ws$) und errechnet sich als Produkt aus einer elektrischen Spannung, einer Stromstärke und einer Zeiteinheit ($t_1 - t_2$) : $E = U * I * \Delta t$. Als Maßeinheit im Bereich der elektrischen Energie oder der allgemeinen Stromversorgung hat sich die Kilowattstunde [kWh], die Megawattstunde [MWh] oder die Gigawattstunde [GWh] durchgesetzt.

3.1.5 Anlagenleistung

Den Begriff der "Leistung" definiert der §3 des EEG als: "...die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen [...] erbringen kann...". Damit kann also ausschließlich die Dauerleistung der Anlage gemeint sein, welche diese ohne Beschädigung erbringen kann und tatsächlich auch erbringt (Dauernennleistung). Grundsätzlich kann die Leistung einer Anlage gegenüber ihrer maximal möglichen Leistung limitiert sein. Dies wird häufig gemacht, um den Verschleiß zu minimieren und zudem Leistungsreserven zu besitzen. Im Rahmen von Genehmigungsverfahren wird dem gegenüber eine maximale Leistung, in aller Regel die Feuerungswärmeleistung angegeben, welche nicht überschritten werden darf.

Bei näherer Betrachtung könnte im Zusammenhang mit dem Anlagenbegriff sowie §18 Absatz 2 des EEG "Leistung im Sinne des ..." die Dauer-Einspeiseleistung (versetigte Anlagenleistung) der Anlage gemeint sein. Ungeachtet aller möglichen Definitionen entspricht die Anlagenleistung im Rahmen dieser Arbeit der Herstellerangabe zu der elektrischen wie thermischen Leistung der Anlage, die als maximale Dauernennleistung zu verstehen ist.

3.1.6 arbeitsbezogene/ leistungsbezogene Stromkennzahl

Im Sinne des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz beschreibt die Stromkennzahl "... das Verhältnis der KWK-Nettostromerzeugung zur KWK-Nutzwärmeerzeugung in einem bestimmten Zeitraum." Damit entspricht diese Definition der "arbeitsbezogenen Stromkennzahl" gemäß dem FW 308. Im Weiteren wird die Analogie beschrieben, dass die "... KWK-Nettostromerzeugung [...] dem Teil der Nettostromerzeugung entspricht, der physikalisch unmittelbar mit der Erzeugung der Nutzwärme gekoppelt ist...". Bei der umgangssprachlich verwendeten Stromkennzahl handelt es sich jedoch in aller Regel um die vom Hersteller der Anlage angegebene Stromkennzahl. Gemäß dem FW 308 handelt es sich dabei um die "leistungsbezogene (Brutto-) Stromkennzahl", die auf unterschiedliche Weise ermittelt werden kann (vgl. Anlage 1 FW 308). Diese Ermittlungsverfahren sind:

- Herleitung aus Auslegungsdaten/ Herstellerunterlagen,
- Messung oder
- Kreislaufrechnung.

Der Anspruch an die jeweilige Ermittlungsschärfe unterliegt grundsätzlich der maximal gewünschten Genauigkeit. Die arbeitsbezogene Stromkennzahl reflektiert hingegen den tatsächlichen operativen Betrieb. Als Berechnungsbasis dienen die in einem Bilanzzeitraum oder in einer Berichtszeit erzeugten Arbeitswerte (elektrische und thermische Arbeit).

Die ermittelte leistungsbezogene Stromkennzahl beschreibt einen idealisierten Zustand, der im operativen Betrieb (durch die arbeitsbezogene Stromkennzahl) nicht erreicht werden kann. Bei BHKW-Anlagen stellt im Gegensatz zu Dampfturbinenanlagen die Stromerzeugung die Führungsgröße dar. Zwar wirkt sich ein mechanischer Verschleiß unter Umständen auf den spezifischen Kraftstoffverbrauch aus,

jedoch zeigt sich im realen Praxisbetrieb, dass die Beeinträchtigung der thermischen Leistungsfähigkeit der Anlage durch z.B. eine Varianz des Nennbetriebes oder Verschleiß oder Verschmutzung der Anlage deutlich intensiver ist. Dadurch ergibt sich, dass entgegen der im FW 308 benannten Definition die arbeitsbezogene Stromkennzahl die leistungsbezogene theoretisch nicht unterschreiten kann, sondern regelmäßig überschreiten muss.

3.1.7 Heizwert und Brennwert

Der Heizwert und auch der Brennwert beschreiben jeweils die chemische Energie, die in einem Energieträger gebunden ist. Der Brennwert, der früher auch als oberer Heizwert bezeichnet wurde, entspricht der Summe aller bei vollständiger Verbrennung frei gewordenen Energien. Hierbei wird das gesamte Temperaturspektrum bis auf die chemische Normaltemperatur (25°C) belastet.

Tab. 3.1: Vergleichstabelle Heizwert–Brennwert

Brennstoff	Brennwert	Heizwert
	kWh/kg	kWh/kg
lufttrockenes Holz *	4,6	4,3
Holzpellets	5,2	4,9
Holzbrikett	5,1	4,8
Torf	6,4	4,2
Steinkohle	8,6	7,8
Pflanzenöl	10,3	10,0
Benzin	13,0	12,0
Ethanol	8,2	7,4
Diesel	12,6	11,8
Biodiesel (Rapsöl)	11,1	10,2
Heizöl	10,9	10,0
Erdöl	-	11,9
Erdgas **	10,0- 14,0	9 - 12,6
* abhängig von der Holzsorte		
** abhängig von der Gaszone		

Die Ermittlung des Heizwertes (früher als unterer Heizwert bezeichnet) erfolgt auf gleicher Weise, mit dem Unterschied, dass die Kondensationsenergie (Enthalpie)

der im Abgas enthaltenen Wasseranteile unberücksichtigt bleibt. Hieraus resultiert zwangsläufig, dass der Brennwert energetisch betrachtet stets über dem Heizwert eines Stoffes liegen muss. In Tabelle 3.1 sind einige Energieträger bezüglich Ihrer Heiz- und Brennwerte dargestellt. Zumindest für einen einstufigen Anlagenprozess kann der Heizwert mit der Exergie und die Differenz aus Brennwert und Heizwert als Anergie des zugeführten Primärenergieträgers definiert werden.

Moderne Heizkessel besitzen mit der sogenannten Brennwerttechnik das Vermögen, die Kondensationsenergie des Abgases bzw. des darin enthaltenen Wasserdampfes nutzbar zu machen.

Wirkungsgrade können grundsätzlich auf den Brennwert oder den Heizwert bezogen sein. Eine entsprechende Angabe hierzu ist in jedem Fall erforderlich, wobei zumindest bei der Verwendung in Verbrennungsmaschinen üblicherweise vom Heizwert ausgegangen wird. Den auf eine Masse bezogenen Brenn- oder Heizwert bezeichnet man als den spezifischen Brenn- oder Heizwert. Die gebräuchlichen Schreibweisen²⁵ lauten wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Brennwert} : Hs \ (s = superior) \text{ oder veraltet } Ho. \\ \text{Heizwert} : Hi \ (i = inferior) \text{ oder veraltet } Hu. \end{aligned} \quad (3.1)$$

3.1.8 Wirkungsgrad

Mit einem Wirkungsgrad wird der Umwandlungswirkungsgrad eines Umwandlungsprozesses bezeichnet. Der entsprechende Wirkungsgrad ergibt sich aus dem Quotienten der jeweils gewünschten Endenergien, wie beispielsweise elektrischer oder thermischer Energie, und der eingesetzten Energie. Damit beschreibt er die Effizienz des Umwandlungsprozesses.

$$\begin{aligned} \eta_{(el)} &= \frac{\text{elektrische Arbeit}}{\text{zugeführte Energie}} = \frac{\text{elektrische Leistung}}{\text{zugeführte Leistung}} \\ \eta_{(th)} &= \frac{\text{thermische Arbeit}}{\text{zugeführte Energie}} = \frac{\text{thermische Leistung}}{\text{zugeführte Leistung}} \end{aligned} \quad (3.2)$$

Die zugeführte Energie (oder auch Leistung) bezieht sich auf den Primärenergieträger, der dem Prozess zugeführt wird.

²⁵Die wesentlichen technischen Konventionen (Abkürzungen, Formelzeichen, Einheiten,...) sind im Regelwerk DIN 1304 dokumentiert.

Die zugeführte Leistung wird häufig auch als Feuerungswärmeleistung oder Brennstoffwärmeleistung bezeichnet, wobei zumindest die letztgenannte nicht eindeutig ist. Analog dazu wird die zugeführte Energie auch als Feuerungswärme oder Brennstoffwärme bezeichnet. Wirkungsgrade dienen als qualitatives Merkmal eines Anlagenprozesses, welche Rückschlüsse auf die Effizienz einer Anlage ermöglichen. Auch werden diese Kennzahlen gerne als Verkaufsargument genutzt.

Die in dieser Arbeit betrachteten Wirkungs- oder Nutzungsgrade beziehen sich grundsätzlich auf den Heizwert.

3.2 Anlagen bezogene Evaluationskennzahlen

3.2.1 Elektrische Bruttoleistung der Anlage

Sollte die Anlage keinen Eigenstromverbrauch aufweisen und die gesamte elektrische Erzeugungsleistung anlagenexternen Prozessen bereitgestellt werden, so entspricht die elektrische Bruttoleistung der o.g. elektrischen Leistung der Anlage.

Für diesen Fall ist die Nettoleistung gleich der Bruttoleistung der Anlage, wobei dies zumindest theoretisch nicht vorkommen kann. Praktisch hingegen können sie - zumindest für den überwiegenden Teil aller Anlagen - nicht sehr stark differenziert werden, da die gewöhnliche Messausrüstung der Anlagen dies nicht hinreichend genau erfasst. Die Zusammenhänge der elektrischen Kennzahlen können der Abbildung 3.2 entnommen werden.

Die Herstellerangaben beschreiben in der Regel die elektrische Bruttoleistung der Anlage.

3.2.2 Elektrische Nettoleistung der Anlage

Die Nettoleistung der Anlage beschreibt das Leistungsvermögen der Anlage elektrische Energie für anlagenexterne Prozesse bereitzustellen²⁶. Sofern die Anlage einen Stromeigenbedarf aufweist, resultiert die elektrische Nettoleistung als Differenz aus

²⁶Das öffentliche Netz der Stromversorgung kann insbesondere im Falle der Energieeinspeisung z.B. aus EEG-Anlagen als anlagenexterner Prozess oder mit einer anlagenexternen Nutzung gleichgestellt werden.

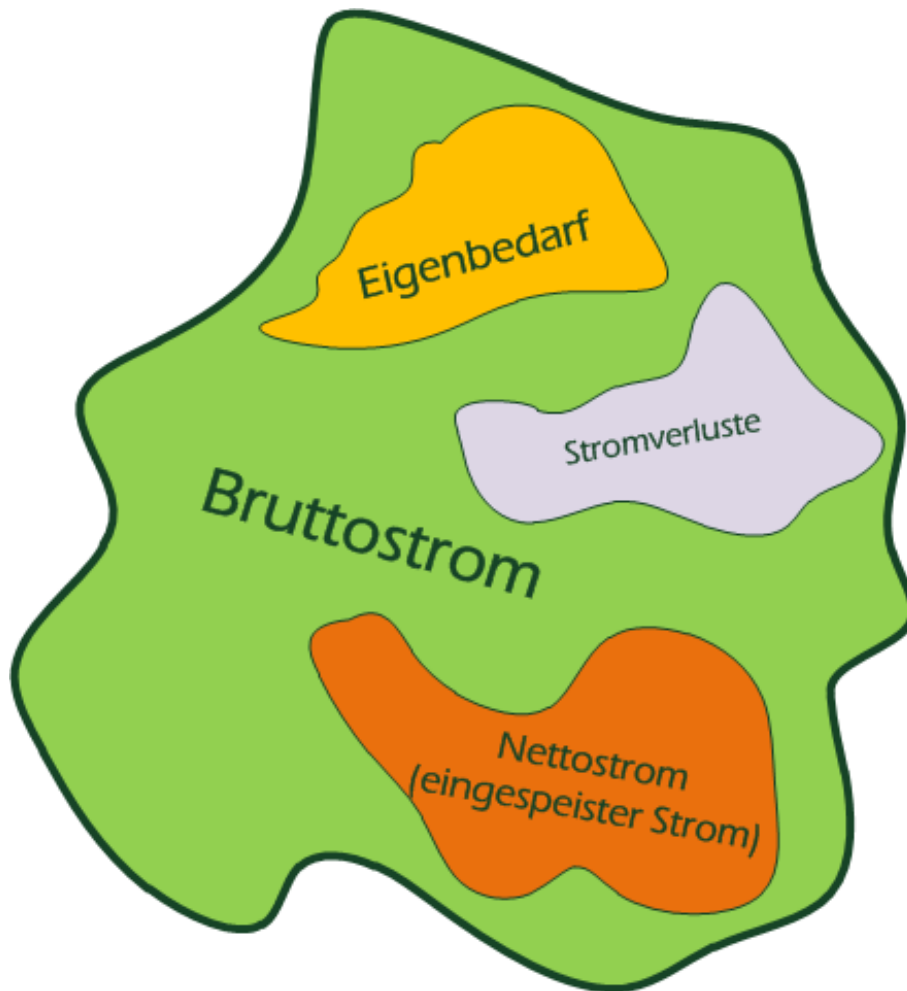


Abb. 3.2: Darstellung elektrische Zusammenhänge

der elektrischen Bruttoleistung der Anlage und der Summe aller elektrischen Eigenbedarfe.

3.2.3 Eigenstrombedarf der Anlage

Unter dem Eigenstrombedarf versteht man die elektrische Energie, die innerhalb der Bilanzgrenze, zum Betrieb der Anlage benötigt wird. Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass an und für sich jede Anlage einen Eigenstromverbrauch aufweist - es bedarf immer einiger Nebenaggregate die versorgt werden müssen, wobei ein Energiefremdbezug zur Deckung desgleichen seitens der Gesetzgebung (im Geltungsbereich des EEG) offenbar nicht schädlich ist. Gewöhnlich wird seitens der Hersteller keine Stromeigenverbrauchsleistung ausgewiesen.

3.2.4 Elektrische Wirkungsgrade

Seitens der Anlagenhersteller wird ein elektrischer Wirkungsgrad auf Grundlage der Herstellerangabe zu der elektrischen Leistung angegeben. Hierbei handelt es sich somit in aller Regel um den elektrischen Bruttowirkungsgrad (siehe auch Kapitel 3.1.8). Von größerer Bedeutung (zumindest für den Betreiber) ist jedoch der elektrische Nettowirkungsgrad, der auf der elektrischen Nettoleistung basiert.

In dieser Arbeit wird als Nettoleistung wie oben beschrieben ausschließlich die Leistung berücksichtigt, die in das öffentliche Netz eingespeist wird.

3.2.5 Thermische Bruttoleistung der Anlage

Unter der thermischen Bruttoleistung versteht man, analog zur elektrischen Bruttoleistung, die Summe aller nutzbar gemachten thermischen Energiequellen (z.B. Kühlwasser, Abgas, Ölkühler, etc.). Zur Veranschaulichung dient hier die Abbildung 3.3.

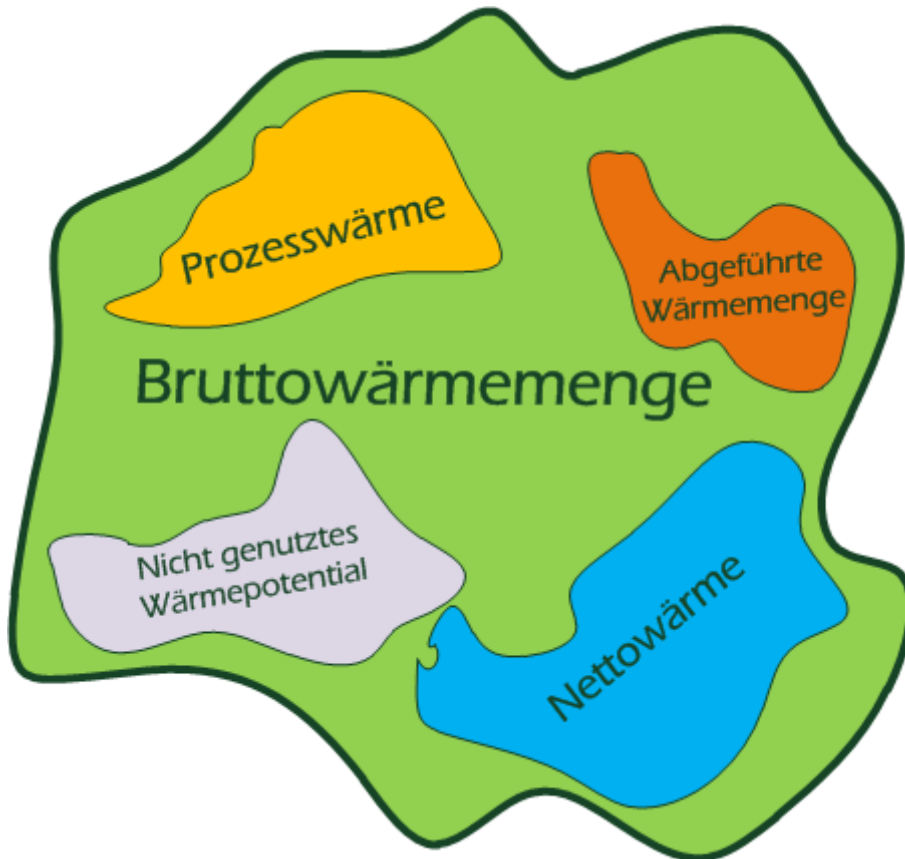


Abb. 3.3: Darstellung thermische Zusammenhänge

Sofern die Anlage keinen Wärmeeigenbedarf (Prozesswärme) aufweist, entspricht der Betrag der Bruttowärmeleistung dem Betrag der Nettowärmeleistung. Die Herstellerangaben beschreiben in aller Regel die thermische Bruttoleistung der Anlage.

3.2.6 Thermische Nettoleistung der Anlage

Unter der thermischen Nettoleistung, auch als Nutzwärmeleistung bezeichnet, versteht man die Wärmeleistung, die anlagenexternen Prozessen bereit gestellt wird. Diese kann durch einfache Subtraktion des Wärmeeigenbedarfes (Prozesswärme) sowie sämtlicher Übertragungsverluste von der Bruttowärme berechnet werden. Für die Ermittlung der KWK-Strommenge wird ausschließlich die thermische Nettoleistung berücksichtigt, die zudem nach den Richtlinien des Gesetzgebers (vgl. Anlage 3 zum EEG 2009) genutzt werden muss.

3.2.7 Wärmeeigenbedarf der Anlage

Der Wärmeeigenbedarf bzw. die Prozesswärme beschreibt die Wärmeleistung, die innerhalb der Bilanzgrenzen dem Anlagenprozess zugeführt werden muss, damit dieser aufrecht erhalten werden kann. Beispielhafte Erscheinungsformen des Wärmeeigenbedarfes sind bei EEG-Anlagen z.B. Fermenterheizung, Tankheizung oder Gasaufbereitungsenergien. Zumeist wird seitens der Hersteller keine Wärmeeigenbedarfsleistung ausgewiesen.

3.2.8 Abgeführte Wärmeleistung

Unter der abgeführten Wärmeleistung versteht man die Wärmeabfuhr über "Vorrichtungen zur Wärmeabfuhr", ganz egal aus welchem Beweggrund. Das FW 308 [13] beschreibt dies ergänzend als: "[...] jede nicht vollständige Nutzung der Abgaswärme [...]" oder unsubstantiiert und allgemein ausgedrückt: "jedes nicht nach dem Stand der Technik (unter Beachtung der individuellen Rahmenbedingungen) nutzbar gemachtes Wärmepotential" als Wärmeabfuhr. Zumindest bei originären Pflanzenöl-BHKW wird seitens der Hersteller keine Leistungsangabe zu der abgeführten Leistung gemacht.

3.2.9 Thermischer Wirkungsgrad

Beim thermischen Wirkungsgrad unterscheidet man wie beim elektrischen Wirkungsgrad zwischen Netto- und Bruttowirkungsgrad. Zwar wird seitens der Hersteller in aller Regel der Bruttowirkungsgrad als qualitatives Merkmal angegeben, aus betriebswirtschaftlichen Gründen ist jedoch nur der thermische Nettowirkungsgrad von Bedeutung. Bei der Berechnung wird somit entweder die Netto- oder die Bruttowärmeleistung sowie die Feuerungswärmeleistung der Anlage angewendet.

3.2.10 Feuerungswärmeleistung/ Brennstoffwärmeleistung

Die Feuerungswärmeleistung oder auch die Brennstoffwärmeleistung errechnet sich aus der spezifischen Wärmeleistung (im Rahmen dieser Arbeit wird immer der Heizwert von Pflanzenöl herangezogen) des eingesetzten Primärenergieträgers, multipliziert mit der Einsatzmenge pro Zeiteinheit. Im Allgemeinen versteht man unter der Feuerungswärmeleistung die der Anlage zugeführte Primärenergie unabhängig vom Brennstoff, die erforderlich ist, um die Nennleistung (hier die elektrische Leistung als Führungsgröße) der Anlage bereitstellen zu können. Die Feuerungswärmeleistung ist zudem maßgebliches Kriterium in Bezug auf die Genehmigungspflicht nach dem Bundesimmissionsschutz-Gesetz (BImSchG)²⁷.

3.2.11 Stromkennzahl

Die Stromkennzahl (σ) beschreibt als dimensionslose Maßzahl das Verhältnis zwischen der elektrischen und der thermischen Leistung (vgl. Kapitel 3.1.6). Da in den einschlägigen Gesetzgebungen häufig von "serienmäßig hergestellten Anlagen" gesprochen wird und bei diesen Anlagen auf Herstellerangaben für weitere Berechnungen abgestellt werden kann, spielt diese Kennzahl eine wesentliche Schlüsselrolle. Dringend beachtet werden muss, dass es sich bei den anzusetzenden Bezugsleistungen immer, sofern nicht anders angegeben, um die Nettoleistungen handelt - also die Strom- und die Wärmeleistung, die von der Erzeugungsanlage einer externen Nutzung (oder auch der Netzeinspeisung) zu Verfügung gestellt wird.

²⁷Für den überwiegenden Teil der hier betrachteten Anlagen wird von den Herstellern eine Feuerungswärmeleistung kleiner 1000 kW ausgewiesen. Erst ab einer Leistungsschwelle von 1 MW wird zwingend eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutz-Gesetz Pflicht. Hier findet dann die 4. Bundesimmissionsschutz-Verordnung (4.BimSchV) Anwendung

Die Herstellerangaben beschreiben indes typischerweise die Bruttokennwerte der BHKW-Anlagen.

3.2.12 Spezifischer Kraftstoffverbrauch

Der spezifische Kraftstoffverbrauch entspricht dem Kehrwert der Wirkungsgradberechnung, multipliziert mit dem spezifischen Energiegehalt des Primärenergieträgers. Der Kraftstoffverbrauch bestimmt maßgeblich die Effizienz der Anlage und wird von den Herstellern gerne als vordergründiges Verkaufsargument präsentiert. Hierbei muss dringend auf den Bezugskraftstoff bzw. dessen Energiegehalt geachtet werden. Der spezifische Kraftstoffverbrauch kann in Volumen oder Gewicht pro Energieeinheit angegeben werden ($\frac{l}{kWh}$ bzw. $\frac{kg}{kWh}$).

3.3 betriebsbezogene Evaluationskennzahlen

3.3.1 Eingesetzte Primärenergie

Zur eingesetzten Primärenergie summieren sich sämtliche eingesetzte Energieträger, die einen Beitrag zur Erzeugung eines gewünschten Endproduktes, in diesem Fall elektrische Energie, liefern. Sofern Hilfsstoffe zum Beispiel für die "Zünd- und Stützfeuerungen" eingesetzt werden, und dies jedoch nur im An- und Abfahrprozess der Anlage – im Endeffekt also keinen Beitrag zur Stromerzeugung liefern – bedürfen diese Mengen keiner Berücksichtigung. Das pflichtgemäß zu führende Einsatzstofftagebuch kann hier eine gute Grundlage zur Ermittlung der Stoffströme sein. Diese multipliziert mit den jeweiligen spezifischen Energieinhalten (Heizwerten) führt aufsummiert letztlich zu der eingesetzten Primärenergie.

Da für Pflanzenöle derzeit lediglich die Normierung DIN 51605 existiert, wird diese auch bei Einsatz anderer als den explizit benannten Rapsölen zur Bemessung herangezogen²⁸. Dies führt zu einer Verfälschung bei der Berechnung des Energieeinsatzes, da die o.g. DIN einen Heizwert von lediglich $36.000 \frac{kJ}{kg}$ beschreibt, die eingesetzten Öle wie z.B. Palm- oder Sojaöl hingegen einen höheren ca. $37.500 \frac{kJ}{kg}$ aufweisen. Die Übervorteilung liegt bei den Wirkungsgradberechnungen innerhalb des zu erwartenden Wirkungsgradspektrums bei ca. 1,5%.

²⁸Sofern keine genaueren Stoffinformationen vorliegen.

3.3.2 Elektrische Bruttoarbeit

Die elektrische Bruttoarbeit ist die Menge an elektrischer Arbeit, die die Anlage innerhalb eines Bilanzierungszeitraumes erzeugt. Regelmäßig wird diese durch die (ungeeichte) BHKW-Steuerung erfasst. Diese Kennzahl hat zunächst lediglich informellen Charakter.

3.3.3 Elektrische Nettoarbeit

Die elektrische Nettoarbeit ist die Menge an elektrischer Arbeit, welche die Anlage innerhalb eines Bilanzierungszeitraumes erzeugt und einer anlagenexternen Nutzung bereit stellt. Bei der sogenannten "Volleinspeisung" entspricht die Nettoarbeit der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Energiemenge. Dementgegen existieren bei der "Überschusseinspeisung" ein oder mehrere Arealnetzverbraucher, woraus in der Summe mit der eingespeisten Energiemenge wiederum die Nettoarbeit resultiert.

3.3.4 Eingespeiste elektrische Arbeit

Die eingespeiste elektrische Arbeit fungiert als Bezugsgröße der Einspeisevergütung nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz. Die Menge an elektrischer, in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Arbeit, wird von einem geeichten Stromzähler²⁹ erfasst. Sofern am Anlagenstandort eine "Überschusseinspeisung" realisiert wurde, summiert sich die eingespeiste elektrische Arbeit und der Betriebseigenverbrauch zu der elektrischen Nettoarbeit³⁰.

3.3.5 Elektrischer Wirkungsgrad (arbeitsbezogen)

Es lässt sich mit der Kenntnis der erzeugten Menge an elektrischer Arbeit sowie der eingesetzten Primärenergie durch Quotientenbildung der elektrische Wirkungs-

²⁹Der Terminus "Stromzähler" hat sich fälschlicher Weise eingebürgert. Tatsächlich zeigt dieser die Menge an elektrischer Energie und nicht den Strom an. Der Hintergrund liegt geschichtlich in den induktiven Messeinrichtungen, die nach dem Prinzip des stromdurchflossenen Leiters funktionieren, also in Abhängigkeit des Stromflusses die Wirbelstromantriebsscheibe in Rotation versetzt [30].

³⁰Verluste bleiben hier unberücksichtigt.

grad berechnen. Der elektrische Wirkungsgrad kann analog zum leistungsbezogenen Wirkungsgrad in den Brutto- und den Nettowirkungsgrad differenziert werden. Der elektrische Bruttowirkungsgrad errechnet sich mithilfe der elektrischen Bruttoarbeit (von dem BHKW-Stromzähler erfasst), um die Leistungsfähigkeit der Anlage zu beurteilen. Die Verwendung der elektrischen Nettoarbeit (bei EEG-Anlagen i.d.R. die vom Einspeisezähler erfasste Strommenge) führt zum elektrischen Nettowirkungsgrad, der Auskunft über die Effizienz der Anlage gibt.

3.3.6 Bruttowärmemenge

Wie oben beschrieben ist die Bruttowärmemenge die Summe aller nutzbar gemachten Wärmeenergiemengen in einer Berichtszeit. In vielen Fällen kann aufgrund dieser Tatsache mithilfe der bekannten Wärmemengen die Bruttowärmemenge hinreichend genau errechnet werden, da diese häufig nicht im Einzelnen erfasst wird.

3.3.7 Nettowärmemenge

In den häufigsten Fällen wird die Nettowärmemenge standardisiert durch Wärmemengenzähler erfasst. Diese Wärmemenge wird in aller Regel einer externen Nutzung zugeführt und kann somit auch monetär bewertet werden. Ihr wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit unterstellt, dass die Wärmenutzung den Anforderungen des EEG genügt.

3.3.8 Wärmeeigenbedarf

Der betriebliche Wärmeeigenbedarf bzw. Prozesswärmebedarf wird selten messtechnisch erfasst. Diese Kennzahl hat zunächst lediglich informellen Charakter, wobei diese Wärmemenge zwingend bekannt sein muss, um die Bruttowärmemenge errechnen zu können. Grundsätzlich sollte es bei Kenntnis der individuellen Randbedingungen möglich sein, den Wärmeeigenbedarf hinreichend genau zu bestimmen³¹.

³¹Es können z.B. Wärmeverlustberechnungen für Tankanlagen, Warmwasserspeicher, Wärmeleitungen etc. durchgeführt werden.

3.3.9 Abgeführte Wärmemenge

Auch die abgeführte Wärmemenge wird zumeist nicht messtechnisch erfasst. Die technisch nicht ausgenutzten Wärmepotentiale lassen sich dann, wenn überhaupt, nur auf rechnerischem Weg ermitteln. Insbesondere nicht nachvollziehbare Betriebs-situationen, sei es in Verbindung mit Abgasbypassklappen oder aktiven Einrichtungen zur Wärmeabfuhr, können ebenfalls häufig nicht rekonstruiert werden und machen eine rechnerische Bestimmung annähernd unmöglich. Sollte es hingegen durch Referenzmessungen möglich sein, eine Meßzeit auf eine Bilanzzeit zu extrapolieren, kann dies durchaus als probates Mittel akzeptiert werden.

3.3.10 Arbeitsbezogene Stromkennzahl

Dem Arbeitsblatt der AGFW-FW 308 [13] sowie den Ausführungen in Kapitel 3.1.6 folgend, entspricht die arbeitsbezogene Stromkennzahl dem Rechnungsergebnis aus den realen Anlagen-Betriebsergebnissen eines Betrachtungszeitraumes. Diese erhält man durch Division der elektrischen Nettoarbeit (auch hier entspricht diese der in das öffentliche Netz eingespeisten elektrischen Arbeit) und der thermischen Nettoarbeit.

3.3.11 Thermischer Wirkungsgrad (arbeitsbezogen)

Der thermische Wirkungsgrad verhält sich analog zum elektrischen Wirkungsgrad. Unter Verwendung der Bruttowärme ergibt sich der thermische Bruttowirkungsgrad der Anlage. Bei Anwendung der Nettowärmemenge kann über den resultierenden thermischen Netto-Wirkungsgrad die thermische Anlageneffizienz beurteilt werden.

3.4 Abgasanalytik

Stichprobenartig sollen im Rahmen der Datenerhebung ebenfalls die Abgasemissionen erfasst werden³². Bis dato existiert keine veröffentlichte Auswertung zu der

³²Häufig sind die Anlagen als Containeranlagen aufgebaut, bei denen es aufgrund der hohen Schornsteine (oder anderer Rahmenbedingungen) nicht ohne Weiteres Möglich ist, eine Messung des Abgases ohne eine mechanische Einflussnahme durchzuführen.

Schadstofffracht von Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken bzw. Biomasseanlagen im Allgemeinen. Zwar gibt und gab es einige Messreihen und Messprogramme in diesem Kontext, jedoch wurden sie in einem deutlich kleineren Rahmen unter Berücksichtigung von nur wenigen Anlagen durchgeführt, und liefert daher keine repräsentativen Ergebnisse. Den Ausführungen der "Emissionsuntersuchungen an einem stationären Rapsöl-BHKW" [2] folgend ist unter Einsatz von Pflanzenöl nur dann ein "Schadstoffvorteil" gegenüber Diesel oder Heizöl zu erzielen wenn entweder eine Abstimmung des Motors an das Pflanzenöl durchgeführt wurde, oder aber eine Abgasnachbehandlung mit z.B. einem Katalysator durchgeführt wird.

Bei der Auswahl der Kennwerte fand eine Orientierung an der Verwaltungsvorschrift Technische Anleitung Luft (TA Luft) statt. Hier wurde den Genehmigungsbehörden ein Werkzeug geschaffen, indem die Luftreinhaltung bzw. im erweiterten Sinne die maximale Schadstoffbelastung der Umwelt ausgehend von einem Emissionsstandort definiert wurden. Der überwiegende Anteil der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Anlagen ist, wenn überhaupt, nach dem Baurecht (Landesbauordnung) genehmigt worden. Dem Verfasser ist keine Situation bekannt, in der eine Genehmigungsbehörde die Herstellerangaben hat überprüfen lassen. Offensichtlich wurde in aller Regel davon ausgegangen, dass bei Einsatz von erneuerbaren Energieträgern keine oder nur minimale Emissionen hervorgerufen werden. Dem Messergebnis einer Anlagenvermessung, durchgeführt vom LFU [16] zufolge, wird mit dem dort betrachteten BHKW der damalige gesetzliche Grenzwert zunächst problemlos eingehalten. Die nach heutiger Zeit einzuhaltenden Grenzwerte³³ indes wären für diese Anlage offenkundig unerreichbar. Mit entsprechender Kenntnis könnte die zuständige Behörde das Einhalten dieser Grenzwerte von dem Betreiber einfordern oder gar den Betrieb untersagen.

3.4.1 Kohlenstoffmonoxid CO

Kohlenstoffmonoxid (auch Kohlenmonoxid) (CO) entsteht bei unvollständiger Verbrennung kohlenstoffhaltiger Stoffe. Bis zu einem gewissen Grad lässt sich somit der Anteil von Kohlenstoffmonoxid im Abgas von Verbrennungsmotoren durch Änderung der Verbrennungsparameter steuern. Das Gas ist grundsätzlich brennbar. Die Zündtemperatur beträgt ca. 600°C. Weitaus problematischer ist hingegen, dass Kohlenmonoxid nicht sichtbar und geruchsneutral, aber ein sehr gefährliches Atemgift ist:

³³Diese Grenzwerte sind in der Technischen Anleitung (TA) Luft definiert [31].

Es besteht bei einer höheren Dosis akute Lebensgefahr durch Ersticken und stellt dadurch eine direkte Gefahr für Leib und Leben dar.

3.4.2 Stickstoffoxide NO_x

Stickstoffoxide als Bestandteil des Abgases bei Verbrennungsmotoren können in drei Kategorien unterteilt werden [32].

- Thermisches NO_x : Entsteht bei heißen Verbrennungsvorgängen über das Anwesendsein von Stickstoff in der Verbrennungsluft. Eine Einflussnahme kann hier lediglich durch Änderung der Verbrennungstemperatur erfolgen. Der Partialanteil von thermischem NO_x dominiert mit ca. 95% des gesamten Stickstoffes bei dieser Art der Verbrennungsmaschinen.
- Promptes NO_x : Auch als Fenimore-Mechanismus bekannt, sind die bei dem Verbrennungsprozess entstehenden Zwischenprodukte ³⁴ verantwortlich für die Reaktion mit N_2 , welche am Ende der Oxidation wiederum Stickstoffoxide produziert. Die hieraus resultierenden Mengen sind verhältnismäßig gering.
- Brennstoff NO_x : Dabei handelt es sich um den Stickstoffanteil, der im Brennstoff gebunden und durch die Verbrennung freigesetzt wird. Hier spielen die Verbrennungstemperaturen mitunter eine maßgebende Rolle, was man sich zunutze macht um die Schadstoffbelastung zu reduzieren (gestufte Verbrennung). In der Gesamtbetrachtung jedoch ist der Partialanteil an der gesamten Stickstoffemission als gering anzusehen, da z.B. Rapsöl einen recht geringen Stickstoffgehalt aufweist.

³⁴Kohlenwasserstoff-Radikale

Durchführungsbeschreibung der Datenerhebung

Um eine repräsentative Datenerhebung und Auswertung durchführen zu können, ist es von maßgeblicher Bedeutung, die Vielfalt der im Feld installierten Anlagen erfassen bzw. dokumentieren zu können. Hier erwies sich ein bestehendes Netzwerk aus Anlagenbetreibern als sehr hilfreich und zielführend. Es bestand somit ein Zugriff auf ein Potpourri von differenten Anlagen. Die erfassten Anlagen bzw. ihre Anlagenstandorte können der Abbildung 4.1 entnommen werden. Dabei muss beachtet werden, dass an einigen Standorten mehrere Anlagen betrieben werden.

Durch das bestehende Vertrauensverhältnis und die Zusicherung der vertraulichen Behandlung der betrieblichen Kennzahlen waren alle Betreiber gerne bereit, entsprechende Auskünfte zu erteilen. Neben den bestehenden Kontakten konnten durch eine entsprechende Recherche und anschließende Akquise weitere ermittelt und im Sinne des Vorhabens gewonnen werden. Generell war die Resonanz auf die Anfragen bis auf wenige Ausnahmen positiv.

4.1 Kennzahlenermittlung

Mithilfe der erstellten Checkliste (siehe Anhang B) wurden in einem ersten Schritt die allgemeinen Daten wie Anlagenstandort, Betreiber, Inbetriebnahmezeitpunkt usw. erfasst. Bei den weiterführenden Anlagendetails wurden entsprechende Herstellerunterlagen gesichtet, aus denen dann die benötigten Informationen extrahiert wurden. Es hat sich herausgestellt, dass sehr wenige Anlagenbetreiber eine ordentliche, d.h. ausführliche und vollständige Dokumentation zu den Anlagen ausgehändigt

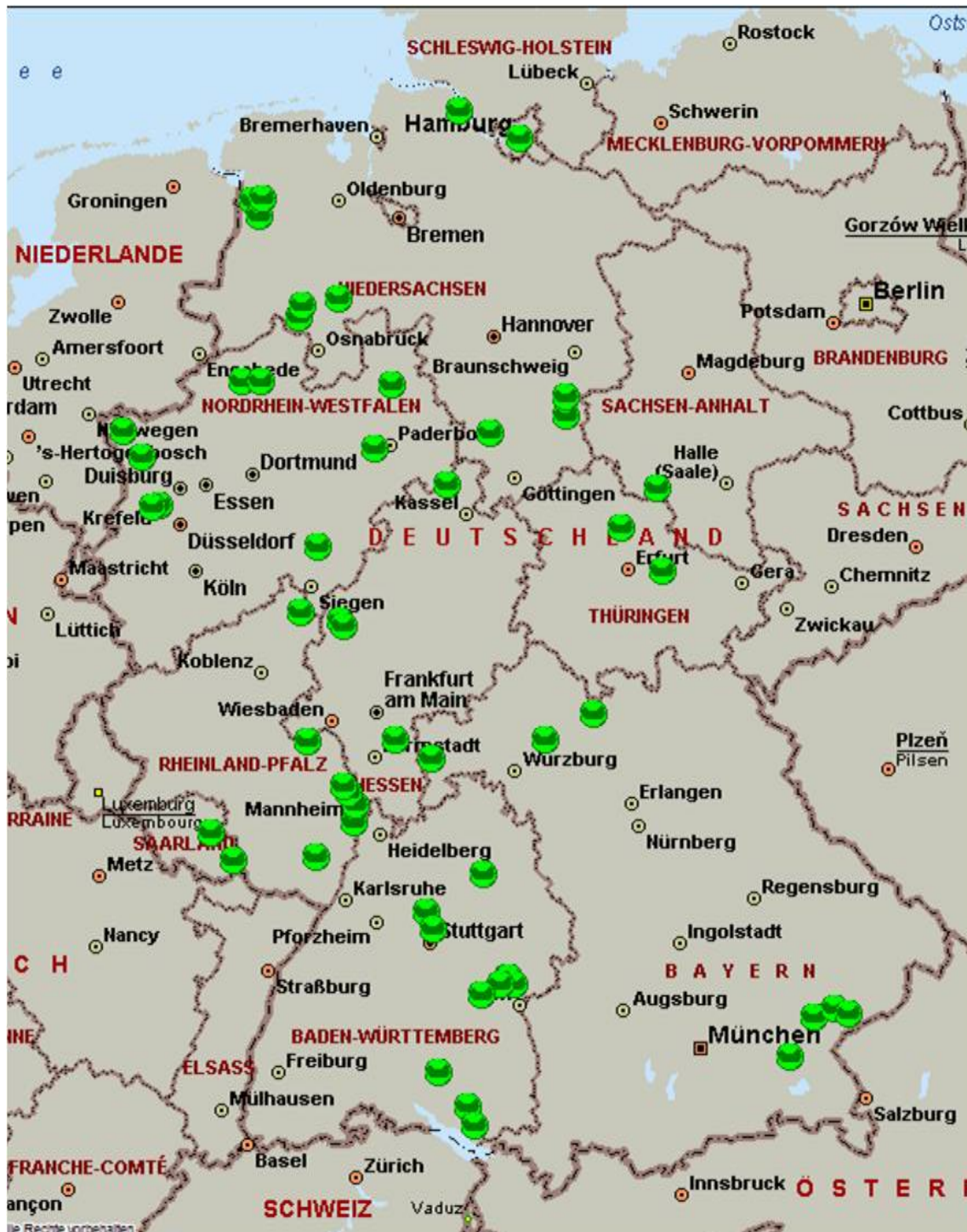


Abb. 4.1: Anlagenstandorte der erfassten Pflanzenöl-BHKW

bekommen haben. Sehr häufig konnte lediglich ein Herstellerdatenblatt mit sehr unpräzisen und mitunter unvollständigen Angaben vorgelegt werden. Die meisten der für die Arbeit benötigten Informationen und Daten mussten dementsprechend aufwendig recherchiert werden. Dies erfolgte teilweise in Gesprächen mit den Anlagenherstellern und durch Auswertung von Typenschildern auf den Anlagenkomponen-

ten. Die betrieblichen Kennzahlen konnten aus den Einsatzstofftagebüchern, Lieferscheinen, Rechnungen, Abrechnungen der Netzbetreiber oder internen Dokumentationen abgeleitet werden. Zudem konnten mithilfe des zur Verfügung stehenden Messequipments messtechnische Überprüfungen der Anlagen - wann immer diese erforderlich wurde - durchgeführt werden. Der Fokus bei der messtechnischen Analyse lag primär auf den Temperaturniveaus an definierten Anlagenpositionen (Temperatur nach Abgasturbolader, Eintrittstemperatur, Abgaswärmeaustauscher etc.), der Feststellung der thermischen Leistungsfähigkeit und der emittierten Abgasmenge und deren Zusammensetzung.

4.2 Messaufbau und Durchführung

Zur Anlagenanalytik vor Ort standen im Einzelnen ein Messgerät zur Abgasanalytik (Testo XL 350), eine Thermografiekamera (Fluke I25), und ein mobiles Ultraschall-Durchflussmessgerät der Firma Höntzsch zu Verfügung.

Als weitere Messeinrichtungen verfügt jede Anlage zumindest über einen geeichten Einspeisezähler, der die elektrische Energie erfasst, die von der Anlage ins öffentliche Netz eingespeist wurde. Dabei muss beachtet werden, dass es sich bei dieser Energiemenge nicht unbedingt um die Erzeugungsmenge der Anlage handelt. Ein gewisser Anteil wird womöglich als Prozessenergie direkt für die Anlage verwendet. Selten (in zwei Fällen) fand eine Überschusseinspeisung statt. Dies bedeutet, dass ein Arealnetzverbraucher direkt mit Energie versorgt wird und lediglich die darüber hinausgehende in das öffentliche Netz eingespeist wird.

In ca. 60% der Fälle verfügten die Anlagen zudem über mindestens einen geeichten Wärmemengenzähler. Im Rahmen der Datenerfassung musste hier regelmäßig überprüft werden, welche Wärmemenge von diesem erfasst wird. Bezüglich des Einbauortes gibt es derzeit keine verbindliche Richtlinie oder Anweisung, sodass die Anordnung willkürlich gewählt werden kann. In vielen Fällen hat sich gezeigt, dass die Einbauposition kontraproduktiv war ³⁵. Zudem war in einigen Fällen unklar, welche Wärmemenge tatsächlich erfasst wird. Insbesondere musste geprüft werden, ob die Prozesswärmemenge in der Messung beinhaltet ist. Je nachdem welches Wärmekonzept und welche Wärmenutzer am Standort vorhanden sind, mussten diverse Kennzahlen berechnet oder auf andere Art und Weise ermittelt werden.

³⁵Mögliche Fehlerquellen bezogen auf die Einbauposition: falsche Dimensionierung, falsche Einbauposition, falsche Fließrichtung, falsche Einbaulage, falsche Ein- und Auslaufstrecken, falsche Montage Temperaturfühler, falsche Signalleitungen.

Es bedarf keiner wesentlichen Erklärung, zu welchem Zweck das Abgasanalysegerät genutzt wurde. Hierzu muss jedoch angemerkt werden, dass es, um vergleichbare Messergebnisse zu erhalten, grundsätzlich erforderlich ist, einen strukturierten Messaufbau zu definieren und die Messprozedur allerorts gleichermaßen durchzuführen. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass dies aufgrund der differierenden Anlagenkonzepte und der damit einhergehenden Anlagenstrukturen nicht ohne Weiteres möglich ist. Die Messungen wurden daher mit dem Anspruch an einen maximalen Informationsgewinn unter Berücksichtigung der örtlichen Begebenheiten durchgeführt. Grundsätzlich ist dies für jede Messung im Kontext dieser Ausarbeitung zutreffend, wobei die Thermografie und auch die Durchflussmengenbestimmung begleitend (zur Verifizierung) zu den vor Ort erhobenen Informationen zu verstehen ist.

Die Thermografie ist ein hervorragendes Mittel zur Fehlersuche oder zur Analyse hydraulischer und thermischer Systeme. In Verbindung mit der Durchflussmengenbestimmung können auch thermische Leistungen indirekt gemessen und ermittelt werden. Gerade bei Anlagen, die über keine(n) Wärmemengenzähler verfügen, lässt sich auf diesem Weg die thermische Leistungsfähigkeit der Anlage vorzüglich überprüfen bzw. bestimmen.

Mithilfe des Einsatzstofftagebuches werden sämtliche eingesetzten Energieträger dokumentiert. Die Pflicht zur Führung eines solchen obliegt den Anlagenbetreibern generell aufgrund ihrer zollrechtlichen Genehmigung³⁶. Keine der besuchten Anlagen verfügte über eine direkte Verbrauchsmessung. Aufgrund der relativ langen Berichtszeit (je ein Kalenderjahr) ist die Berechnung der eingesetzten Stoffe anhand des o.g. Einsatzstofftagebuchs mit Angabe der Füllstände als hinreichend genau zu beurteilen.

4.3 Messtoleranzen

Generell kann zunächst festgehalten werden, dass es kein Messgerät gibt, welches absolut genaue Ergebnisse liefert. Die Frage, die sich an dieser Stelle zwangsläufig stellt, befasst sich mit dem Grad der "Messunsicherheit" des präsenten Messergebnisses [30]. Hierauf können mehrere Rahmenfaktoren Einfluss nehmen bzw. genommen haben. Zu nennen sind in erster Linie die Messgerädetoleranzen, aber auch besondere Rahmenbedingungen können hier deutliche Beeinflussungen hervorrufen.

³⁶Pflanzenöl-BHKW wurden üblicher Weise als "begünstigte Anlage" gemäß dem Energiesteuergesetz [33] eingeordnet, woraus die Pflicht zur Dokumentation der Einsatzstoffe resultiert.

Gerade bei transportablen Messgeräten muss ferner auch die "Fehlerquelle Mensch" bedacht werden, da bei diesen Geräten das Potential einer fehlerhaften Anwendung recht groß ist und unweigerlich zu falschen Messergebnissen führt. Dies gilt analog natürlich auch für stationäre Messgeräte, deren Messfühler u.U. an falscher Stelle installiert sind. Eine Fehlerbetrachtung zu den Messergebnisse wird im Rahmen der Auswertung in Kapitel 4.4 durchgeführt. Es soll nicht versäumt werden, einige spezifische Argumente bei der Messung elektrischer wie thermischer Leistung bzw. Arbeit zu erörtern. Für geeichte Messgeräte, welche insbesondere bei einer gewerblichen Nutzung eingesetzt werden müssen, gilt unbeschadet aller übrigen Vorschriften das Eichgesetz [34] wie auch die hieraus abgeleitete Eichordnung [35]. Als Exekutive mit der Umsetzung bzw. Überwachung dieser dort formulierten Forderungen ist die Physikalisch-Technische-Bundesanstalt (PTA) in Braunschweig betraut worden. Diese regelt insbesondere durch sogenannte "Anforderungen" die Vorgehensweise und Durchführung des Eichprozesses. Im Rahmen der Eichung, welche in Deutschland bislang noch eine hoheitliche Aufgabe ist, wird von amtlicher Stelle die Einhaltung der eichrechtlichen Vorschriften, im Besonderen die Eichfehlergrenzen bestätigt. Im Folgenden werden nun die wesentlichen, im Fokus stehenden Messgeräte beschrieben.

- Wärmemengenzähler: Diese bestehen grundsätzlich aus einer Kombination von Messeinrichtungen, da die Wärme als Produkt aus Volumenstrom (bei bekannter Dichte und Wärmekapazität) sowie einer Temperaturdifferenz (Vorlauf - Rücklauf) berechnet werden muss. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit des Vorhandenseins eines Durchflussmengenmessers und zweier Temperatursensoren. Mittlerweile sind fast ausschließlich sogenannte Kompaktwärmemengenzähler im Einsatz. Diese sind regelmäßig so aufgebaut, dass das Rechenwerk (in der Regel digital) im Gehäuse des Durchflussmengenmessers integriert ist und neben der eigentlichen Berechnung und Anzeige der aktuellen Leistung zudem über (Ereignis-) Speicher verfügen. Im Rahmen der Geräteeichung sind die beiden spezifischen Temperatursensoren in Verbindung mit der Auswerteeinheit geprüft worden und dürfen nicht ersetzt werden. Eine Veränderung dieser Konfiguration führt unweigerlich zum Erlöschen der Eichung.

Da jede der Messeinrichtungen eine spezifische Messtoleranz aufweist, entspricht die Messtoleranz des gesamten Wärmemengenzählers somit der Summe der Einzeltoleranzen. Dies wird explizit in der Richtlinie 2004/22/EG [36] der EU beschrieben. Die Durchführungsanweisung der PTB in Braunschweig wird in dem Dokument PTB-A 2 [37] ausgeführt. Selbst in aktuellen Diskussionsrunden wird die Fehlergrenze von Wärmemengenzähler häufig auf den

Volumenmessteil abgestellt und mit den hieraus resultierenden 5% definiert, was aber nicht korrekt ist. Auch die sogenannten "Kompaktwärmezähler"³⁷ setzen sich aus einem Durchflussmengenmesser, einem Temperaturfühlerpaar und einem Rechenwerk zusammen. Die Gesamtfehlergrenze berechnet sich also auch hier als einfache Summation der Einzelfehlergrenzen. Der Vollständigkeit halber muss erwähnt werden, dass diese Grenzwerte (Fehlergrenzen) lediglich im Rahmen der Eichung erfüllt sein müssen. Im Praxiseinsatz kommen sogenannte "Verkehrsfehlergrenzen" zum Einsatz, die dem doppelten Betrag der Fehlergrenzen entsprechen. Theoretisch können somit in der Praxis Falschmessungen von deutlich über 10% auftreten. Da jedoch die Genauigkeit ein Qualitätsmerkmal des Messinstrumentes darstellt, sind diese Fehlergrenzen als gesetzliche (historische) Grenzwerte zu verstehen. Üblicherweise haben die Hersteller ein starkes Interesse, diese Messtoleranzen möglichst gering zu halten. Deshalb kann in der Regel davon ausgegangen werden, dass die Genauigkeit der Messungen deutlich besser ist. Normalerweise wird die "Toleranz"-Kennlinie von den Herstellern in den jeweiligen Datenblättern angegeben und in aller Regel gerne als Verkaufsargument angeführt. Die Abbildung 4.2 zeigt eine solche der Firma Zenner. Dieser kann z.B. entnommen werden, dass der prozentuale Messfehler selbst bei einer geringen Durchflussrate, bezogen auf den "Nenndurchfluss", bei unter 2% liegt.

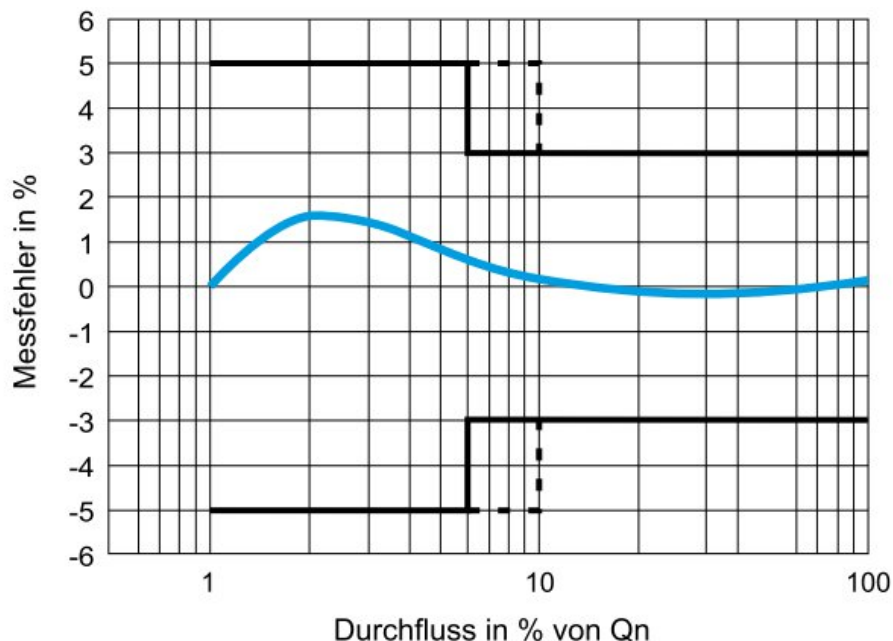


Abb. 4.2: Typische Messkurve Durchflussmengenmesser, Firma Zenner

³⁷nach der EN 1434 als Messsystem definiert.

Sofern der Verdacht einer Falschmessung besteht, sollte unverzüglich eine Parallelmessung oder eine verifizierende Messung u.U. mit einem präziseren Messgerät erfolgen.

- Wirkleistung: Korrekter Weise handelt es sich bei der Wirkleistung um die separate Erfassung der anliegenden elektrischen Spannung und des momentanen elektrischen Stroms. Erst die Produktbildung führt unter Beachtung der Frequenz und des anstehenden Phasenverschiebungswinkels zu der elektrischen Energie/elektrischen Arbeit, die einem elektrischen Verbraucher zugeführt (oder aber ins elektrische Netz eingespeist) wird.

Die Anforderungen an die Messstellen werden durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [38] geregelt. Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Anlagen erzeugen allesamt ihre elektrische Energie auf einem Spannungsniveau von 400 Volt bei 3 Phasen (Niederspannungsnetz). Somit regelt die Niederspannungsanschlussverordnung, durch das EnWG ermächtigt, die Anforderungen an den Netzanschluss inklusive der Messeinrichtung. In §20 erfolgt eine Ermächtigung der Netzbetreiber, welche die "technischen Anschlussbedingungen" in dem vorgegebenen gesetzlichen Rahmen selbst regeln und diktieren können. Theoretisch könnten diese somit von Netzbetreiber zu Netzbetreiber variieren, was jedoch in der Praxis nicht der Fall ist. Vielmehr ist es so, dass der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) sich hier auf einen "Konsens" verständigt hat. Nach stichprobenartiger Recherche verschiedenster, im Internet veröffentlichter "technischer Anschlussbedingungen" unterschiedlicher Netzbetreiber kann festgestellt werden, dass für die Wirkleistungsmessung mittels Stromwandler eine Genauigkeitsklasse von 0,5S gefordert wird. Der Klassenwert beschreibt hierbei den prozentualen maximalen Messfehler (Strom) bei 100% des Bemessungsstromes.

Die Abbildung 4.3 beschreibt die möglichen Messfehler der einzelnen Genauigkeitsklassen in Abhängigkeit des Bemessungsstromes.

Hieraus kann entnommen werden, dass in der Genauigkeitsklasse 0,5S der maximale Messfehler mit 0,5% für den Bereich von 20%-120% des Bemessungsstromes angegeben wird. Auch unter Berücksichtigung einer Fehlanpassung kann somit davon ausgegangen werden, dass die Messergebnisse keine größeren Genauigkeitsschwankungen aufweisen als durch die Genauigkeitsklasse vorgegeben ist (i.d.R. also 0,5%). Die PTB hat zur Durchführung der Eichung hierzu zwei Durchführungsanweisungen, die PTB-A 20.1 [39] sowie die PTB-A 20.2 [40], herausgegeben.

Genauigkeits- klasse <i>Accuracy class</i>	Stromfehler F_i in % bei % des Bemessungsstroms <i>Current error E_i in % with % of rated current</i>								Fehlwinkel δ_i in min bei % des Bemessungsstroms <i>Phase displacement δ_i in min with % of rated current</i>							
	1%	5%	20%	50%	100%	120%	150%	200%	1%	5%	20%	50%	100%	120%	150%	200%
5				5		5										
3				3		3										
1		3	1,5		1	1				180	90		60	60		
1 ext 150		3	1,5		1		1			180	90		60		60	
1 ext 200		3	1,5		1			1		180	90		60			60
0,5		1,5	0,75		0,5	0,5				90	45		30	30		
0,5 S	1,5	0,75	0,5		0,5	0,5			90	45	30		30	30		
0,5 ext 150		1,5	0,75		0,5		0,5			90	45		30		30	
0,5 ext 200		1,5	0,75		0,5			0,5		90	45		30			30
0,2		0,75	0,35		0,2	0,2				30	15		10	10		
0,2 S	0,75	0,75	0,2		0,2	0,2			30	15	10		10	10		
0,2 ext 150		0,75	0,35		0,2		0,2			30	15		10		10	
0,2 ext 200		0,75	0,35		0,2			0,2		30	15		10			10
0,1		0,4	0,2		0,1	0,1				15	8		5	5		
0,1 ext 150		0,4	0,2		0,1		0,1			15	8		5		5	
0,1 ext 200		0,4	0,2		0,1			0,1		15	8		5			5

Abb. 4.3: Genauigkeitsklasse Stromwandler, Firma Redur

4.4 Vollständige Datenerhebung

Die vollständige Datenerhebung/ Auswertetabelle ist als Anhang B zunächst vollständig und anschließend, zur besseren Handhabung separiert dargestellt. Im Sinne des Datenschutzes werden alle Daten anonymisiert wiedergegeben, wobei eine eindeutige Zuordnung über die Anlagennummer möglich ist. Zudem befinden sich diese, wie auch sämtliche in diesem Werk genutzten Grafiken und Tabellen, auf dem beigefügten Datenträger, in digitaler Form.

4.4.1 Bewertung der Daten und Messergebnisse

Wie bereits in Kapitel 4.3 dargestellt unterliegt jedes messtechnisch ermittelte Resultat einer gewissen Messtoleranz, bzw. wie es die DIN 1319³⁸ beschreibt, einer Messabweichung bzw. Messunsicherheit. Das generelle Ziel der Bewertung einer Messung ist die Qualität und Aussagekraft der Messergebnisse zu beurteilen. Dieses könnte z.B. durch Angabe eines numerischen Intervalls oder aber im Falle von Grafiken durch "Fehlerbalken" erfolgen. Diese Bereiche definieren die Maximalabweichung vom tatsächlichen Wert welche sich mit "wahrscheinlicher" Sicherheit aus systematischen und statistischen Fehlern ergeben.

Für die vorliegende Arbeit müsste eine solche Bewertung dem Grunde nach für sämtliche Herstellerangaben, aber auch für sämtliche Messergebnisse (Wärmemengenzäh-

³⁸Grundlegende Norm der Messtechnik, differenziert in 4 Unterbereiche die DIN 1319-1 bis 1319-4)

ler oder Stromzähler) sowie die Erfassung der eingesetzten Energie (Lieferscheine, Rechnungen, Füllstände) durchgeführt werden. Um dies jedoch leisten zu können wären die jeweiligen spezifischen Informationen zu den eingesetzten Messgeräten, den Messbedingungen sowie aller beeinflussenden Rahmenbedingungen erforderlich. Neben der Tatsache dass diese Informationen nicht annähernd verfügbar noch beschaffbar sind, kann eine derart komplexe Prüfung nicht im Rahmen dieser Arbeit geleistet werden. Daher erfolgt nachfolgend dezidiert für die Gesamtheit der elektrischen wie thermischen Messungen eine überschlägige, tabellarische Beurteilung in Abbildung 4.4. Eine Beurteilung der stofflichen Messungen erfolgt dann im Anschluss.

Grobe und systematische Fehler lassen sich nur dann seriös und vollständig ausschließen oder bestimmen, wenn die gesamten Mess- und Rahmenbedingungen bekannt sind, zufällige Fehler nur durch Messreihen ggf. mit validierender Kontrollmessung.

Fehlerarten	Messungen	
	Elektrisch	Thermisch
Grobe Fehler (vermeidbare Fehler): z.B. Unachtsamkeit, Falschbedienung, falsche Messgeräte, fahrlässige Dokumentation	keine objektive Beurteilung möglich, nicht kalkulierbar.	keine objektive Beurteilung möglich, nicht kalkulierbar.
Systematische Fehler: Beeinflussung des Messergebnisses stets in gleichem Maße bei identischen Messbedingungen, z.B. Messgerätetoleranz, äußere Einflüsse	Die Genauigkeit des verwendeten Messgerätes kann in die Fehlerrechnung eingehen. Alles sonstige ist diffus und nicht objektiv zu beurteilen.	Die Genauigkeit des verwendeten Messgerätes kann in die Fehlerrechnung eingehen. Alles sonstige ist diffus und nicht objektiv zu beurteilen.
Zufällige Fehler: Unter Ausblendung grober und systematischer Fehler, bei offensichtlich gleichbleibenden Messbedingungen bei Mehrfachmessungen unterschiedliche Ergebnisse.	Nicht zu Beurteilen, da Mehrfachmessungen für den Betrachtungszeitraum nicht möglich, und die Anlagen dynamisches Verhalten aufweisen.	Nicht zu Beurteilen, da Mehrfachmessungen für den Betrachtungszeitraum nicht möglich, und die Anlagen dynamisches Verhalten aufweisen.

Abb. 4.4: Beurteilung Fehlerarten

Wie in Kapitel 4.3 beschrieben können für die Wärmemengenzähler wie auch die Stromzähler die Eichfehlergrenzen als Größtfehler der Messabweichung belastet werden. Diese liegen für die regelmäßig eingesetzten Wärmemengenzähler bei ca. 5%, für die Stromzähler bei 0,5%. Es darf aufgrund des technischen Fortschritts unterstellt werden, dass in der gängigen Praxis die Hersteller aus eigenem Interesse bemüht sind, die Messtoleranz möglichst gering zu halten. Dieser Umstand würde dazu führen, dass der Vertrauensbereich der Messergebnisse enger gefasst werden könnte. Solange hierzu jedoch keine repräsentativen Aussagen vorliegen, muss davon ausgegangen werden, dass die maximale Messabweichung dem o.g. Größtfehler entsprechen kann.

Für jeden einzelnen Messwert, aber gleichermaßen auch für die Herstellerangaben ergibt sich somit für die thermischen Messergebnisse:

Maximale Messabweichung $\Delta x = 5\%$ vom Messwert,

und für die elektrischen Messergebnisse:

Maximale Messabweichung $\Delta x = 0,5\%$ vom Messwert.

Die eingesetzte Energiemenge wurde in der Regel anhand des Einsatzstofftagebuches, welches von den Anlagenbetreibern im Rahmen der zollrechtlichen Genehmigung geführt werden muss und dem "üblichen" stoffspezifischen Energiegehalt ermittelt. In dem Einsatzstofftagebuch werden stoffliche Inventurstände (Pflanzenöl) sowie Zu- und Abgänge auf Basis von Lieferscheinen, Rechnungen, o.ä. dokumentiert. Für die angelieferten Energieträger kann zusammenfassend davon ausgegangen werden, dass eine stoffliche Verwiegung durch eine geeichte und geeignete Waage durchgeführt und dokumentenecht (Lieferscheine, Rechnungen) erfasst wurde. Da die technischen Eichvorgaben für Wiegesysteme recht komplex und die individuellen Rahmenbedingungen ohnehin nicht bekannt sind, kann von einer vermuteten "Systemgenauigkeit" für Fahrzeugwaagen im Allgemeinen in Höhe von $\pm 2\%$ (siehe Abbildung 4.5) ausgegangen werden. Für die Inventur- Füllstandmessungen existieren üblicher Weise keine Messeinrichtungen deren Genauigkeit definiert werden könnte. Zwar sind einige Anlagen mit Füllstandsensoren in den Pflanzenöltanks ausgestattet, die über den statischen Druck und die Dichte des Mediums einen Füllstandpegel errechnen, wie präzise diese sporadisch vorzufindenden Messeinrichtungen funktionieren darf in Frage gestellt werden. Die Füllstandermittlung hat somit "Schätzcharakter". Der Definition der Fehlerarten zufolge entspräche eine solche Fehl- oder Falschmessung einem Groben Fehler, der in den Berechnungen wie oben beschrieben ohnehin ausgeblendet wird. Bereits mehrfach wurde in dieser Arbeit angeführt dass zur Ermittlung der zugeführten Energie die eingesetzte Stoffmenge mit dem in der DIN 51605 angeführten spezifischen Energiegehalt von Pflanzenöl i.H.v. $36.000 \frac{kJ}{kg}$ multipliziert wurde. Da in vielen Fällen wie in Kapitel 3.3.1 ausgeführt andere Pflanzenöle wie z.B. Palmöl als das im Focus stehende Rapsöl eingesetzt wurden, die möglicher Weise einen höheren Energiegehalt (ca. $37.500 \frac{kJ}{kg}$) aufweisen, wirkt sich diese spezifische Energiedifferenz natürlich ebenfalls auf die nachgelagerte Auswertung aus. Der mögliche Größtfehler liegt somit bei $+4\%$.

Wiegesystem	Eichintervall	ca.Systemgenauigkeit (+/- in %)	Bemerkungen
Fahrzeugwaage	3 Jahre	0,2	Annahme & Verladung
Gleiswaage	3 Jahre	0,2	Annahme & Verladung
Schüttwaage	2 Jahre	0,25	Annahme & Verladung
Siloverwiegung	3 Jahre	0,2	Verladung
Siloverwiegung mit Messaage	nicht eichfähig	3,0	Verladung (Überladekontrolle)
geeichte Bandwaage	2 Jahre	0,5 bis 1,0	Annahme & Verladung
ungeeichte Bandwaage	nicht eichfähig	0,5 bis 2,0	interne Kontrolle
Achslastwaage	nicht eichfähig	1,0	interne Kontrolle
Radladerwaage	eichf. nach Klasse IIII	1,0	Grobwaage für preiswerte Güter
Waagen in Maschinen, z.B. Probenautomat	2 Jahre	0,1	Automatische, eichfähige Besatzermittlung
Dosierende Behälterwaage	nicht eichfähig eichfähig 2 Jahre	0,1 bis 0,5	Dosiersysteme grds. abhängig von Dosierorganen mit sachgerechter Ausstattung
Dosierbandwaage	nicht eichfähig	0,5	
Differentialdosier- bandwaagen	nicht eichfähig	0,5	
Durchflussmessgeräte			
Corioliswaage	2 Jahre	0,5	Verladung & Kontrollverwiegung
Prallplatte	nicht eichfähig	3,0	interne Kontrolle
Schneckenwaage	nicht eichfähig	3,0	Durchflussmessung in der Schnecke
Klappwaage	nicht eichfähig	3,0	interne Kontrolle

Abb. 4.5: Genauigkeit Wiegesysteme, Quelle: Fa. Bizzler GmbH

Somit resultiert die maximale Messabweichung für die eingesetzte Energiemenge zu

$$\Delta x = 2\% + 4\% = 6\% \text{ vom Messwert.}$$

Zusammenfassung: Eine konkrete, nachhaltige und eindeutige Beurteilung der Messwerte bzw. im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Daten ist wie vor beschrieben nicht möglich. Selbst die näherungsweise bestimmten Messabweichungen können sich bei mathematischen Berechnungen wie z.B. der thermischen Wirkungsgradberechnung ($\eta = \frac{\text{thermische Endenergie}}{\text{eingesetzter Energie}} \equiv \frac{\Delta 5\%}{\Delta 6\%}$) derart auswirken dass die Berechnungstoleranz bis zu ca. 10% beträgt.

Im Einzelfall kann somit aufgrund der möglichen Messabweichung ein Messergebnis möglicher Weise zu falschen Schlussfolgerungen verleiten. Wenn jedoch wie im Rahmen dieser Arbeit eine Vielzahl von Messergebnissen ausgewertet wurden, kann diesen Messergebnissen in der Gesamtheit unterstellt werden, dass sie dem Charakter einer Normalverteilung entsprechen. Dies führt unweigerlich dazu, dass zweifelsfrei Messabweichungen in jeder Einzelmessung vorliegen, die Streuung sich jedoch minimiert und gegen den realen Wert strebt. Die im Rahmen dieser Arbeit abgeleiteten Resultate, zumindest in Hinblick auf die Gesamtauswertungen (Vergleiche

elektrische und thermische Leistungen mit den Herstellerangaben), bleiben uneingeschränkt bestehen.

Auswertung

Die Datenauswertung erfolgt nach mehreren Gesichtspunkten. Da die generelle Eignung und Funktionstüchtigkeit des Antriebsaggregates beim Betrieb mit Pflanzenöl die Zuverlässigkeit des gesamten BHKW maßgeblich mitbestimmt, wurden entsprechende Argumente seitens der Hersteller als Verkaufsargument angeführt. Aus diesem Grund erfolgt eine spezifizierte Analyse der Eignung und Effizienz einzelner Antriebsaggregate beim Betrieb mit Pflanzenöl im ersten Schritt. Dem schließen sich Auswertungen bezüglich der Leistungsfähigkeit der Anlagen unter Berücksichtigung der herstellenseitig angegebenen Kennzahlen an. Eine überschlägige Beurteilung der emissionsrelevanten Aspekte folgt in einem dritten Schritt.

Wie in Kapitel 4 behandelt, unterliegen sämtliche Messwerte grundsätzlich einer gewissen Messunsicherheit. Aus diesem Grund werden in dieser Ausarbeitung lediglich Maschinen miteinander verglichen, deren Betriebskennzahlen in einer repräsentativen Anzahl vorliegend sind. Hierdurch wird erreicht, dass eventuelle "Ausreißer" egalisiert werden und darüber hinaus eine qualifizierende Analyse möglich ist.

5.1 Zusammenhang zwischen elektrischem Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat

Nichts wurde und wird derart stringent diskutiert wie die Eignung bzw. die Leistungsfähigkeiten verschiedener Antriebsaggregate unterschiedlicher Hersteller. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass Anlagenhersteller die Antriebsmotoren und Konzepte auch unter ihren eigenen betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten ausgewählt haben. Die Bezugsmöglichkeiten und -konditionen spielen bzw. spielten

hier mitunter eine entscheidende Rolle. Der maßgebliche Unterschied in der Motortechnik findet sich in der Art und Weise der Kraftstoffeinspritzung. Diese kann man in einem ersten Ansatz in Hoch- bzw. Niederdrucksysteme differenzieren. Während die Befürworter der Niederdrucksysteme mit einer hohen Zuverlässigkeit und geringen Betriebs-/Wartungskosten argumentieren, sollen Hochdrucksysteme eine höhere Effizienz und einen damit verbundenen höheren Wirkungsgrad (vgl. Kapitel 2.6) aufweisen. Inwiefern dies als allgemeingültig, insbesondere für den Betrieb mit Pflanzenöl, angenommen werden darf, wird sich im Laufe dieser Ausarbeitung anhand der Auswertungen zeigen. In den folgenden Tabellen, bzw. der Auswertung im Allgemeinen, sind jeweils gleiche oder baugleiche Antriebsmotoren mit einer Mindestrepräsentanz von fünf Maschinen, basierend auf der Gesamterhebung, zusammengefasst und die elektrischen Wirkungsgrade anhand der operativen Betriebsergebnisse der Jahre 2009 und 2010 berechnet.

Tab. 5.1: Scania 350kW (el.)

Scania 350-kW-Kategorie	elektrischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
DC 16	41,6%	41,8%
DC 16	42,7%	42,3%
DC 16	44,8%	44,1%
DC 16	41,0%	42,1%
DC 16	44,0%	43,3%
DC 16	42,5%	41,9%
DC 16 43 A	40,7%	38,8%
DC 16 43 A	41,7%	
DC 16 43 A	43,0%	42,7%
DC 16 43 A	41,7%	42,9%
DC 16 43 A	41,7%	38,6%
DC 16 43 A	41,7%	38,6%
DC 16 43 A	42,7%	42,3%
DC 16 43 A	43,9%	43,9%
Durchschnitt:	42,4%	41,8%
	42,1%	

Die Berechnung des Wirkungsgrades erfolgt durch einfache Division der Quotienten "eingespeiste Strommenge" und "eingesetzte Primärenergie". Etwaige elektrische

Eigenverbräuche werden somit nicht berücksichtigt, da in aller Regel eine Vollein-
speisung erfolgt.

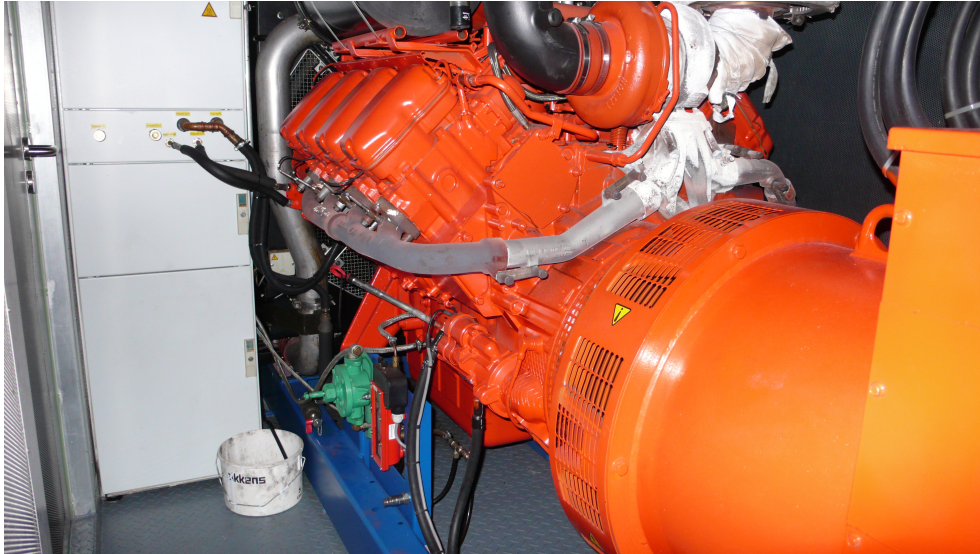


Abb. 5.1: Scania DC 16

Wie bereits in Kapitel 4.4 beschrieben, weisen die berechneten Wirkungsgrade eine gewisse Ungenauigkeit auf. Da jedoch sämtliche Wirkungsgradberechnungen mit den gleichen Faktoren durchgeführt wurden, ist ein Vergleich ohne Weiteres problemlos möglich. Ein direkter Vergleich im Rahmen der Auswertung ist somit möglich und für die Analyse notwendig.

In der ersten Betrachtung (Tabelle 5.1) werden alle erfassten Scania-Motoren des Typs DC 16 herangezogen. Dabei handelt es sich um eine moderne Motorkonstruktion (siehe Abbildung 5.1) mit sogenannten "Pumpe-Düse-Einheiten" (PDE) im Einspritzsystem, die eine piezo-mechanische Funktionsweise besitzen.

Die mechanische Leistung liegt bei ca. 350 kW. Bei der Konstruktion handelt es sich um 8-Zylinder-Maschinen in V-Anordnung bei ca. 16 Liter Hubraum. Als Durchschnitt aller hier betrachteten Anlagen ergibt sich ein Wert für den elektrischen Wirkungsgrad von 42,1% für die beiden Betriebsjahre 2009 und 2010.

Im gleichen Leistungsbereich arbeiten die Volvo-Motoren vom Typ TAD 1641/ 1642 GE (siehe Abbildung 5.2) Diese verfügen ebenfalls über elektronisch gesteuerte Pumpe-Düse-Einspritzeinheiten.

Konstruktiv sind diese Maschinen als 6 Zylinder-Reihenmotor bei ca. 16 Liter Hubraum ausgeführt. Tabelle 5.2 bildet eine repräsentative Anzahl an Betriebsergebnissen dieses Aggregates ab. Obgleich es sich auch bei den Volvo-Maschinen um

Tab. 5.2: Volvo 350kW (el.)

Volvo 350-kW-Kategorie	elektrischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
TAD 1642 GE	39,9%	40,3%
TAD 1642 GE	40,0%	39,2%
TAD 1642 GE	40,4%	40,0%
TAD 1642 GE	40,7%	
TAD 1642 GE	39,2%	40,4%
TAD 1641 GE	40,4%	41,7%
TAD 1642 GE	35,5%	37,3%
TAD 1641 GE	39,0%	39,3%
TAD 1641 GE	39,5%	42,2%
TAD 1641 GE	39,6%	42,9%
TAD 1641 GE	41,1%	42,0%
TAD 1641 GE		31,0%
Durchschnitt:	39,6%	39,6%
	39,6%	

*Abb. 5.2: Volvo TAD 1641 GE*

eine modernere Konstruktion handelt, liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad bei lediglich 39,6%, und damit ganze 2,5% hinter den Scania Maschinen.

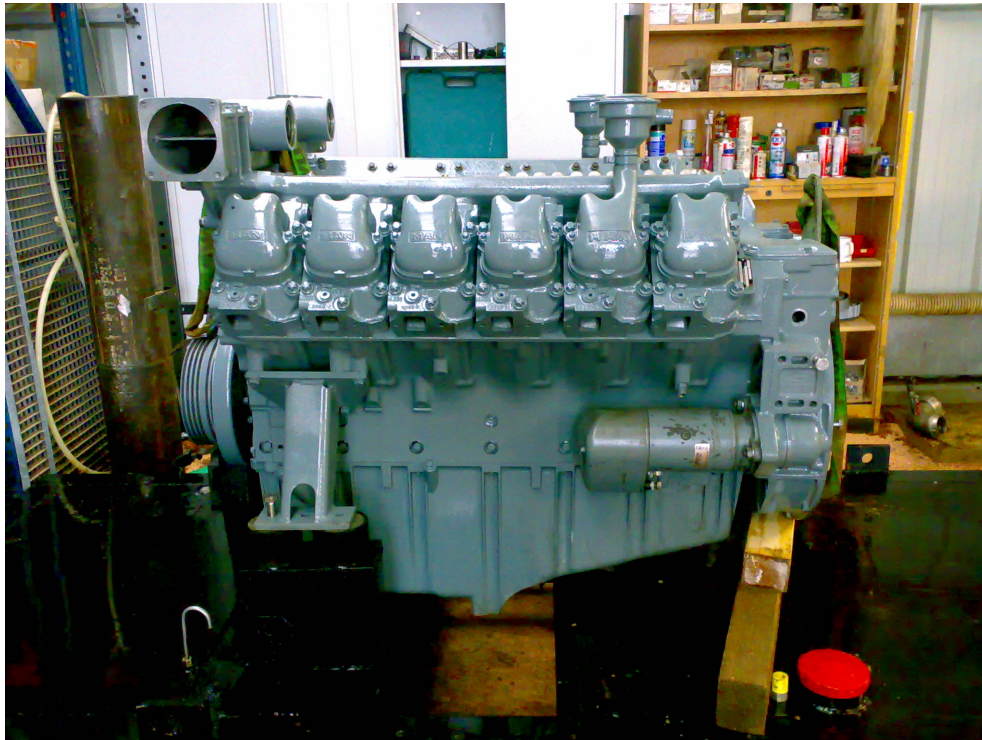


Abb. 5.3: MAN D2842 LE 201

Als Vertreter eines älteren Einspritzsystems, bestehend aus einer klassischen Reiheneinspritzpumpe, Einspritzpumpenleitungen sowie Einspritzdüsen, beschreibt die Tabelle 5.3 einen 12-Zylinder V-Motor, der konstruktiv weitgehend identisch von mehreren Herstellern gebaut wurde und bis heute gebaut wird. Dieser hat stolze 24 Liter Hubraum und wird üblicherweise bei einer elektrischen Leistung von 400 kW betrieben. Der bekannteste bzw. am weitesten verbreitetste Hersteller ist MAN (siehe Abbildung 5.3).

Mit insgesamt 14 Anlagen dieses Baumusters ist dieser Motor zumindest in der vorliegenden Auswertung der am häufigsten eingesetzte Motor. Mit einem gemittelten Wirkungsgrad von 41,0% liegt er zwischen den beiden Vertretern der Hochdrucksysteme, womit generell die These des verbesserten Wirkungsgrades bei diesen durch die operativen Betriebskennzahlen widerlegt ist.

Im Leistungsbereich von 100-200 kW sind die Scania-Motore eher seltener anzutreffen. Der Hersteller MAN befriedigt hingegen diese Leistungsgröße mit einem 6-Zylinder Reihenmotor (D 2866 bzw. D 2876), der von seinen geometrischen Abmessungen bezogen auf Brennraum und Hub mit dem o.g. 12-Zylinder identisch ist. Der Hubraum beträgt somit ca. 12 Liter (siehe Abbildung 5.4). Der Tabelle 5.4 ist

Tab. 5.3: MAN 400kW (el.)

MAN, MTU, OM 400-kW-Kategorie	elektrischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
D 2842 LE 201	41,8%	37,1%
D 2842 LE 201	39,4%	34,8%
D 2842 LE 201	41,2%	42,8%
D 2842 LE 201	40,0%	41,6%
D 2842 LE 201	41,3%	43,5%
MTU 12V 183 TB 32	39,2%	34,6%
MTU 12V 183 TB 32	41,2%	37,2%
MTU 12V 183 TB 32	40,6%	40,3%
MTU 12V 183 TB 32	38,1%	40,2%
OM 444		44,7%
OM 444		56,1%
OM 444		47,0%
D 2842 LE 201	40,4%	43,2%
D 2842 LE 201	39,4%	41,2%
Durchschnitt	40,2%	41,7%
	41,0%	

Tab. 5.4: MAN 200kW (el.)

MAN 200-kW-Kategorie	elektrischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
D 2866 LE 201	40,3%	41,1%
D 2866 LE 201	40,7%	34,9%
D 2866 LE 201	35,0%	38,5%
D 2876 LE 201		42,6%
D 2866 LE 201	43,6%	43,7%
Durchschnitt	39,9%	40,2%
	40,0%	

zu entnehmen, dass der durchschnittliche Wirkungsgrad mit 40,0% gegenüber dem "großen Bruder" ein wenig (ca.1%) schlechter ausfällt. Grundsätzlich lässt sich diese Wirkungsgraddifferenz auf die geringere Motorleistung/Motorgröße zurückführen.

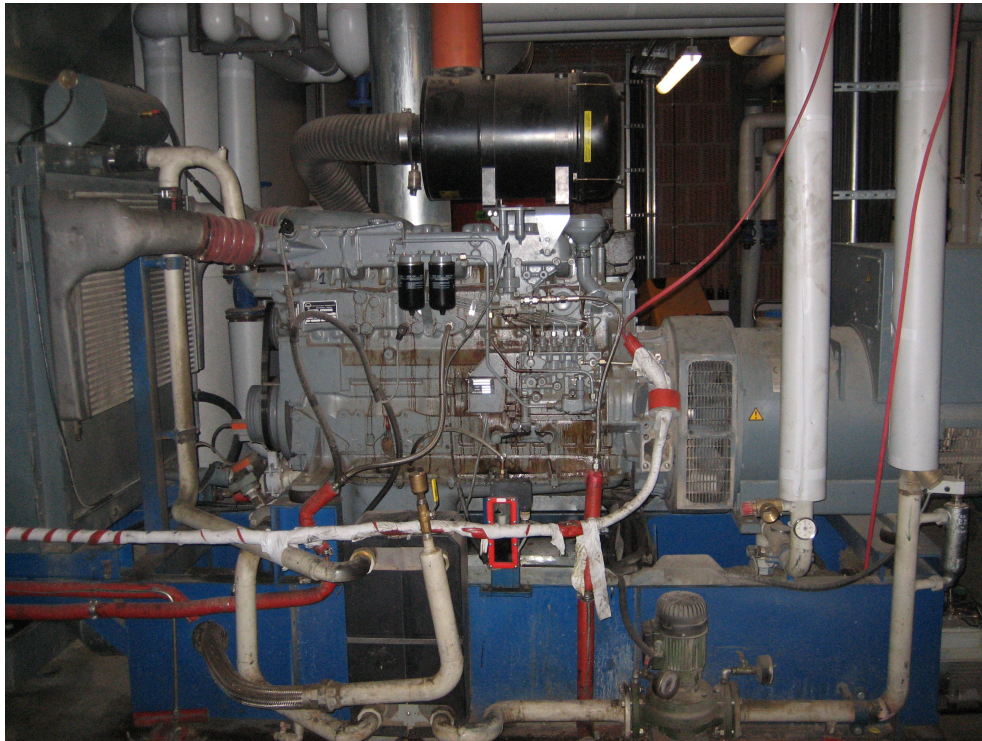


Abb. 5.4: MAN D2876 LE 201



Abb. 5.5: Deutz BF 6M 1013

Neben dem MAN-Aggregat war der Hersteller Deutz mit seinem 6-Zylinder Reihomotor vom Typ BF 6 M 1013 (siehe Abbildung 5.5) und 8-Zylinder V-Motor an insgesamt fünf Anlagen vertreten. Die Leistung liegt bei diesen Motoren zwischen 100 und 150 kW.

Gemessen an der durchschnittlichen elektrischen Anlagenleistung³⁹ von 300 kW sind diese Anlagen die Leistungsschwächsten im betrachteten Portfolio. Aus Sicht der Einspritztechnik handelt es sich ebenfalls um konventionelle, ältere Konstruktionen mit Einspritzpumpe und Düsen.

Die Tabelle 5.5 beschreibt die Betriebsergebnisse, wobei der Wirkungsgrad mit gemittelten 38,7% das untere Ende der Effizienzsкала beschreibt. Zwar finden sich in der im Anhang angefügten Gesamtauswertung weitere Anlagen mit zum Teil schlechteren Wirkungsgraden, jedoch sind diese dann nicht in einer repräsentativen Stückzahl vertreten, um eine repräsentative Aussage treffen zu können.

Tab. 5.5: *Deutz100-150kW(el.)*

Deutz 100- 150- kW- Kategorie	elektrischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
BF 6 M 1013 E	38,3%	38,8%
BF 8M 1015C	37,9%	37,1%
BF 6M 1013E	36,7%	39,0%
BF-6M 1013	38,2%	38,9%
BF-6M 1013		44,3%
Durchschnitt	37,8%	39,6%
	38,7%	

Zwischenergebnis: Die Erkenntnisse können durchaus als überraschend bezeichnet werden. In Tabelle 5.6 sind die Antriebsaggregate der Effizienz nach geordnet. Demnach übernimmt die moderne Scania-Konstruktion "DC 16" die Führungsrolle.

Tab. 5.6: *Ranking Wirkungsgrad*

Hersteller	Motortyp	Wirkungsgrad
Scania	DC 16	42,1%
MAN, MTU, OM	D 2842	41,0%
MAN	D 2866/76	40,0%
Volvo	TAD 1642 GE	39,6%
Deutz	BF -M 1013/1015	38,7%

³⁹bezogen auf alle Anlagen in dieser Erhebung.

Mit etwas mehr als 1% Abstand folgt dann die bereits in die Jahre gekommene Motorkonstruktion MAN/MTU/OM als 12-Zylinder und schließlich der MAN 6-Zylindermotor. Erstaunlich ist, dass eine recht moderne Konstruktion wie der Volvo TAD 1642 GE mit fast 2,5% abgeschlagen nur Rang 4 belegt. Die Deutz-Maschine BF-M 1013/1015 bildet das Schlusslicht in dieser Analyse mit einem Wirkungsgrad von 38,7%. Bedenken sollte man zusätzlich den eingangs beschriebenen Umstand, dass die Berechnungen mittels des eigentlich zu niedrigen Heizwertes des Pflanzenöls durchgeführt wurden. Dies entspricht einer Übervorteilung von ca. 1,5%, was dazu führt, dass der höchste Wirkungsgrad im Praxisbetrieb bei lediglich knapp über 40% (Scania) liegt.

5.2 Zusammenhang zwischen thermischem Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat

Zwar wird die Wirtschaftlichkeit einer Anlage maßgeblich durch die elektrische Arbeit und damit anhand des elektrischen Wirkungsgrades gemessen, doch spielt natürlich auch das Koppelprodukt, die thermische Energie, eine wichtige Rolle. Dies erst recht, wenn die Anlage in der vom Gesetzgeber gewünschten und forcierten Form, der Kraft-Wärme-Kopplung, betrieben wird und die thermische Energie monetär bewertet werden kann. Da im vorherigen Kapitel 5.1 eine qualitative Reihung der Abhängigkeiten des elektrischen Wirkungsgrades zu den Antriebsaggregaten durchgeführt wurde, folgt nun eine analoge Betrachtung mit den jeweiligen thermischen Brutto-Wirkungsgraden. Zwar macht der Gesetzgeber keine verbindlichen Vorgaben zur Art und Weise der Wärmeauskopplung an solchen Anlagen, jedoch hat es sich als üblich herausgestellt die Kühlwasser- und Abgaswärme nutzbar zu machen. Folglich sind die Anlagen in aller Regel mit einem Kühlwasserwärmeaustauscher und einem Abgaswärmeaustauscher ausgestattet. In wenigen Fällen wird zudem die Ladeluftwärme nutzbar gemacht.

Das Vorhandensein der o.g. Wärmeaustauscher ist indes jedoch kein Garant für eine effiziente Anlagentechnik und schon gar nicht für einen effizienten Anlagenbetrieb.

5.2.1 Thermisches Leistungspotential

Um eine qualitative Einschätzung der Anlagenwirkungsgrade, insbesondere der elektrischen und thermischen, durchführen zu können, erfolgt an dieser Stelle eine Zwischenbetrachtung mithilfe einer Energiebilanz zweier typischer Diesellaggregate. Dies auch mit dem Ziel, einen kausalen Zusammenhang zwischen der Abgasresttemperatur und der insgesamt ausgekoppelten Wärmemenge aufzuzeigen.

Als Analyse- / Betrachtungsobjekte dienen zum Einen das Scania-Aggregat "DC 16" und zum Anderen das MAN-Aggregat "D2842". Aus den Herstellerdaten der Antriebsaggregate gehen die in der Tabelle 5.7 ersichtlichen Kennwerte hervor. Hier sind die Herstellerangaben linear auf die theoretisch mögliche Leistung im realen Anlagenbetrieb interpoliert. Bei der Abgaswärme muss beachtet werden, dass sich die angegebene Herstellerleistung auf das gesamte Temperaturgefälle bis auf "Normtemperatur" (20°C) bezieht.

In der nachfolgenden Tabelle 5.8 sind hingegen die berechneten theoretischen Abgaswärmeleistungen bezogen auf die Abgasresttemperatur dargestellt. Wärmeaustau-

Tab. 5.7: Leistungskennzahlen Aggregate

	Scania DC 16				MAN D 2842			
	angegebene Leistung		Nennleistung		angegebene Leistung		Nennleistung	
Feuerungswärmeleistung [kW]	983		793		1015		948	
mechanische Leistung [kW]	439		354		446		417	
Generatorwirkungsgrad [%]	96		96		96		96	
elektrische Leistung [kW]	421	42,86%	340	42,86%	428	42,18%	400	42,20%
Kühlwasserwärme [kW]	168	17,08%	136	17,08%	192	18,92%	179	18,92%
Abgaswärme [kW]	302	30,71%	244	30,71%	313	30,84%	292	30,84%
Abgastemperatur [°C]	478		478		490		490	
Ladeluftwärme [kW]	84	8,54%	68	8,54%	49	4,83%	46	4,83%

scherverluste, Anpassungsfehler oder Übertragungsverluste bleiben aufgrund ihrer Individualität unberücksichtigt, können aber leicht 3-5% betragen.

Tab. 5.8: Wirkungsgrad Abgas

	Abgasresttemperatur [°C]								
	20	50	100	150	175	200	225	250	300
Scania DC16, 340kW									
entspricht Leistung [kW]	244	228	201	175	161	148	135	121	95
Wirkungsgrad	30,77%	28,75%	25,39%	22,04%	20,36%	18,68%	17,00%	15,32%	11,96%
inkl. Kühlwasser	47,85%	45,84%	42,48%	39,12%	37,44%	35,76%	34,08%	32,40%	29,04%
MAN D 2842, 400kW									
entspricht Leistung [kW]	292	273	242	211	196	180	165	149	118
Wirkungsgrad	30,80%	28,84%	25,56%	22,28%	20,64%	19,01%	17,37%	15,73%	12,45%
inkl. Kühlwasser	49,72%	47,75%	44,48%	41,20%	39,56%	37,92%	36,28%	34,64%	31,37%

Zur Erleichterung ist zudem in der jeweils untersten Zeile die prozentuale Summe (thermischer Gesamtwirkungsgrad) aus der Abgaswärme und der Kühlwasserwärme angegeben. Es darf unterstellt werden, dass die Kühlwasserwärme vollständig genutzt wird, da ansonsten der Motor kurzfristig überhitzen würde. Übertragungs- und Anpassungsverluste sind hier noch nicht berücksichtigt.

Zwar können viele Faktoren die thermische Leistungsfähigkeit der Anlagen beeinflussen, jedoch bleibt eine mögliche Fehleranalyse an dieser Stelle zunächst außen vor.

Die Auswertereihe beginnt wieder mit dem Scania DC16-Antriebsaggregat in Tabelle 5.9. Erstaunlich an diesem Zahlenwerk ist, dass hier eine Spreizung von über 13% vorliegt, obgleich alle Anlagen über eine ähnliche Wärmeauskopplung verfügen. In Anlehnung an die Auswertetabelle 5.8 entspricht der ermittelte durchschnittliche Wirkungsgrad einer Abgasresttemperatur von ca. 210°C.

Tab. 5.9: *Scania 350kW (th.)*

Scania 350-kW-Kategorie	thermischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
DC 16	42,9%	36,9%
DC 16	31,9%	33,3%
DC 16	34,0%	35,2%
DC 16	33,0%	33,6%
DC 16	41,9%	40,9%
DC 16	40,4%	39,5%
DC 16 43 A	34,3%	34,1%
DC 16 43 A	35,9%	
DC 16 43 A	29,1%	25,1%
DC 16 43 A	29,7%	28,6%
DC 16 43 A	28,9%	32,7%
DC 16 43 A	28,9%	32,7%
DC 16 43 A	31,9%	33,3%
DC 16 43 A	29,5%	31,1%
Durchschnitt	33,7%	33,6%
	33,7%	

Tabelle 5.10 beschreibt die Anlagen mit einem Volvo-Antriebsaggregat. Sofort auffällig ist hier der gemittelte Wirkungsgrad von 39,3%, der damit fast 6% über dem der Scania-Aggregate liegt (Tabelle 5.9).

Wie der Gesamterhebung zu entnehmen ist, liegen die Herstellerangaben der elektrischen wie auch thermischen Leistung häufig auf "Augenhöhe". Für die Stromkennzahl bedeutet dies einen Wert um 1. Die betreffende Anlage erzeugt also annähernd die gleiche Menge an thermischer wie auch elektrischer Energie. Da der elektrische Wirkungsgrad wie unter Kapitel 5.1 analysiert, im Fall von Dieselmotoren bei rund 40% liegt, entspricht das auch dem thermischen Wirkungsgrad, was näherungsweise einer Abgasresttemperatur gemäß der überschlägigen Berechnung von 140-170°C entspricht. Der stichprobenartig durchgeführten Abgasanalytik und damit verbun-

Tab. 5.10: Volvo 350kW (th.)

Volvo 350-kW-Kategorie	thermischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
TAD 1642 GE	38,9%	40,7%
TAD 1642 GE	38,0%	39,0%
TAD 1642 GE	40,2%	40,4%
TAD 1642 GE	42,0%	
TAD 1642 GE	33,8%	32,6%
TAD 1641 GE	37,5%	33,7%
TAD 1642 GE	39,7%	41,7%
TAD 1641 GE	39,2%	40,0%
TAD 1641 GE	39,3%	40,7%
TAD 1641 GE	36,4%	44,2%
TAD 1641 GE	37,7%	43,3%
TAD 1641 GE		46,2%
Durchschnitt	38,4%	40,2%
	39,3%	

denen Temperaturmessung kann entnommen werden, dass keine der gemessenen Anlagen eine Abgastemperatur unter 200°C aufwies ⁴⁰.

Aufgrund des Umstandes, dass die hier berechneten thermischen Wirkungsgrade analog der elektrischen Wirkungsgrade auf Grundlage des gleiche Primärenergieeinsatzes ermittelt wurden, liegt auch dieser um ca. 1,5% über den "realen" Werten. In Einzelfällen wurde das thermische Potential der Abgasenergie derart genutzt, dass hier Abgastemperaturen deutlich unter 100°C erreicht werden. Gerade in diesem Kontext kann auf den Hersteller Senertec verwiesen werden, der mit seinem BHKW-Konzept "Dachs" in verhältnismäßig großen Stückzahlen "serienmäßige Abgaswerte" von unter 80°C [41] erreicht. Sicherlich kann es aufgrund örtlicher Begebenheiten an Anlagenstandorten Gründe für eine erhöhte Abgastemperatur geben, jedoch sollte dies eher die Ausnahme sein. Aus technischer Sicht ist es problemlos möglich, dem Abgasstrom thermische Energie bis auf eine Resttemperatur von 100°C oder gar 50°C zu entziehen. Der Wirkungsgrad würde damit um ca. 7-10% ansteigen, was

⁴⁰Die Abbildung 5.6 zeigt eine Thermografieaufnahme eines BHKW-Abgassystems. Gekennzeichnet ist hier der heißeste Punkt - das Abasrohr mit einer Temperatur von fast 300°C in diesem Fall hinter dem Abgaswärmeaustauscher, wo ein solches Temperaturniveau nicht zu erwarten war.



Abb. 5.6: Thermografieaufnahme Abgassystem

einen Nutzungsgrad von ca. 85-90% zur Folge hätte und somit auch das Hocheffizienzkriterium der Europäischen Gemeinschaft mit 85% für KWK-Anlagen erfüllen würde. Von dem Erreichen des "technisch Möglichen" kann also nicht die Rede sein, eher von einer "üblichen Anlagenkonfiguration".

Die Zwölfzylindermaschinen (MAN, MTU, Mercedes) warten gemäß Tabelle 5.11 mit einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 39,3% auf. Dies entspricht in etwa einer Abgasresttemperatur (siehe Tabelle 5.8) von 190°C.

Die Sechszylindermaschinen von MAN liegen gegenüber ihren "großen Verwandten" um gut 3% zurück (siehe Tabelle 5.12). Auch der elektrische Wirkungsgrad liegt mit ca. 1% hinter den 12-Zylindern, warum jedoch der thermische um das 3-fache abweicht, kann zunächst nur spekuliert werden. Bei der elektrischen Leistung ist ein Argument in den – relativ betrachtet – leistungsintensiveren Nebenantrieben und den somit einhergehenden Verlusten zu sehen. Im übertragenen Sinne wäre ein Erklärungsversuch auf die ebenfalls relativ höhere Verlustwärmemenge abzustellen. Eine derartig tiefgehende Analytik kann nur individuell vor Ort mit entsprechendem Meßequipment durchgeführt werden.

Für eine Überraschung sorgt indes die Auswertung der Deutz-Aggregate (Tabelle 5.13). Aus Sicht der elektrischen Effizienz bilden sie bekanntermaßen das Schlusslicht der diesbezüglichen Auswertung. Auf der thermischen Seite sind sie ebenfalls

Tab. 5.11: *MAN 400kW (th.)*

MAN, MTU, OM 400-kW-Kategorie	thermischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
D 2842 LE 201	41,0%	45,5%
D 2842 LE 201	46,1%	40,9%
D 2842 LE 201	47,5%	49,5%
D 2842 LE 201	34,1%	35,4%
D 2842 LE 201	35,2%	37,1%
MTU 12V 183 TB 32	36,9%	
MTU 12V 183 TB 32	36,1%	
MTU 12V 183 TB 32	26,5%	
MTU 12V 183 TB 32	32,9%	
OM 444		43,2%
OM 444		53,8%
OM 444		38,9%
D 2842 LE 201	35,9%	35,6%
D 2842 LE 201	36,2%	35,0%
Durchschnitt	37,1%	41,5%
	39,3%	

optimierungsbedürftig. Mit durchschnittlich 37,11% übertreffen sie jedoch die MAN-Anlagen um 1%.

Tab. 5.12: *MAN 200kW (th.)*

MAN 200-kW-Kategorie	thermischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
D2866 LE201	29,7%	30,8%
D2866 LE201	42,7%	35,8%
D2866 LE201	31,4%	34,5%
D2876 LE201		44,8%
D2866 LE201	37,9%	40,3%
Durchschnitt	35,4%	37,2%
	36,3%	

Tab. 5.13: Deutz 100-150kW (th.)

Deutz 100- 150- kW- Kategorie	thermischer Wirkungsgrad	
	2009	2010
BF 6 M 1013 E	43,2%	43,2 %
BF 8M 1015C	28,6%	30,5%
BF 6M 1013E	28,2%	36,5%
BF-6M 1013	39,8%	40,5%
BF-6M 1013		45,7%
Durchschnitt	35,0%	39,3%
	37,2%	

Tab. 5.14: Ranking Wirkungsgrad (th.)

Hersteller	Motortyp	Wirkungsgrad
Volvo	TAD 1642 GE	39,3%
MAN, MTU, OM	D 2842	39,3%
Deutz	BF -M 1013/1015	37,1%
MAN	D 2866/76	36,3 %
Scania	DC 16	33,7%

Zwischenergebnis: In Tabelle 5.14 sind die Antriebsaggregate der thermischen Effizienz nach geordnet. Die Spitzenreiter des elektrischen Wirkungsgrades – die Scania-Maschinen – fallen auf den letzten Platz mit lediglich 33,7% zurück. Die Führungsposition teilen sich die Volvo und die 12-Zylinder Maschinen von MAN, MTU und OM mit 39,3%. Damit liegt die Spanne zwischen dem höchsten und niedrigsten Wirkungsgrad bei fast 6%. Offensichtlich hat das Antriebsaggregat nur einen geringen Einfluss auf die grundsätzliche thermische Leistungsfähigkeit der Anlage. Somit lässt sich schlussfolgern, dass die Wahl und die Qualität der verwendeten Komponenten, vor allem der Abgaswärmeaustauscher, maßgeblich für das thermische Leistungsvermögen einer Anlage verantwortlich sind.

5.3 Vergleich der Herstellerangaben und der operativen Betriebsergebnisse

Die oben durchgeführten Auswertungen basierten auf einer statistischen Mittelwertberechnung, die ihrerseits relativ unspezifisch ist. Aus diesem Grund folgt nun eine Auswertung der Betriebsergebnisse im Kontext der Herstellerangaben. Abweichungen werden prozentual ausgedrückt, um eine durchgängige qualitative Beurteilung aufgrund der unterschiedlichen Leistungsniveaus zu ermöglichen. Die Methodologie beinhaltet zunächst die Bestimmung des elektrischen bzw. thermischen Wirkungsgrades durch einfache Quotientenbildung aus erzeugter elektrischer bzw. thermischer Energiemenge und der zugeführten Primärenergie. Auch hier muss wieder beachtet werden, dass die Berechnungsergebnisse gegenüber der "Realität" aufgrund des pauschal angenommenen spezifischen Primärenergieansatzes zu hohe Ergebnisse (Werte) liefert. Diese Resultate werden letztlich mit den Herstellerangaben abgeglichen und die Abweichungen grafisch dargestellt. Da in der Erhebung zwei Betriebsjahre erfasst wurden, findet zudem eine Auswertung der zeitlichen Entwicklung statt.

5.3.1 Analyse der thermischen Energieerzeugung

Die Abbildung 5.7 bildet die Bruttowärme-Wirkungsgrade ab. Die Abszisse gibt anonymisiert die betrachteten Anlagen als laufende Nummer wieder. Eine Sondierung der Daten in Bezug auf Plausibilität hat hier nicht statt gefunden, es handelt sich somit zunächst um berechnete "Rohwerte", die mit entsprechenden "Fehlerbalken" (siehe Kapitel 4.4.1) zur Relativierung ausgestattet sind. Die Beurteilung eines einzelnen spezifischen Kennwertes sollte auch in Hinblick auf mögliche Fehlereinflüsse hinterfragt bzw. verifiziert werden.

Der Durchschnittswert lag im Betriebsjahr 2009 bei 36,6%, im Betriebsjahr 2010 etwas höher bei dennoch ernüchternden 38,8%. Ein Zusammenhang oder gar ein Trend ist aus der Grafik nicht abzuleiten, vielmehr erweckt die Verteilung den Anschein, die Werte seien zufällig generiert. Würden die Anlagenbauer eine Maximierung der thermischen Leistungsfähigkeit ihrer Anlagen anstreben, müssten die Ergebnisse deutlich enger beieinander liegen, da das Wärmepotential von Verbrennungsmotoren annähernd gleich ist. Wenn wie hier Einzelfälle Wirkungsgrade um 29% aufweisen, entspricht dies einer weitestgehend vollständigen Wärmeabfuhr der Abgaswärme, was nach heutigen Maßstäben inakzeptabel ist.

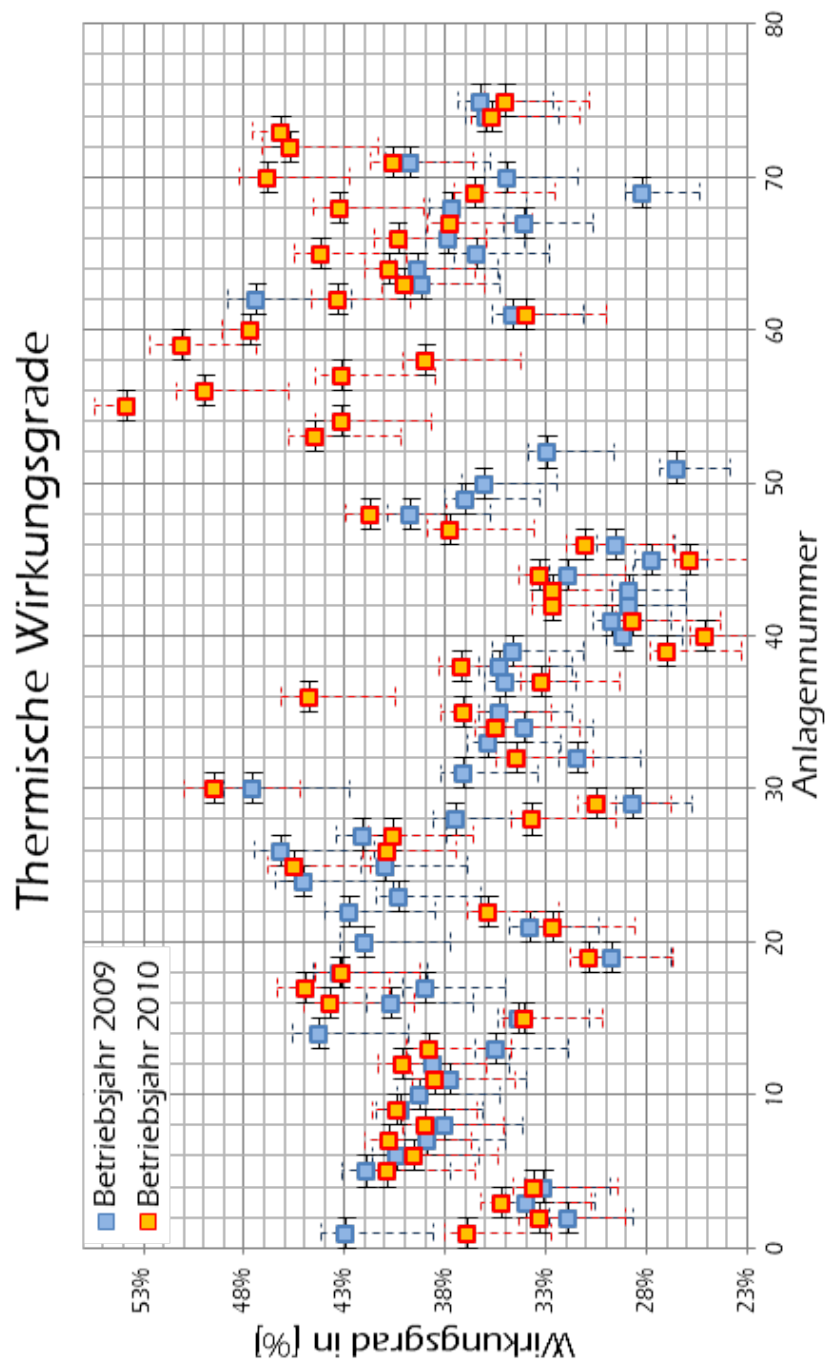


Abb. 5.7: Thermische Anlagenwirkungsgrade

Die Abbildung 5.8 gibt die Änderung der thermischen Betriebsergebnisse von 2010 gegenüber 2009 wieder, wobei die 0%-Linie dem Betriebsergebnis der Anlage aus dem Jahr 2009 entspricht. Während die Herstellerangaben zumindest aus Sicht des Betreibers gerne in positiver Richtung abweichen dürfen, ist eine Minderleistung zunächst eine energetische Einbuße, die durchaus auch monetär ausgedrückt werden kann, und somit nicht im Interesse des Betreibers liegen wird. Ob die positiven

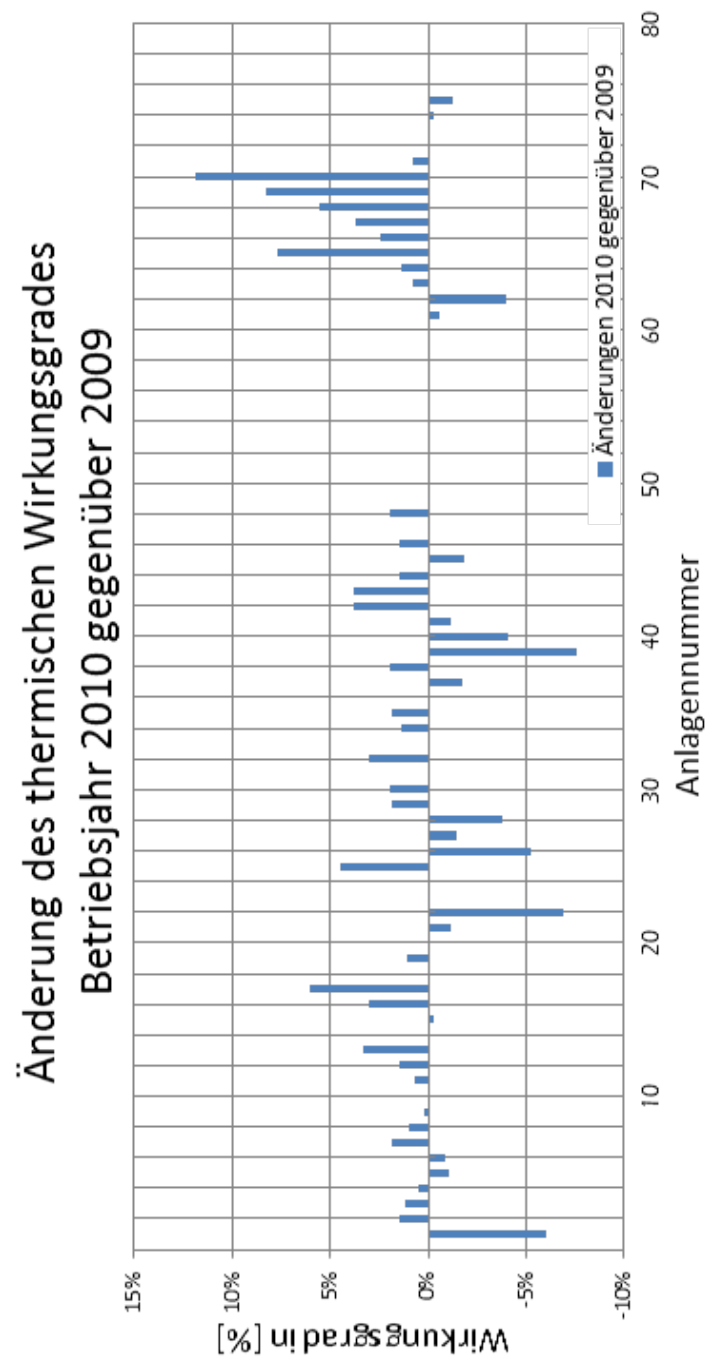


Abb. 5.8: Änderung des thermischen Wirkungsgrades Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009

Abweichungen, mit Anlagenoptimierungen einhergehen, kann schon deshalb ausgeschlossen werden, weil eigentlich keine Anlage in technischer Hinsicht modernisiert wurde. Ausgehend von o.g. Durchschnittsresultat von 38,8% im Betriebsjahr 2010 besteht nach wie vor deutliches Optimierungspotential. Mögliche Erklärungsversuche für die Abweichungen wären ggf. eine Unschärfe in der Primärenergieberechnung,

eine geänderte Betriebsweise oder Wartungsmaßnahmen wie z.B. Reinigung des Abgaswärmeaustauschers.

In Abbildung 5.9 wird die Abweichung der vom Hersteller zugesicherten thermischen Leistung der Anlage zu der tatsächlich erreichten Leistung dargestellt.

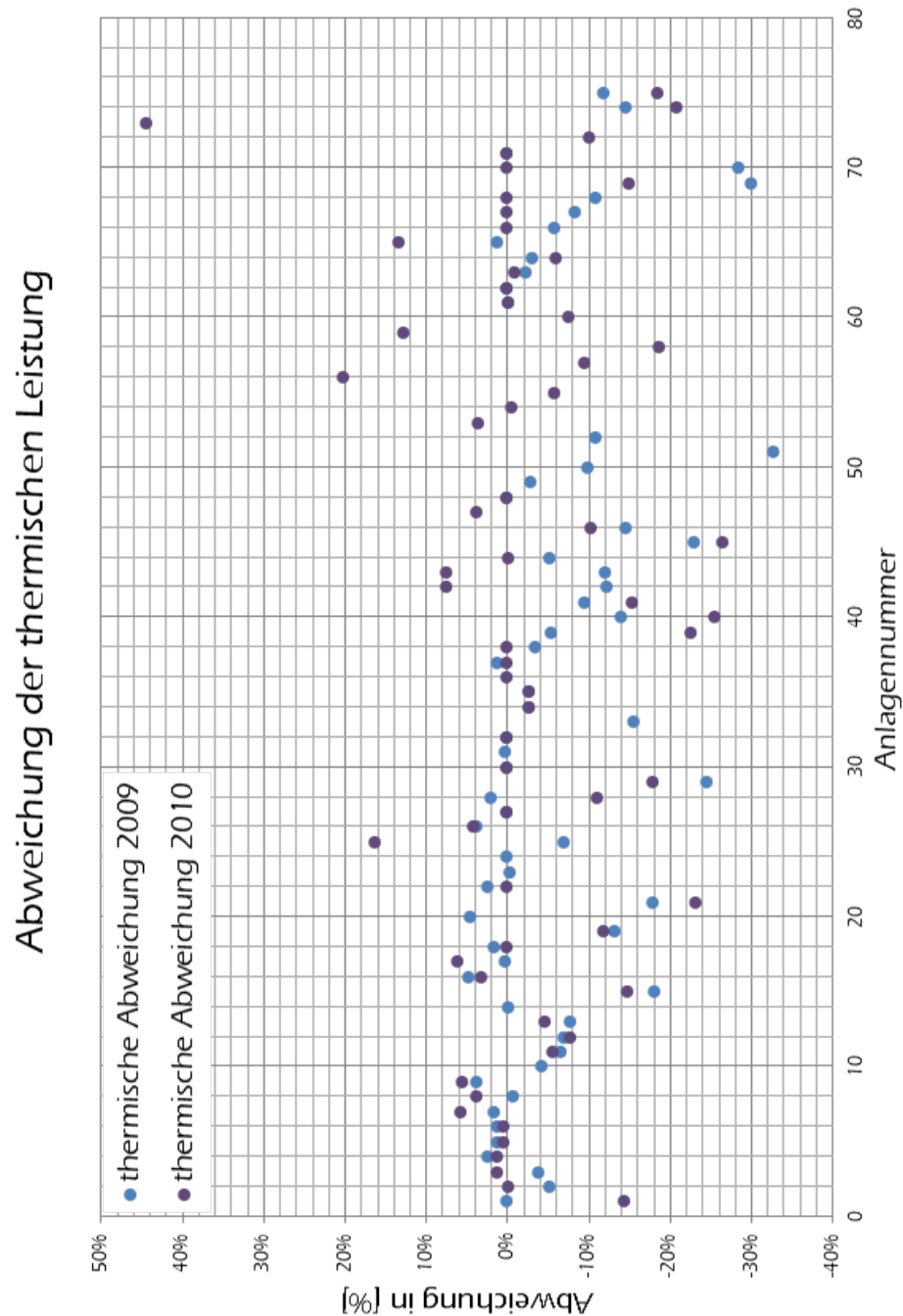


Abb. 5.9: Abweichung thermischer Wirkungsgrade

Dabei gilt es zu beachten, dass einige Anlagenkennzahlen unter Zuhilfenahme der Stromkennzahl berechnet wurden. Dies führt dann unweigerlich dazu, dass diese Berechnungsergebnisse unweit der Herstellerangaben liegen.

Im Betriebsjahr 2009 liefen 42 von 75 Anlagen hinter ihren thermischen Erwartungen. Die durchschnittliche Minderleistung beträgt 9,7%⁴¹, was einem absoluten Wert von durchschnittlich 44,9 kW entspricht. Diese Zahlen werden durch das Betriebsjahr 2010 weitestgehend bestätigt, bis auf den Umstand, dass es sich hier nur noch um 34 defizitäre Anlagen handelt. Die Minderleistung beträgt hier im Mittel 36,8 kW.

5.3.2 Analyse der elektrischen Energieerzeugung

Analog zu der thermischen Betrachtung erfolgt nun die Analyse der elektrischen Betriebsergebnisse. Die elektrische Energie stellt grundsätzlich eine höherwertige (aus monetärer Sicht) Energieform dar. Mindererträge/Defizite an dieser Stelle wirken sich, wirtschaftlich betrachtet, deutlich intensiver als die thermische Minderleistung aus.

Auffallend an der Abbildung 5.10 sind die beiden "Ausreißer" oberhalb der 50%-Linie. Diese können getrost als unplausibel definiert werden. Selbst Wirkungsgrade im Bereich der 45%-Linie müssen in Frage gestellt werden. Betrachtet man in dieser Grafik ebenfalls die Fehlerbalken, nähern sich die Werte dem aktuell technisch Möglichen an. Anders als bei der thermischen Energie zeigen sich hier – von einigen "Ausreißern" einmal abgesehen – annähernd Normalverteilungen mit Mittelwerten von 40,4% im Jahr 2009 und 41,0% im Jahr 2010.

Die Entwicklung der elektrischen Wirkungsgrade aus dem Jahr 2010 gegenüber 2009 kann der Abbildung 5.11 entnommen werden. Auch hier ist die Varianz recht gering, wobei die Gründe hierfür andere sein dürften als bei der thermischen Entwicklung. Neben einer Unschärfe bei der Primärenergiedokumentation könnten geänderte Betriebs- und Anlagenzustände hierfür verantwortlich sein.

Um jedoch beurteilen zu können, ob die Betriebsergebnisse mit den Herstellerzusicherungen korrelieren, bedarf es eines solchen Abgleiches.

Dargestellt in der Abbildung 5.12 ist die Abweichung der ermittelten operativen Betriebsergebnisse.

Im Jahr 2009 wiesen von 63 Anlagen immerhin 57 einen schlechteren elektrischen Wirkungsgrad als vom Hersteller zugesichert auf. In 2010 waren es immer noch 54

⁴¹unter Berücksichtigung aller Anlagenergebnisse, also auch der theoretisch errechneten.

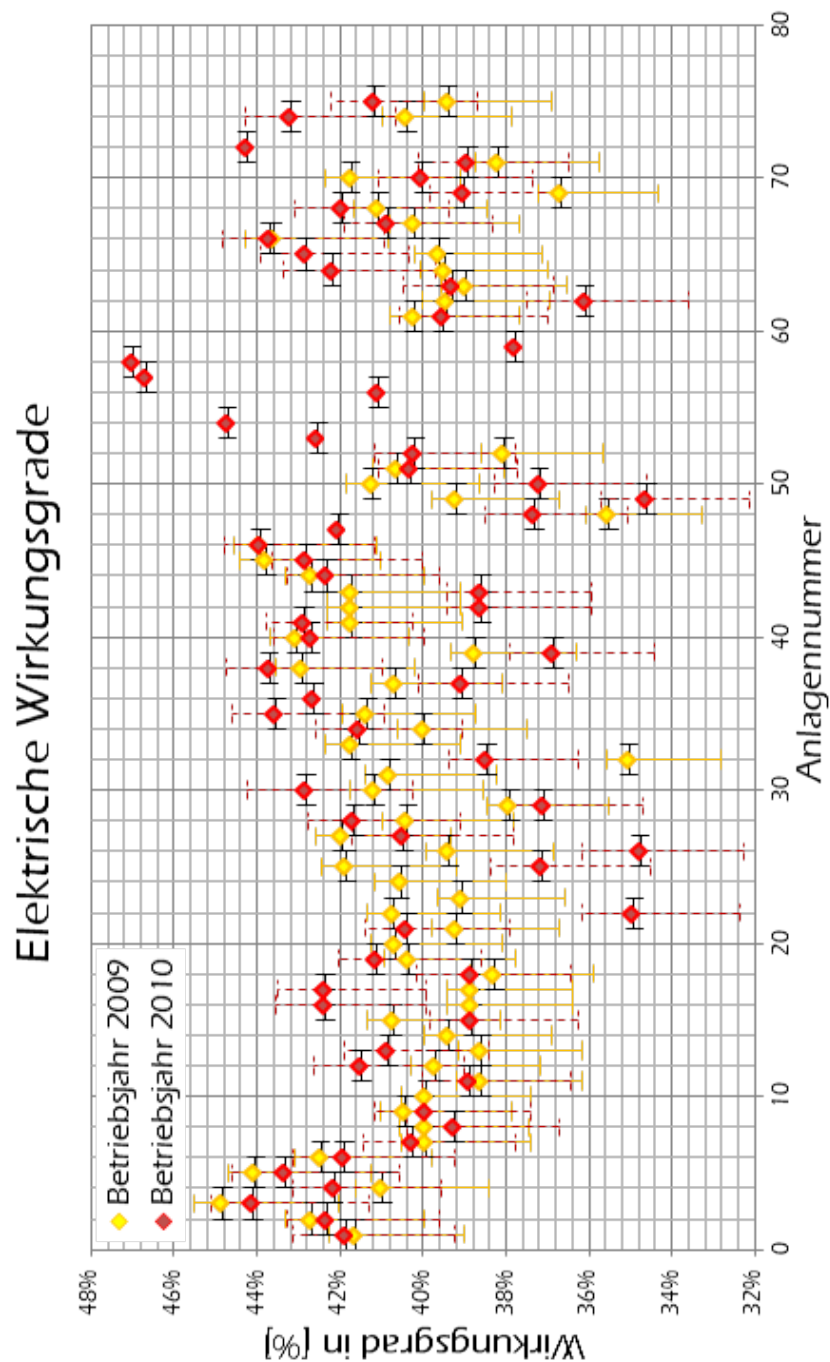


Abb. 5.10: Elektrische Anlagenwirkungsgrade

von 66 Anlagen. Im Durchschnitt lagen dies Anlagen im Betriebsjahr 2009 um 3,23% und in 2010 um 3,40% hinter den Herstellerangaben. In Absolutwerten entspricht diese Minderleistung einer defizitären Energiemenge von insgesamt ca. 6.590 bzw. 4.148 MWh. Wollte man diese Energiemenge erzeugen, würde man eine Pflanzenölmenge von ca. 2.685 Tonnen benötigen. In der vereinfachten Betrachtung wäre

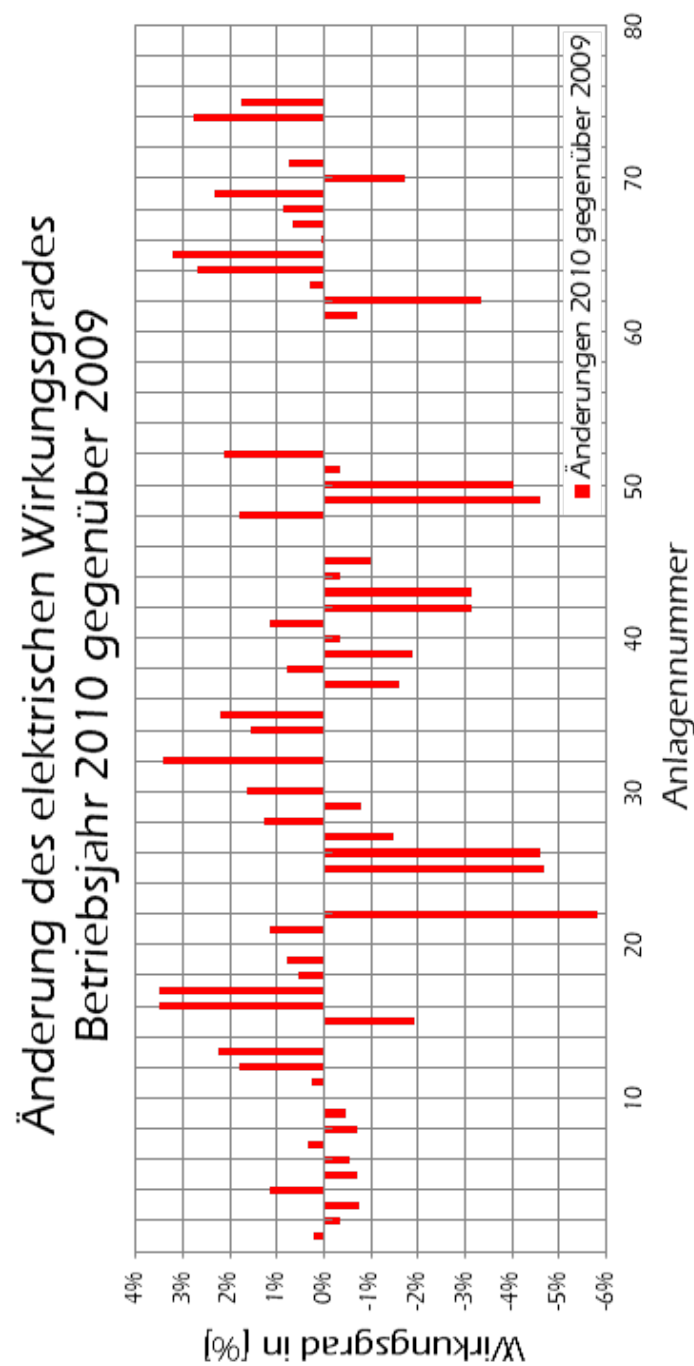


Abb. 5.11: Änderung des elektrischen Wirkungsgrades Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009

zwar die Erzeugung CO₂ neutral⁴², jedoch entspricht diese Menge einem derzeitigen Rohstoffwert von über 2 Millionen Euro.

⁴²Es sollte beachtet werden, dass dennoch weitere Schadgase emittiert werden.

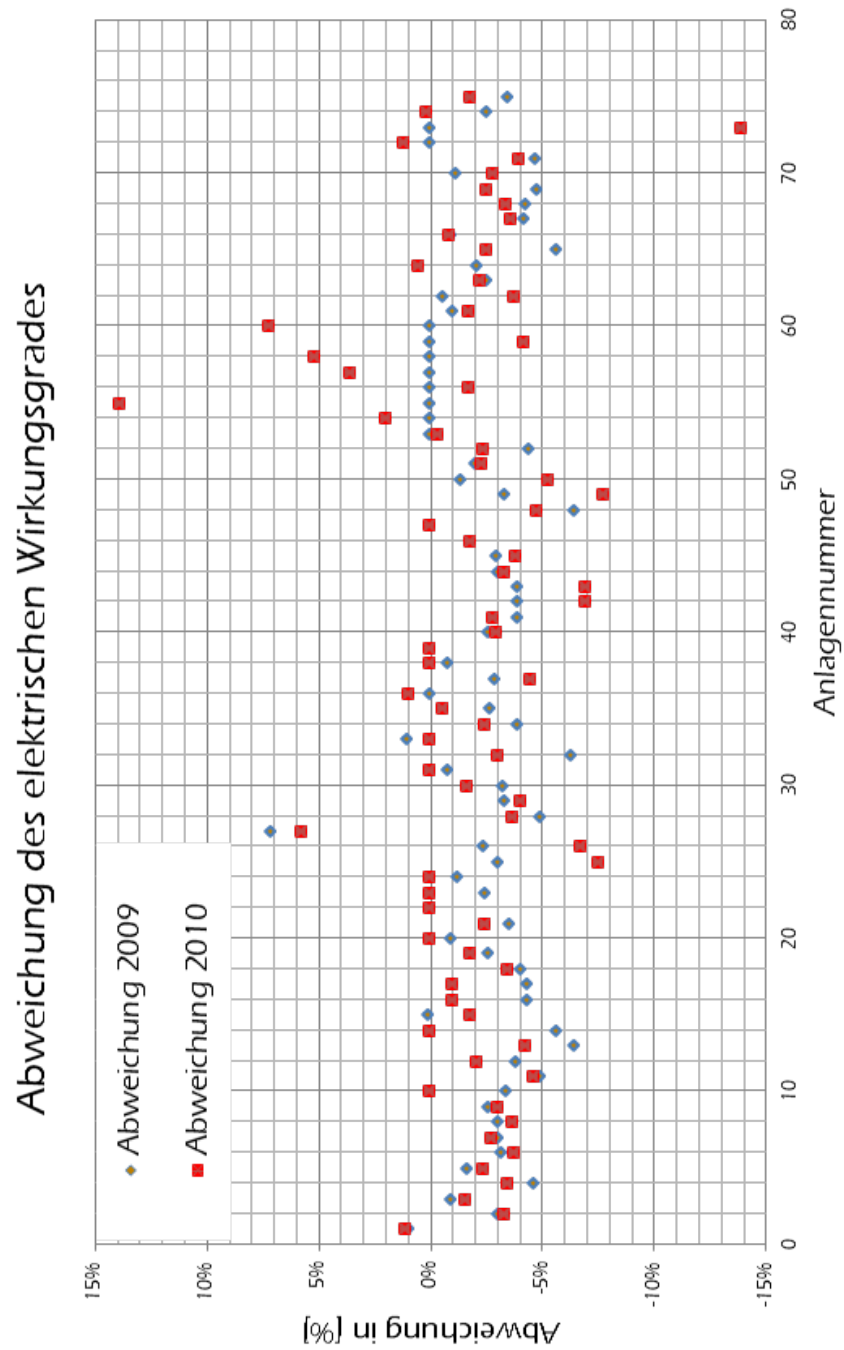


Abb. 5.12: Abweichung des elektrischen Wirkungsgrades (operativer Anlagenbetrieb zu Herstellerangaben)

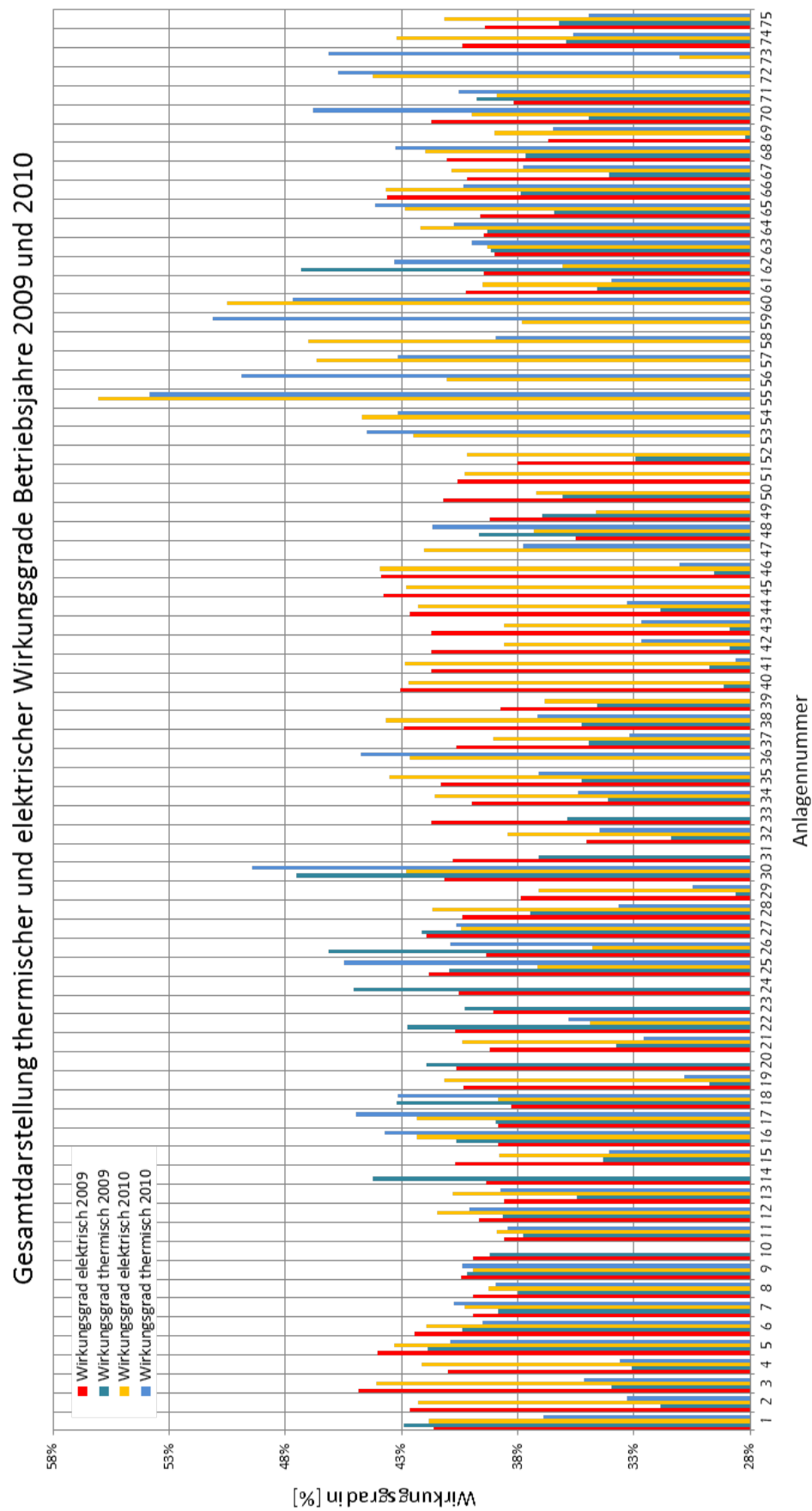


Abb. 5.13: Gesamtdarstellung der Wirkungsgrade

Um die Theorie des kausalen Zusammenhangs zwischen Primärenergie und Wirkungsgradentwicklung über die beiden Betriebsjahre 2009 und 2010 zu visualisieren, sind in der Abbildung 5.13 alle Betriebsergebnisse nebeneinander dargestellt.

Wäre einzig die Unschärfe des Primärenergieinputs verantwortlich für die sich ergebene Varianz, so bliebe das Verhältnis zwischen Strom und Wärme in den beiden Betriebsjahren bezogen auf die betrachtete Anlage gleich.

Da die Grafik recht komplex ist, dient die Abbildung 5.14 einer vereinfachten Analytik. Dort sind nun die Abbildungen 5.11 und 5.8 überlagert dargestellt.

Die 0%-Linie beschreibt wiederum die Betriebsergebnisse aus dem Jahr 2009. Änderungen aus dem Jahr 2010 hierzu werden entsprechend dargestellt. Der o.a. Theorie folgend müssten, wenn die Entwicklungen (Veränderungen in den Wirkungsgraden) auf die Primärenergie zurückzuführen wären, eine Veränderung in gleichem Verhältnis paarweise auftreten. In einigen Fällen ist diese Theorie zutreffend, jedoch nicht in allen, was zu der Schlussfolgerung führt, dass dies nicht die allgemeingültige Erklärung der Abweichungen ist. Eine substantiierte Ursachenermittlung wird an dieser Stelle nicht weiter durchgeführt.

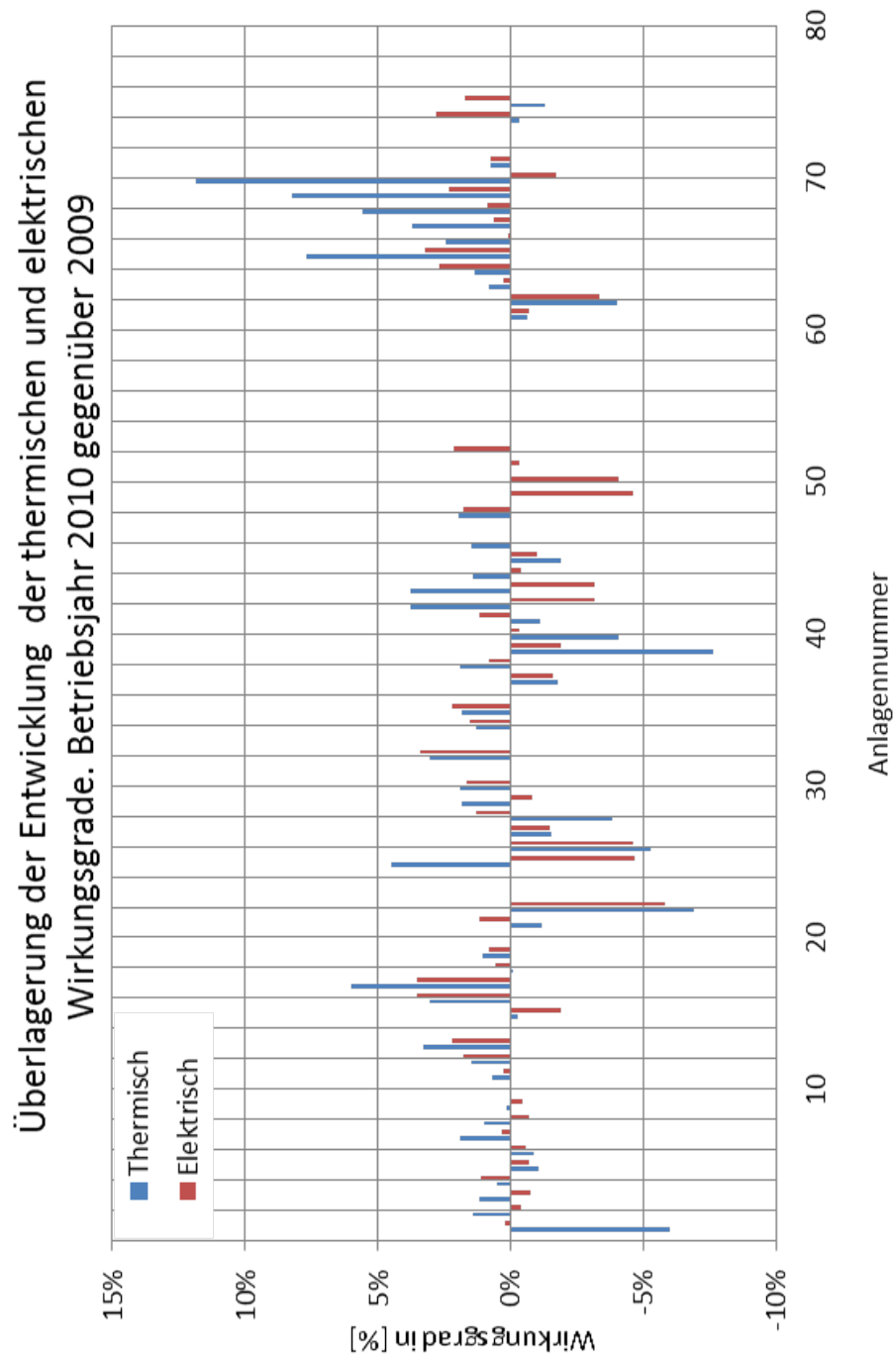


Abb. 5.14: Überlagerung der Entwicklung der thermischen und elektrischen Wirkungsgrade. Betriebsjahr 2010 gegenüber 2009

5.4 Abgasanalytik

In den Anfangszeiten des Anlagenbaus im Bereich der erneuerbaren Energien waren viele Genehmigungsbehörden mit der Klassifizierung der Anlagen überfordert. So existieren Genehmigungen zu Blockheizkraftwerken, die diese als Heizungsanlage, als Notstromanlage oder gar als Werkzeugmaschine definieren. Grundsätzlich handelt es sich bei BHKW richtiger Weise um eine "Verbrennungsmotoranlage zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von [...] naturbelassenen Pflanzenölen...", gemäß der vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)⁴³. Sofern die BHKW-Anlage eine Feuerungswärmeleistung (FWL) kleiner 1000 kW einhält, ist je nach der Fassung der anzuwendenden Landesbauordnung eine Genehmigung hiernach, bei einer Feuerungswärme über 1000 kW eine Genehmigung gemäß dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz erforderlich. Unabhängig von der Art der Genehmigung (oder auch wenn keine Genehmigung notwendig war und ist) soll die Verwaltungsvorschrift TA Luft beachtet und die hier definierten Grenzwerte eingehalten werden. Die Abbildung 5.15 zeigt die für BHKW mit Selbstzündermotor, einer Feuerungswärmeleistung kleiner 3 MW, relevanten Emissionen und Grenzwerte.

Tab. 5.15: Grenzwerte TA- Luft

TA- Luft, Nr. 5.4.1.4. Verbrennungsmotoren	
Emission:	Grenzwert:
Kohlenmonoxid	300 mg/m ³
Stickstoffoxide	1000 mg/m ³
Formaldehyd	60 mg/m ³

Im Gegensatz zu den nach Landesbauordnung genehmigten Anlagen unterliegen die nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz genehmigten Anlagen einer Überwachungspflicht. Hier müssen in regelmäßigen Abständen die Emissionen von unabhängigen Überwachungsstellen überprüft werden. Erstgenannte unterliegen keinerlei standardisierter Überprüfungen. Aus besonderem Anlass hat natürlich die Überwachungsbehörde die Möglichkeit, eine außerordentliche Überprüfung zu veranlassen, jedoch wird dies in der Praxis kaum erfolgen. Zumeist genügen als Nachweis zur Einhaltung der geforderten Grenzwerte die Herstellerdatenblätter der Antriebsmaschinen. Da ungefähr 90% der hier betrachteten Anlagen entweder mit einer Ge-

⁴³Definition gemäß Nummer 1.4 Spalte 2 a

nehmung nach Landesbauordnung oder gar ohne Genehmigung errichtet wurden, wird zwar die Einhaltung der Grenzwerte vorausgesetzt, eine Gewissheit liegt aber bisweilen nicht vor. Freundlicher Weise wurde von der Testo AG ein kompaktes Abgasanalysegerät für diese Ausarbeitung zur Verfügung gestellt. Eine Beschreibung dieses Messgerätes findet sich in Anhang A.0.1. Die hier dokumentierten Messungen sind ungeachtet einer Messvorschrift durchgeführt worden, da die Ergebnisse lediglich informativen Charakters sind. Dies bezieht sich im Besonderen auf den Messort, der je nach örtlichen Begebenheiten einer guten Zugänglichkeit geschuldet war. Die jeweiligen Rahmenbedingungen führten dazu, dass lediglich an ungefähr einem Drittel der hier erfassten Anlagen auch eine Abgasanalytik durchgeführt werden konnte. Dennoch ist es ohne Weiteres möglich, eine klare Tendenz festzustellen. Messtechnisch erfasst wurde nur eine Kennzahl⁴⁴, die jeweilige "Partnergröße" wurde nach folgenden Maßgaben berechnet:

$$CO \left[\frac{mg}{m^3} \right] = \frac{(21 - 5)\%}{(21 - \text{gemessener } O_2)\%} * CO [ppm] * 1,25 \quad (5.1)$$

$$CO [ppm] = \frac{CO \left[\frac{mg}{m^3} \right] * \frac{(21 - \text{gemessener } O_2)\%}{(21 - 5)\%}}{1,25} \quad (5.2)$$

$$NO_x \left[\frac{mg}{m^3} \right] = \frac{(21 - 5)\%}{(21 - \text{gemessener } O_2)\%} * NO_x [ppm] * 2,05 \quad (5.3)$$

$$NO_x [ppm] = \frac{NO_x \left[\frac{mg}{m^3} \right] * \frac{(21 - \text{gemessener } O_2)\%}{(21 - 5)\%}}{2,05} \quad (5.4)$$

$$SO_2 \left[\frac{mg}{m^3} \right] = \frac{(21 - 5)\%}{(21 - \text{gemessener } O_2)\%} * SO_2 [ppm] * 2,86 \quad (5.5)$$

$$SO_2 [ppm] = \frac{SO_2 \left[\frac{mg}{m^3} \right] * \frac{(21 - \text{gemessener } O_2)\%}{(21 - 5)\%}}{2,86} \quad (5.6)$$

⁴⁴Die Konzentration der einzelnen Emissionen werden wahlweise in den Einheiten $\left[\frac{mg}{m^3} \right]$ und [Parts per Million (ppm)] angezeigt.

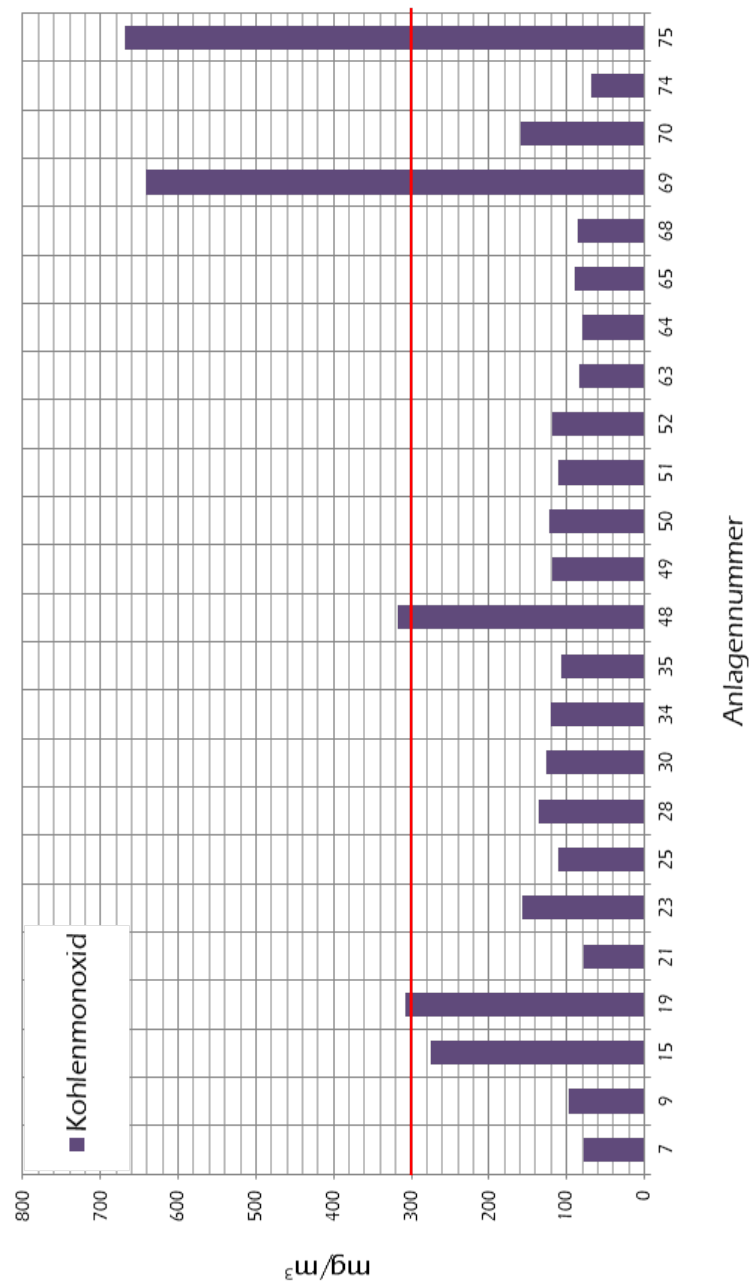


Abb. 5.15: Schadgasemission: Kohlenmonoxid (CO)

Die Auswertung der Messergebnisse zeigt, dass vier der 24 Anlagen über dem zulässigen Grenzwert von $300 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$ Kohlenmonoxid lagen (Abbildung 5.15). Statistisch sind dies immerhin 16,7%.

Bezogen auf die $1000 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$ Stickstoffoxide (Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid) muss mit Erschrecken festgestellt werden, dass alle Anlagen über diesem zulässigen Grenzwert lagen (Abbildung 5.16). Der Durchschnitt liegt gar bei $1993 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$, in einem Einzelfall wurde der Grenzwert um mehr als das 3-Fache überschritten.

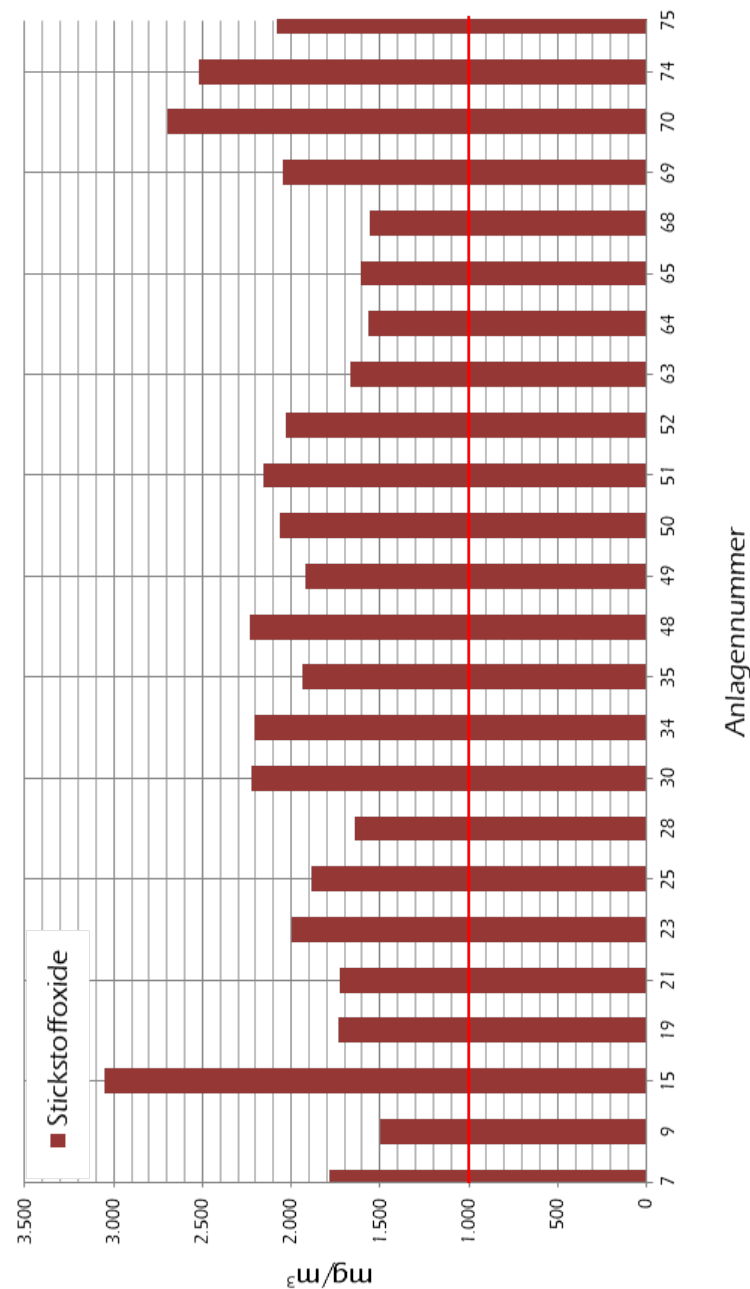


Abb. 5.16: Emissionsergebnisse Stickstoffoxide (NO_x)

Diese Ergebnisse bestätigen eine Messreihe, die bereits im Oktober 2006 von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg [15] durchgeführt wurde. Hier wurden jedoch lediglich drei Anlagen unterschiedlicher

Leistungsklassen⁴⁵ mehrfach analysiert, wobei jede dieser Anlagen die Emissionsgrenze deutlich überschritten hat. Das grafische Messergebnis wird in Abbildung 5.17 dargestellt. Seinerzeit wurden auch Vorschläge zur Neufassung von Grenzwerten für nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige wie auch nicht genehmigungsbedürftige Anlagen gemacht. Diese sind in der Grafik ebenfalls dargestellt. So wurden zwei weitere Grenzwerte definiert. Für eine Feuerungswärmeleistung (FWL) bis 500kW sollte diese bei $3000 \frac{mg}{m^3}$, und für eine FWL von 500 bis 1000kW bei $2500 \frac{mg}{m^3}$ liegen.

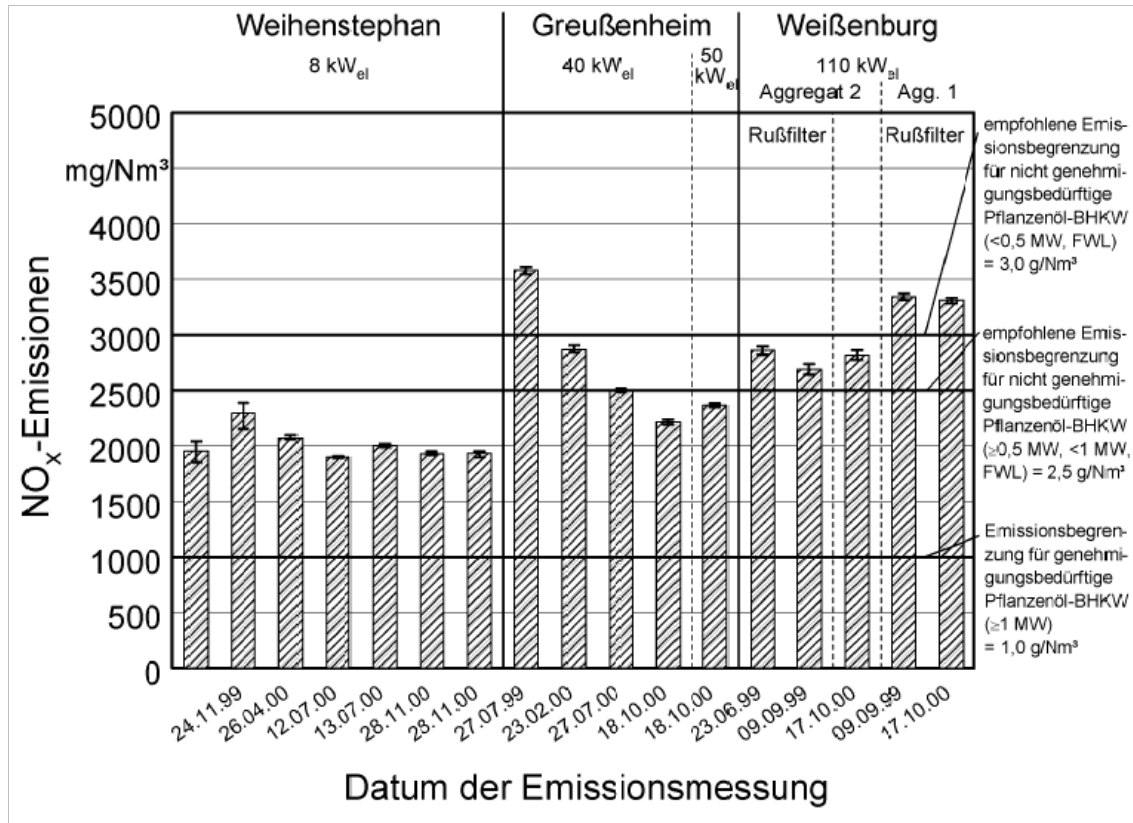


Abb. 5.17: Messergebnis Emissionsmessung Landesamt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg LUBW [2]

Ähnlich spannend wäre eine Auswertung der Emissionen von Biogas-BHKW. Zwar steigen stetig die Anforderungen an die zu erbringenden Nachweise im Rahmen der Bauantrags-Genehmigungsphase, jedoch unterliegen diese Anlagen ebenfalls keiner spezifischen Überwachungs- und Nachweispflicht. In Hinblick auf die Ausbauziele der Regierung im Bereich der Biomasse ist mit einem weiteren Zubau von Biomasseanlagen zu rechnen. Bei einer gemittelten elektrischen Leistungsgröße von ca. 300kW mit immerhin zwischen 6000-8000 neuen Anlagen. Einerseits ist der Ausbau der erneuerbaren Energien in diesem Bereich gesichert, aus Sicht der emittierten Schadstoffe

⁴⁵Die leistungstärkste dort gemessene Anlage wies eine elektrische Leistung von lediglich 110kW auf.

ist noch einiges an Arbeit zu leisten, damit die Umwelt-/ Schadstoffbelastung auch unter Nutzung regenerativer Energieträger nicht zu dramatisch ansteigt.

5.5 Der Anlagenbetreiber- eine Musterrechnung

Welche Relevanz haben nun diese Auswertungen für den einzelnen Anlagenbetreiber? Grundsätzlich darf sicherlich unterstellt werden, dass eine Investition in eine solche Anlage auch wirtschaftliche Begehrlichkeiten mit sich zog und zieht. Spätestens seit der enormen Preisverteuerung am Pflanzenölmarkt und einem damit einhergehenden Rückgang der Wirtschaftlichkeit der Anlagen stehen erneut die Wirkungsgrade im Fokus. Vielerorts werden Möglichkeiten zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit diskutiert. Die Themen sind dabei mitunter abenteuerlich. Angefangen bei Wasserstoffgeneratoren, die nebenbei die gesamte Thermodynamik revolutionieren, über vielfältige Nachverstromungstechnologien. Eine Analyse der bestehenden Anlagentechnik erfolgt in den seltensten Fällen, obgleich dies naheliegend wäre. Die Analysen belegen ganz klar, dass sowohl der elektrische und erst recht der thermische Wirkungsgrad deutlich hinter den Herstellerzusicherungen zurück liegen. Anhand einer Musterberechnung am Beispiel einer häufig vorzufindenden BHKW-Anlagenkonfiguration mit einem Antriebsaggregat des Typs MAN D2842 und einer elektrischen und thermischen Leistung von je 400 kW ergeben sich die in Abbildung 5.18 dargestellten defizitären Energiemengen. Als Abweichung wurden die gemäß Abbildung 5.9 und 5.12 ermittelten prozentualen Abweichungen gegenüber den Herstellerangaben verwendet.

Antriebsaggregat: MAN D 2842			
elektrische Nennleistung:	400 kW	erwartete elektrische Arbeit:	3.200.000 kWh
elektrische Ist- Leistung:	386,4 kW	erzeugte elektrische Arbeit:	3.091.200 kWh
elektrische Abweichung:	-3,4 %	Abweichung:	-108.800 kWh
thermische Nennleistung:	400 kW	erwartete thermische Arbeit:	3.200.000 kWh
thermische Ist- Leistung:	361,2 kW	erzeugte thermische Arbeit:	2.889.600 kWh
thermische Abweichung:	-9,7 %	Abweichung:	-310.400 kWh
Vollbenutzungsstunden:	8000 h		

Abb. 5.18: Beispielrechnung Energiedefizite

Zwar erscheint eine Abweichung von 3,4% recht marginal, bei einer Laufzeit von 8000 Stunden bedeutet dies für ein solches BHKW eine elektrische Minderleistung von knapp 110.000 kWh. In einer trivialen Hochrechnung entspräche dies einer Heizölmenge von 24.000 Liter, um diese defizitäre Energiemenge zu erzeugen. Diese

Erzeugung hätte eine zusätzliche CO₂-Belastung von immerhin 85.000 kg zur Folge⁴⁶. Für die thermische Insuffizienz würde die Ersatzerzeugung den Einsatz von ca. 32.000 Liter Heizöl und eine zusätzliche Umweltbelastung von fast 99.000 kg CO₂ bedeuten. Eine monetäre Würdigung erfolgt in der Abbildung 5.19. Da die elektrische Energiemenge normalerweise in das öffentliche Netz eingespeist und gemäß dem EEG vergütet werden würde, erfolgt die entgangene Vergütungsberechnung anhand der gemittelten Einspeisevergütung. Die Höhe der Vergütung stützt sich auf die Vergütungsstruktur einer BHKW-Anlage mit einer Erstinbetriebnahme im Jahr 2006. Zudem wird unterstellt, dass sämtliche Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der aufgeführten Boni eingehalten werden. Der elektrische "Fehlbetrag" beläuft sich auf ca. 21.000 Euro.

Antriebsaggregat: MAN D 2842			
elektrische Abweichung:	-108.800 kWh	thermische Abweichung:	-310.400 kWh
EEG Grundvergütung > 150 kW:	11,76 Cent/kWh	Wärmepreis bei fossiler Erzeugung	
EEG Grundvergütung 151- 500 kW:	9,61 Cent/kWh	Erdgas:	3,5 Cent/kWh
EEG Nawaro:	6 Cent/kWh	Heizöl:	80 Cent/Liter
EEG KW/K:	3 Cent/kWh	Kesselwirkungsgrad: 95%	
Durchschnitt	19,42 Cent/kWh	Preis:	3,68 Cent/kWh
entspricht bei 108.800 kWh:	21.124,88 €	Preis:	8,42 Cent/kWh
		angesetzter realisierbarer Wärmepreis:	3,5 Cent/kWh
		entspricht bei 310.400 kWh:	10.864 €
gesamter defizitärer Betrag: 31.988,88 €			

Abb. 5.19: Monetäre Verlustberechnung

Die thermische Mindermenge beläuft sich auf ca. 310.000 kWh. Der Wert dieses Energieerzeugnisses wird mit 3,5 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ angenommen. Bereits die reinen Brennstoffkosten des derzeit günstigsten Primärenergieträgers (Erdgas) liegen unter Berücksichtigung eines Kesselwirkungsgrades von 95% mit 3,68 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ über diesem Preis. Wärmepreise in dieser Größenordnung werden von Anlagenbetreibern immer wieder bestätigt und sind gegenüber Wärmeabnehmern durchzusetzen. Nach einfacher Multiplikation ergibt sich ein weiterer "Fehlbetrag" von um die 11.000 Euro. Insgesamt ergibt sich ein monetärer Verlust von immerhin annähernd 33.000 Euro/Jahr⁴⁷. Das Ärgerliche an dieser Stelle ist zum einen, dass es aus Sicht der Anlagentechnik durchaus möglich ist, Nutzungsgradpotenziale bei BHKW zu erreichen, die deutlich über den hier angenommenen liegen. Zum anderen könnte eine deutliche Mehrleistung zumindest an thermischer Energie aus der Anlage ausgekoppelt werden, wenn die Planung, Installation und die entsprechenden Anlagenkomponenten sorgfältiger aufeinander

⁴⁶Der Berechnung zugrunde liegen die direkten wie indirekten Emissionsfaktoren gemäß den Ausführungen des Infozentrum Umweltwirtschaft (IUZ) des Bayerischen Landesamtes für Umwelt, Quelle Internet: <http://www.izu.bayern.de/praxis>

⁴⁷Bei der Berechnung des elektrischen Fehlbetrages wurde eine Vergütung i.H.v. 20 Cent/kWh angenommen.

abgestimmt worden wären. Dies alles hätte im Planungsstadium der Anlagen kaum mehr Kosten verursacht, dem Betreiber jedoch eine deutlich effizientere und damit wirtschaftlichere Anlage beschert.

5.6 Betriebsstörungen und deren Ursachen

Im Rahmen der Betreibergespräche wurden auch die Themen "Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Unterhaltung" diskutiert. Grundsätzlich haben die Pflanzenöl-BHKW den Ruf, eine eher problembehaftete Technologie zu sein. Fast alle in dieser Erhebung berücksichtigten Anlagen weisen eine Erstinbetriebnahme aus den Jahren 2006 und 2007 auf. Mit der EEG-Novelle aus dem Jahr 2004 "lernte" die Pflanzenöltechnologie "laufen" und wurde zunehmend in entsprechenden Anlagen eingesetzt. Zwar hatte man zu diesem Zeitpunkt bereits ein breites Basiswissen, jedoch keine weitreichenden Praxiserfahrungen. Anstatt eine fundierte Entwicklung abzuwarten, führten die Prognosen auf üppigste Wirtschaftlichkeiten dazu, dass binnen kürzester Zeit ein neuer Absatzmarkt entstand. Die Erfahrungen wurden also kurzerhand im Praxisbetrieb gesammelt. Da verwundert es auch kaum, dass mannigfaltige Probleme auftraten. Zu nennen waren hier Störungen aufgrund der Besonderheiten des Kraftstoffes in Verbindung mit serienmäßig konfigurierten Dieselmotoren, Probleme aufgrund des Dauerbetriebes, dem einige Antriebsaggregate – insbesondere jene die dem Fahrzeugbau zweckentfremdet wurden – nicht gewachsen waren. Auch die "Fehlerquelle" Mensch war zu dem Zeitpunkt eine nicht zu verachtende Komponente. Heute kann man sagen, dass ab ungefähr dem Jahr 2007 die Praxiserfahrungen den Anlagenbau erreicht haben und die Anlagen sehr zuverlässig funktionieren. Zu den häufigsten Fehlerquellen zählten insbesondere:

1. Kraftstoffqualität: Mit der DIN 51605 existiert zwischenzeitlich eine Qualitätsvorschrift, die gewisse Mindestanforderungen an ein Pflanzenöl stellt. Zu beachten ist jedoch, dass diese Norm auf die Spezifikationen von Rapsöl abgestellt wurde. Je nach eingesetzter Pflanzenölsorte können spezifisch einige Werte abweichen. Allgemeingültig kann man heute davon ausgehen, dass bei funktionierender Anlagentechnik der Einsatz von qualitativ hochwertigem Pflanzenöl, welches der DIN 51605 entspricht, unproblematisch ist. Leider verführt die Verteuerung des Pflanzenöls Betreiber immer wieder dazu, minderwertige Pflanzenöle zu günstigeren Preisen einzusetzen. Hieraus können die Probleme wieder aufkeimen, die in der Anfangszeit der Pflanzenöltechnik alltäglich waren – von häufigen Kraftstofffilterwechsel über erhöhten Verschleiß

im Einspritzsystem bis hin zu kapitalen Motorschäden. In Abbildung 5.20 sind Rückstellproben eines Betreibers zu sehen. Grundsätzlich soll es sich dabei gemäß der gesichteten Lieferscheine um ein und dasselbe Produkt, unbehandeltes Pflanzenöl handeln, wobei schon die unterschiedliche Färbung Zweifel erwecken dürfte. Dies vor allem dann, wenn man bedenkt, welche Farbe reines Rapsöl oder Pflanzenöl besitzt, welches z.B. zum Kochen genutzt wird.



Abb. 5.20: *Pflanzenölproben*

2. Anlagentechnik: Die wenigsten der Anlagenanbieter konnten in der Anfangszeit auf Erfahrungen mit Blockheizkraftwerken, geschweige denn mit Pflanzenöl zurückgreifen. Da jedoch die Nachfrage nach solchen Anlagen größer war als das Angebot, verwundert es nicht weiter, dass ein sonst üblicher Qualitätsanspruch verblasst ist. Dies gleichermaßen in Bezug auf die Anlagenplanung und -auslegung wie auch in Bezug auf die Qualität der Anlagenkomponenten. Reflektiert und bestätigt wird dies auch heute noch durch die installierten Anlagen. Die Fehler und Defizite waren vielfältig. Angefangen bei grundsätzlich falscher Komponentenwahl, über Materialfehler, Konstruktionsfehler bis hin zu mangelhaften hydraulischen Anbindungen der Wärmesenken. Allen gemein war, dass diese Fehler behoben werden mussten, damit die Anlage wirtschaftlich betrieben werden konnte.
3. Anlagenüberwachung: Mittlerweile ist der Standard der Anlagentechnik soweit fortgeschritten, dass die maßgeblichen Anlagenparameter von der Anlagensteuerung überwacht und frühzeitig Störquellen identifiziert werden. Auch

ist eine Anlagenüberwachung (z.B. Internetbasierend) bzw. ein Anlagenmonitoring problemlos möglich.

In den Anfangsjahren führten mitunter die Abgastemperaturen zu Problemen, da zu hohe Abgastemperaturen in aller Regel ein Zeichen für einen erhöhten Verschleiß des Einspritzsystems waren. Wenn dies nicht rechtzeitig festgestellt werden konnte, bestand die Gefahr eines kapitalen (und mitunter auch wirtschaftlichen) Schadens. In den häufigsten Fällen jedoch führten eher vermeintlich unbedeutende Probleme zu umfangreichen Störfällen, allen voran solche in Verbindung mit dem Kraftstoff- in den häufigsten Fällen Palmöl.

Die Abbildung 5.21 zeigt eine Übersicht zu den wichtigsten Temperaturen einer Anlage. Neben den Abgastemperaturen werden hier unter anderem die Kraftstofftemperatur, der Kraftstofffüllstand sowie die Vor- und Rücklauftemperatur des Heizkreises erfasst und ausgewertet.

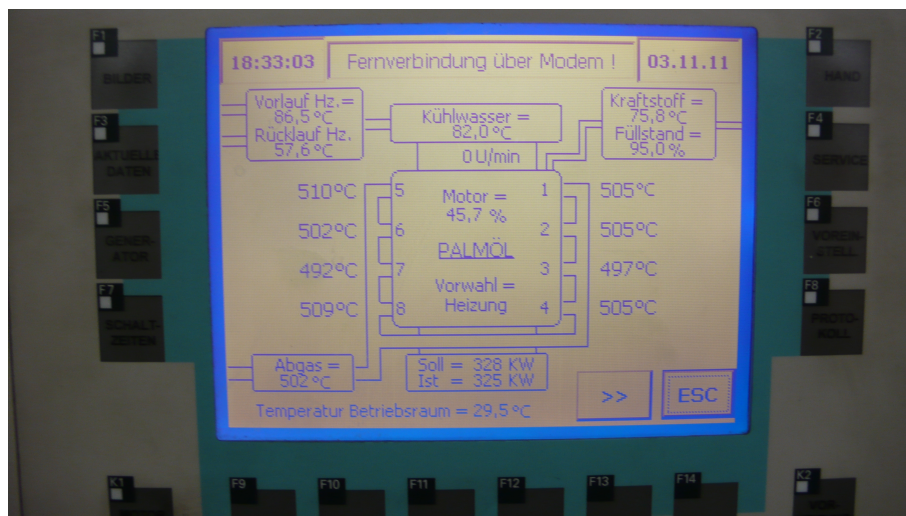


Abb. 5.21: Anlagenüberwachung

Aufgrund der Eigenschaft, dass Palmöl unter ca. 35°C den Aggregatzustand von flüssig nach fest ändert, genügte unter Umständen bereits eine "kalte" Stelle im Kraftstoffsystem, um das ganze Aggregat abzustellen. Sollte der Störungsdienst oder der Anlagenmechaniker diese Störung erst Stunden später feststellen, bedurfte es vieler Stunden um die Kraftstoffleitungen wieder zu säubern. In der Praxis mussten sämtliche Leitungen mit einer Heizung oder einem Heißluftföhn erwärmt werden, damit das Palmöl sich wieder verflüssigte, um dann mittels Druckluft "freigeblasen" zu werden. Diesem Problem entgegnete man, indem die Kraftstoffleitung als Ringleitung ausgeführt wurde, oder aber ein anderer Weg gefunden wurde, um das Kraftstoffsystem permanent auf einem gewissen Temperaturniveau zu halten.

4. Anlagenwartung: Grundsätzlich konnte man die Betreiber von BHKW-Anlagen in zwei Lager spalten. Auf der einen Seite waren jene, die ihre Anlage vom Systemlieferanten gekauft und gleichfalls einen Wartungsvertrag abgeschlossen haben. Auf der anderen Seite waren hingegen die Betreiber, die oft selbst eine Affinität zur Technik hatten. Während die Störungsbeseitigung und auch die Regelwartungen in dem einen Fall von geschultem Servicepersonal durchgeführt wurden, sammelten die anderen Betreiber ihre Erfahrungen selbst und zahlten dies nicht selten mit hohem Lehrgeld. Es soll keinesfalls unterstellt werden, dass eine selbst durchgeführte Anlagenbetreuung nachteilig war oder ist. Jedoch hat sich im nachhinein herausgestellt, dass viele Betreiber mit der Anlagentechnik überfordert waren, so dass auch einige der aufgetretenen Störungen selbst verursacht waren.

Stand der Technik

Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, existiert bislang keine Festlegung der Kriterien des sogenannten "Stand der Technik" zu den hier betrachteten BHKW-Anlagen. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte komplexe Erhebung und Auswertung bildet zumindest die installierte Technik dieser Anlagengattung ab. Dabei handelt es sich um derzeit gängige Praxis. Ein Definitionsversuch des Herrn Prof. Dr. Wilrich [42] lautet wie folgt:

"Der "Stand der Technik" ist der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme [...] gesichert erscheinen lässt. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, die mit Erfolg in der Praxis erprobt worden sind."

Der somit beschriebene Anspruch dürfte durch die vorliegende Arbeit reflektiert worden sein und wird nachfolgend anhand der charakterisierenden Kernindikatoren beschrieben.

Die beiden wesentlichen Anlagenkennzahlen sind die elektrische Leistung und die thermische Leistung, jeweils mit einhergehenden Wirkungsgraden. Dabei muss natürlich bedacht werden, dass die benannten Wirkungsgrade als "Orientierung" zu verstehen sind. In der Realität können diese je nach Anlagengröße, Auslastung, Betriebsweise etc. hiervon abweichen. Höhere Wirkungsgrade sollten indes verifiziert werden.

Elektrische Leistung: Beim heutigen Stand kann davon ausgegangen werden, dass die Motorentwicklung zumindest für die in Großserie hergestellten Motoren annähernd ausgereizt ist. Neben dem Antriebsaggregat hat selbstredend der Generator ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf den elektrischen und

somit den Gesamtwirkungsgrad von BHKW. Aus der vorliegenden Messreihe lässt sich ein maximaler elektrischer Wirkungsgrad von ca. 42% unter Ansatz des spezifischen Energiegehaltes von $36.000 \frac{kJ}{kg}$ ableiten.

Thermische Leistung: An allen betrachteten Anlagen wurde die Kühlwasserwärme vollständig über Wärmeaustauscher nutzbar gemacht. Gleichmaßen selbstverständlich waren alle Anlagen mit Abgaswärmeaustauscher ausgerüstet, wobei wie vor beschrieben, diese in den seltensten Fällen bestimmungsgemäß funktionierten. Als Abgasresttemperatur nach dem Wärmeaustauscher kann aus technischen Gesichtspunkten durchaus eine Temperatur von unter 100°C gefordert werden⁴⁸. Dies auch unter dem Aspekt, dass in aller Regel keine bestehende Infrastruktur wie z.B. Schornsteine oder Kamine genutzt werden, wo eventuelle Rekondensationsprodukte im kondensierenden Abgas Schäden anrichten könnten. An dieser Stelle kann nochmals auf die Tabelle 5.8 verwiesen werden. Dieser kann entnommen werden, dass bei einem derartigen Temperaturniveau mit thermischen Wirkungsgraden um 42-44% zu rechnen ist. Die EU-KWK-Richtlinie mit ihrem Hocheffizienzkriterium (Nutzungsgrad 85%) untermauert obige Forderung, denn nur die Kombination aus elektrischer und thermischer Effizienz kann generell zielführend sein⁴⁹.

Wollte man also den technischen Stand der thermischen Leistungsfähigkeit von den hier betrachteten Anlagen (Inbetriebnahmezeitpunkt 2004-2009) widerspiegeln, sollte ein Wirkungsgrad erreicht werden, der dem elektrischen entspricht – also ca. 42%. Bei neueren Anlagen (Inbetriebnahme nach 2009) sollte dieser deutlich übertroffen werden und sich dem technisch Möglichen anpassen, also ab ca. 44%.

Stromkennzahl: Als Quotient aus elektrischer und thermischer Leistung, bzw. elektrischem und thermischen Wirkungsgrad handelt es sich trivial um eine Verhältniszahl. Nach oben angeführter Argumentation müsste diese einen Betrag kleiner 1 aufweisen. Jedenfalls sind Anlagen mit Stromkennzahlen (deutlich) über 1 kritisch zu hinterfragen, da hier mit großer Wahrscheinlichkeit eine zu geringe Wärmeleistung nutzbar gemacht wird.

⁴⁸Dass derartiges technisch durchaus realisierbar ist, wurde durch die Brennwerttechnik unter Beweis gestellt.

⁴⁹Das Hocheffizienzkriterium kann aus technischer Sicht bei der Kraft-Wärme-Kopplung durchaus erreicht werden. Solange hierzu lediglich die Herstellerdaten belastet werden, würden auch einige der im Rahmen dieser Arbeit besichtigten Anlagen dieses Kriterium erfüllen. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass keine der erfassten Anlagen nach Auswertung des operativen Betriebes dieses Kriterium erfüllt.

Dem Grunde nach kann das bisher Festgestellte ohne Weiteres auch auf fossil betriebene sowie andere Biomasse-BHKW-Anlagen übertragen werden. Vordergründig können hier die Biogasanlagen benannt werden, wobei dann beachtet werden muss, dass erst die jüngste Motorentwicklung analoge elektrische Aggregatewirkungsgrade zu den Dieselmotoren aufweist. Ältere Biogasaggregate liegen ca. 2-2,5% hinter denen der Dieselmotoren. Der Anspruch an die thermische Leistungsfähigkeit besteht jedoch uneingeschränkt. Dass sich die Stromkennzahl entsprechend korrigiert, obliegt der einfachen Algebra (wobei die Wärmeleistung gegenüber der elektrischen Leistung eher größer und dadurch die Stromkennzahl kleiner wird).

Handlungsempfehlungen

Im Folgenden sollen Möglichkeiten aufgezeigt werden, einen Anlagenbetrieb zu optimieren bzw. effizienter zu gestalten. Die Anregungen/ Vorschläge haben zunächst allgemeingültigen Charakter, wobei im Einzelfall dennoch spezifische Anpassungen notwendig sind.

7.1 Anlagenanalytik

Vor allen Optimierungs- oder Effizienzmaßnahmen bedarf es der Kenntnis des "Status Quos" des aktuellen Anlagenbetriebes. Fast alle Betreiber der Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerke waren beim Erstgespräch im Rahmen dieser Arbeit der Auffassung, dass Ihre Anlage zufriedenstellend funktioniere. Leider wurde diese Illusion allzuoft schon nach Sichtung und rascher Überschlagsberechnung zerstört. Hieraus kann geschlossen werden, dass kaum ein Betreiber tatsächlich Kenntnis von dem operativen Betrieb seiner Anlage hat. Dazu muss fairerweise auch angemerkt werden, dass viele Anlagen erst gar nicht mit genügend Messstellen ausgerüstet wurden, wodurch vollständige Rückschlüsse hätten gezogen werden können.

In vielen Fällen wird es daher erforderlich sein, einzelne Kennzahlen spezifisch und ergänzend zu ermitteln, d.h. Messstellen nachzurüsten, um eine umfassende Anlagenanalyse durchführen zu können.

Thermische Energie:

Im Idealfall besitzt ein Blockheizkraftwerk wärmeseitig hinreichend viele Wärmemengenzähler, um Rückschlüsse auf mindestens alle relevanten, besser jedoch sämtliche im System vorkommenden, Wärmemengen ziehen zu können.

Die regelmäßig auftretenden Messgrößen mit der jeweiligen Messstelle sind nachfolgend beschrieben, wobei jede benannte Kenngröße je nach Anlagenkonzept durchaus weiter dezidiert erfasst werden kann.

- Nettowärmemengenzähler: Konventioneller Wärmemengenzähler zur Erfassung der an anlagenexterne Prozesse abgegebenen bzw. bereitgestellten Wärmemenge.
- Prozesswärmemengenzähler: Konventioneller Wärmemengenzähler zur Erfassung der anlagenintern genutzten Wärmemenge/ Prozesswärmemenge (Pflanzenöltankbeheizung, Rohrbegleitheizung, etc.)
- Abgeführte Wärmemenge: Sofern an der BHKW-Anlage ein Notkühler installiert ist, sollte mittels eines konventionellen Wärmemengenzählers diese Wärmemenge erfasst werden.
- Sonstige Wärmemengen: Sämtliche Wärmesenken sollten grundsätzlich ebenfalls mit einer Wärmemengenmessung vor Ort ausgerüstet sein. Hier von kann ggf. dann abgesehen werden, wenn die Wärmenutzung(en) sich in direktem räumlichen Zusammenhang mit der BHKW-Anlage befinden und Leitungsverluste vernachlässigt werden können.

Bei der Auswertung der Wärmemengenzähler muss zudem immer auch beachtet werden, inwiefern die Leitungs-, Übertragungs- oder Strahlungsverluste als unbekannte Größen in dem Messwert beinhaltet sind oder ggf. hinzugerechnet werden müssen⁵⁰.

Elektrische Energie:

Auch auf der Seite der elektrischen Energieerzeugung ist es vorteilhaft, Kenntnis über einige Kennzahlen zu haben. Bei kurzen Leitungswegen sollten sich die elektrischen Verluste zwar in Grenzen halten, ob jedoch tatsächlich eine Vollstromeinspeisung erfolgt, kann mitunter, auch begründet durch eine womöglich mangelnde Anlagendokumentation, nicht eindeutig sichergestellt werden.

⁵⁰Dies hängt ausschließlich von der Position des Wärmemengenzählers in dem jeweiligen Wärmeast ab. Bei Installation unmittelbar hinter dem Abzweig werden die Leitungsverluste miterfasst, bei Installation an der Wärmesenke sind diese unberücksichtigt. Eine verbindliche Vorgabe hierzu existiert derweil ebenfalls nicht.

Daher kann es grundsätzlich Sinn machen, die erzeugte mit der eingespeisten Energiemenge abzugleichen, um ggf. Leitungsverluste zu identifizieren. Hieraus resultieren folgende Messstellen:

- Erzeugte elektrische Arbeit: Normalerweise wird die erzeugte elektrische Arbeit durch einen integrierten Stromzähler in der BHKW-Steuerung erfasst. Sollte dies nicht der Fall sein, können ggf. externe mitunter kostengünstige Beistellgeräte installiert werden.
- Eingespeiste elektrische Arbeit: Dabei handelt es sich um einen geeichten Einspeisezähler des Netzbetreibers.

Bei der Auswertung der Messergebnisse gilt gleiches zu beachten wie bei der thermischen Energie.

Sonstige Kenngrößen:

Neben diesen "offensichtlichen Kennzahlen" kann es durchaus hilfreich sein, weitere spezifizierende Kenntnis über den operativen Anlagenbetrieb zu bekommen. Beispielsweise könnten dies folgende Parameter mit den entsprechenden Messstellen ohne Anspruch auf Vollständigkeit sein:

- Abgastemperaturen: Um die Qualität des Abgaswärmeaustauschers oder auch dessen Verschmutzungsgrad beurteilen zu können, ist es erforderlich, die Abgaseintritts- wie auch Austrittstemperatur zu kennen. Über kontinuierliche Aufzeichnung und Auswertung können thermische Einbußen schnell erkannt werden.
- Elektrische Pumpenleistung: Auch das hydraulische System weist im Laufe der Zeit einen gewissen Verschleiß auf. Korrosion, Ablagerungen oder Abnutzungserscheinungen aller Art wirken sich nachteilig auf den Anlagenbetrieb aus. Bei Überwachung der Aufnahmeleistung der Wasserpumpen könnte ein Anstieg dergleichen als Anzeichen für einen erhöhten Wasserwiderstand gewertet werden, was durch Verschmutzung oder Ablagerung hervorgerufen werden kann.
- Kraftstoffverbrauch: Durch die Erfassung des Kraftstoffverbrauches in Form eines oder mehrerer Durchflussmengenmesser ist es je nach Art der Dokumentation möglich, Veränderungen im spezifischen Kraftstoffverbrauch direkt eindeutig zu identifizieren. Auch kann so ein optimaler Betriebspunkt der Anlage iterativ ermittelt werden.

- Temperaturerfassung (allgemein): Hierunter ist die individuelle Erfassung von Temperaturen aller Couleure zu verstehen. Beispielsweise können Wasserpumpen bedarfs- oder eben temperaturabhängig gesteuert werden, um so die benötigte elektrische Antriebsenergie zu minimieren.

7.2 Datenerfassung

Nachdem nun festgestellt wurde, welche Kennzahlen durch die vorhandenen Messgeräte erfasst werden, müssen diese in einer identischen Mess- oder Berichtszeit dokumentiert werden. Das Zeitintervall kann dabei frei gewählt werden, wobei mit zunehmender Dauer das Messergebnis repräsentativer wird.

7.3 Datenvergleich

Grundsätzlich sind die operativen Betriebsergebnisse mit den Herstellerangaben abzugleichen. Als charakterisierende Größe ist die Stromkennzahl an dieser Stelle zu benennen. Diese Verhältniszahl ermöglicht qualitative Rückschlüsse über die Anlagenkonfiguration. Hierzu wird auf Kapitel 3.1.6 verwiesen.

Eine strukturierte Vorgehensweise zu einem Datenvergleich könnte sich an nachfolgender Methodologie orientieren:

1. Ermittlung der Bruttowärmeerzeugung:

Die Bruttowärmeerzeugung entspricht der Summe aller Einzelwärmemengen, die durch die Anlage bereit gestellt wurde.

$$Q_{gesamt} = Q_{brutto} = Q_{Abgas} + Q_{Kühlwasser} + Q_{Prozesswärme} + Q_{...} \quad (7.1)$$

2. Ermittlung der Bruttostromerzeugung:

Wie oben beschrieben ist es in den häufigsten Fällen nicht möglich, die elektrische Bruttoenergie zu berechnen, da neben der reinen eingespeisten Strommenge keine genaue Kenntnis zu weiteren elektrischen Energieverbräuchen zwischen Generator und Einspeisepunkt vorliegt. Selbstverständlich errechnet sich auch die elektrische Bruttostrommenge aus der Summe aller elektrischer Teilmengen (Verluste, eingespeiste Strommenge, etc.).

$$A_{\text{gesamt}} = A_{\text{brutto}} = A_{\text{Eingespeist}} + A_{\text{Arealverbrauch}} + A_{\text{Eigenbedarf}} + A_{\dots} \quad (7.2)$$

3. Ermittlung der arbeitsbezogenen Brutto-Stromkennzahl: Nachdem nun die Bruttoarbeitskennzahlen bekannt sind, lässt sich hieraus die arbeitsbezogene Brutto-Stromkennzahl mittels einfacher Division errechnen:

$$\sigma_{\text{brutto } A} = \frac{A_{\text{brutto}}}{Q_{\text{brutto}}} \quad (7.3)$$

4. Vergleich der Stromkennzahlen:

Die ermittelte arbeitsbezogene Brutto-Stromkennzahl kann nun mit der Stromkennzahl aus den Herstellerangaben verglichen werden. Es können theoretisch folgende Möglichkeiten auftreten:

- $\sigma_{\text{brutto } A} \sim \sigma_{\text{Hersteller}}$: Sofern die Anlage einen annähernd geplanten Betrieb aufweist, muss die Abweichung der beiden Stromkennzahlen recht gering sein, wobei die arbeitsbezogene Stromkennzahl stets höher als jene aus der Herstellerangabe zu erwarten ist.
- $\sigma_{\text{brutto } A} < \sigma_{\text{Hersteller}}$: Dieser Zustand kann gemäß der grundsätzlichen Definition und der Herleitung der Stromkennzahlen (siehe Kapitel 3.1.6) bei Motor-BHKW nicht eintreten und führt dazu, dass die Herstellerangaben grundsätzlich in Frage gestellt werden müssen, oder aber die Anlage eine Fehlfunktion⁵¹ aufweist, wobei letzteres doch eher als unwahrscheinlich einzustufen ist.
- $\sigma_{\text{brutto } A} > \sigma_{\text{Hersteller}}$: Dieser Fall reflektiert grundsätzlich die theoretischen Hintergründe zu den Stromkennzahlen, und dürfte sich in allen Fällen derart darstellen. Maßgeblich für eine Beurteilung ist hier, wie groß die Varianz zwischen Theorie und Praxis letztlich ist, was subjektiv als "Ermessensspielraum" bezeichnet wird.

5. Ermittlung der theoretischen operativen thermischen Leistung: In aller Regel werden die Anlagen annähernd statisch auf einer voreingestellten elektrischen Leistung (Führungsgröße) betrieben. Gleichermäßen stellt sich eine annähernd statische thermische Leistung als Gegenpart zur elektrischen ein. Diese lässt sich nach folgender Gleichung ermitteln:

⁵¹Selbstverständlich können Fehlfunktionen dazu führen, dass sich ein solches Berechnungsergebnis einstellt. Hierzu wäre jedoch eine drastische Schiefelage von elektrischer zu der thermischen Leistung erforderlich, in der die thermische Leistung deutlich überwiegt.

$$Q_{Nenn} = Q_{verstetigt} = \frac{A_{brutto}}{\left(\frac{Q_{brutto}}{A_{Nenn}}\right)} \quad (7.4)$$

Dabei entspricht A_{brutto} der erzeugten elektrischen Arbeit, Q_{brutto} der erzeugten thermischen Energie und A_{Nenn} der statischen elektrischen Leistung.

6. Wirkungsgrade:

Neben den Arbeitsprodukten thermische und elektrische Energie wird zur Berechnung der Wirkungsgrade die eingesetzte Primärenergie (Brennstoffwärme) in dem Betrachtungszeitraum benötigt. Diese erhält man als Summe der verbrauchten Stoffmengen, multipliziert mit dem jeweiligen spezifischen Energiegehalt, abgestellt auf den Heizwert.

$$P_W = \sum_{i=1}^n (m_n * H_{(u)_n}) \quad (7.5)$$

Schließlich erfolgt die Wirkungsgradberechnung durch einfache Division unter Verwendung der elektrischen bzw. thermischen Arbeit. Es resultiert folgende Gleichung für den elektrischen Wirkungsgrad:

$$\eta_{elektrisch} = \frac{A_{brutto}}{P_W} \quad (7.6)$$

Und für den thermischen Wirkungsgrad:

$$\eta_{thermisch} = \frac{Q_{brutto}}{P_W} \quad (7.7)$$

Da die eingesetzte Brennstoffwärme bekannt ist, kann unter Nutzung der oben hergeleiteten Vollbenutzungsstunden auch die Feuerungswärmeleistung nach folgender Maßgabe berechnet werden:

$$FWL = \frac{P_W}{\left(\frac{A_{brutto}}{A_{Nenn}}\right)} \quad (7.8)$$

Es werden sich nun sicherlich Ergebnisse herauskristallisiert haben, die die Kernaussage dieser Arbeit bestätigen und zudem ein klares Leistungsabbild der Anlage darstellen. Mit der Kenntnis der defizitären Kenngröße kann eine gezielte Einflussnahme erfolgen.

7.4 Möglichkeiten der elektrischen Effizienzsteigerung

Sofern die zugesicherten elektrischen Wirkungsgrade oder spezifischen Kraftstoffverbräuche des Anlagenherstellers wider Erwarten nicht erreicht werden, sollten die technischen Daten des Motors überprüft werden. Hierbei ist insbesondere zu prüfen, welcher mechanische Wirkungsgrad der Motorhersteller zusichert. Der maximale elektrische Wirkungsgrad wird nun maßgeblich noch von dem Generatorwirkungsgrad beeinflusst. Sollte ein Antriebsaggregat beispielsweise einen mechanischen Wirkungsgrad von 40% aufweisen und der Generatorwirkungsgrad 96,2% betragen, berechnet sich der theoretische elektrische Wirkungsgrad durch einfache Multiplikation:

$$\begin{aligned}\eta_{elektrisch} &= \eta_{mechanisch} * \eta_{Generator} \\ \eta_{elektrisch} &= 40\% * 96,2\% = 38,48\%\end{aligned}\tag{7.9}$$

Dieser Wirkungsgrad stellt die technische Obergrenze dar, die unter Ansatz korrekter Berechnungskennwerte nicht überschritten werden kann. Die nachfolgenden Gründe können die mechanische und damit direkt auch die elektrische Effizienz beeinträchtigen.

7.4.1 Einspritzdüsen

Schon unter Nutzung von Regelkraftstoffen unterliegen die Einspritzdüsen einem gewissen Verschleiß. Durch die chemischen und physikalischen Eigenschaften des Pflanzenöls ist gewöhnlich mit einem erhöhten Verschleiß zu rechnen.

Dies wirkt sich derartig aus, dass das Spritzbild und damit die gewünschte Kraftstoffverteilung in der Brennkammer beeinflusst wird, die Verbrennung suboptimal verläuft. Sehr starker Verschleiß kann zu Tropfenbildung des Kraftstoffes führen. Die Abbildung 7.1 zeigt eine Einspritzdüse mit beginnender Verkokung. An der Aufschlagstelle der Tropfen kann es lokal zu sogenannten "Hot-Spots" kommen, wodurch der Motor kapital geschädigt werden kann. Es ist offenkundig, dass bereits ein ungewünschter Verbrennungsvorgang die Leistung und damit die Effizienz des Aggregates mindert. Ein Indiz hierfür kann ein Anstieg der Abgastemperatur sein. Wirkungsgradbeeinflussungen von bis zu 3% werden hier beschrieben [23].



Abb. 7.1: Einspritzdüse MAN D2842

7.4.2 Luftfilter

Nicht zu unterschätzen ist der Einfluss der Luftfilter auf den Verbrennungsvorgang. In diesem Kontext hat der eingesetzte Kraftstoff zunächst keine Relevanz, jedoch sollten die Wartungs- bzw. Wechselintervalle des Herstellers beachtet werden. Eine geregelte Verbrennung unterstellt ein gewisses Brennstoff-/ Sauerstoffverhältnis. Wird dieses durch z.B. nicht ausreichenden Sauerstoff beeinflusst, kann dies Auswirkungen auf die Verbrennungsqualität und damit die Effizienz haben.

7.4.3 Verbrennungslufttemperatur

Es ist Usus, dass aufgeladene Motoren über Ladeluftkühler verfügen. Dies liegt nicht etwa darin begründet, dass die Verbrennungslufttemperatur möglichst niedrig sein soll, sondern alleine der Dichte der Luft geschuldet ist. Das Volumen und damit die Dichte nimmt mit steigender Temperatur rapide ab. Demzufolge kann durch eine zu hohe Verbrennungslufttemperatur das Brennstoff-/ Sauerstoffverhältnis nachteilig gestört werden. Hervorgerufen werden kann ein solcher Umstand durch z.B. verschmutzte Ladeluftwärmeaustauscher, was ohne entsprechende Sensorik nicht bemerkt wird.

7.4.4 Abgasgegendruck

Es ist klar, dass bei einer Verbrennung auch Rauchgase bzw. Abgase produziert werden, die abgeleitet werden müssen. Aufgrund von individuellen Rahmenbedingungen können diese Abgasführungen sehr trivial bis maximal kompliziert gestaltet sein. Hinzu kommt, dass ein Abgassystem in aller Regel aus einem oder mehreren Schalldämpfern und einem Abgaswärmeaustauscher besteht. Ungeachtet dessen stellt jede Form von Leitung einen gewissen Widerstand für das durchströmende Medium dar. Hieraus resultiert immer ein sogenannter "Abgasgegendruck". Dieser Abgasgegendruck sollte den vom Hersteller angegebenen Wert nicht überschreiten, da ansonsten abermals die Verbrennung bzw. der Ladungswechsel nachteilig beeinflusst wird.

7.4.5 Zündzeitpunkt

Wie in Kapitel 2.5 bereits beschrieben, verändert sich der Verbrennungsablauf unter Umständen aufgrund des eingesetzten Kraftstoffes. Im laufenden Betrieb von Pflanzenölanlagen in Verbindung mit einschlägigen Tests hat sich gezeigt, dass ein um ca. 4° früherer Einspritzbeginn (Kurbelwellengrade) – gegenüber den Werkseinstellungen zur Nutzung von Diesel oder Heizöl – zu deutlich höherer Effizienz führt⁵².

Das Bild 7.2 zeigt eine Zahnradmechanik eines Antriebsaggregates des Herstellers MTU vom Typ 838 die eine automatische, drehzahlabhängige (durch Fliehkraft) Wellenverstellung bewirkt, mit der die Einspritzpumpe angetrieben wird. Hierdurch wird der Förderbeginn entsprechend verändert.

7.4.6 Betrieb außerhalb des Arbeitspunktes

In der Gleichung 7.6 wurde aufgezeigt, wie sich der maximale theoretische elektrische Wirkungsgrad errechnet. Die Parameter mechanischer Wirkungsgrad des Antriebsaggregates und der Generatorwirkungsgrad sind von den jeweiligen Herstellern für einen bestimmten Arbeitspunkt definiert bzw. durch entsprechende Leistungskurven dargestellt. Der maximale Wirkungsgrad der Anlage wird somit von dieser Paarung maßgeblich beeinflusst. Es ist gar nicht so selten, dass bereits bei der Anlagenkonfiguration seitens der Hersteller an dieser Stelle Fehler begangen wurden. Auch ein

⁵²Hierzu gibt es keine wissenschaftlichen Erkenntnisse, jedoch wurde dies vom Verfasser persönlich an einigen Anlagen iterativ ermittelt.



Abb. 7.2: Zahnradmechanik mit Spritzversteller (MTU 838)

Betrieb der Anlage abseits der vom Hersteller angegebenen Nennleistung führt zu dem selben Szenario.

Wie man sieht, kann der Betreiber bereits durch eine sorgfältige Betriebsführung einen Beitrag zur Effizienz der Anlage leisten. Vielerorts, gerade auch bei vorhandenen Wartungsverträgen, sollte eigentlich davon ausgegangen werden können, dass diese grundsätzlichen Aspekte/ Kenngrößen beachtet werden. Die Überprüfung der Motoreinstellung bleibt in aller Regel Fachunternehmen vorbehalten. Es kann jedoch auch hier nicht schaden, ggf. ein fremdes Unternehmen mit einer verifizierenden Überprüfung zu beauftragen.

7.5 Möglichkeiten der thermischen Effizienzsteigerung

Um Kenntnis darüber zu bekommen, wie groß das thermische Optimierungspotenzial ist, muss das thermische Leistungspotenzial der Anlage bekannt sein. Dieses kann ebenfalls anhand der Herstellerangaben des Antriebsaggregates ermittelt bzw. errechnet werden. Als gängige Praxis der Wärmeauskopplung kann die vollständige Nutzung der Kühlwasserwärme und die Nutzung der Abgaswärme bis auf ein Temperaturniveau von 180°C unterstellt werden. Zumeist wird von den Motor-Herstellern die vollständige Abgaswärme, also die Austrittstemperatur am Zylinder gegenüber Normaltemperatur angegeben. Diese ist nun auf das standortspezifisch bzw. anlagen-

spezifisch mögliche Temperaturgefälle anzupassen. Über die Gleichung 7.10 "Wärmemengenberechnung" kann dies über den thermodynamischen Weg erfolgen, alternativ kann jedoch ebenfalls ein trivialer mathematischer Dreisatz gemäß Gleichung 7.11 angewandt werden:

$$Q = m * c * \Delta\vartheta \quad (7.10)$$

Q : Wärmemenge

m : Masse

c : spezifische Wärmekapazität

$\Delta\vartheta$: nutzbare Temperaturdifferenz ($\vartheta_1 - \vartheta_2$)

$$Q_{\text{nutz}} = \frac{Q_{\text{angegeben}}}{\vartheta_{\text{angegeben}}} * \vartheta_{\text{nutzbar}} \quad (7.11)$$

$Q_{\text{angegeben}}$: Angegebene Wärmemenge

$\vartheta_{\text{angegeben}}$: Angegebene Temperaturdifferenz: *Abgastemperatur* abzüglich Normtemperatur (20°C).

$\vartheta_{\text{nutzbar}}$: Nutzbare Temperaturdifferenz: *Abgastemperatur* abzüglich notwendige Resttemperatur.

Als Ergebnis erhält man die nutzbare Abgaswärme. Diese summiert mit der Kühlwasserwärme ergibt die gesamte theoretisch nutzbar zu machende Wärmeleistung der Anlage. Sofern der Anlagenhersteller eine weitere Wärmequelle wie z.B. Ladeluftkühler oder Gemischkühler mit in den Wärmekreislauf eingebunden hat, muss diese Wärmemenge selbstverständlich ebenfalls aufsummiert werden.

$$Q_{\text{gesamt}} = Q_{\text{Abgas}} + Q_{\text{Kühlwasser}} + Q_{\dots} \quad (7.12)$$

Die Wärmeaustauscherverluste (Rohrbündelwärmeaustauscher für Abgas und Plattenwärmetauscher für Kühlwasser) liegen bei ca. 5%.

$$Q_{\text{brutto}} = Q_{\text{gesamt}} * (100 - 5)\% \quad (7.13)$$

Die entsprechende Multiplikation nach Gleichung 7.13 führt letztlich zu dem theoretisch möglichen Wärmepotenzial der Anlage. Vermutlich wird zwischen diesem Wert

und der realen Bruttoleistung der Anlage ein üppiger Unterschied bestehen. Mögliche Gründe wie auch Anregungen zu Optimierungsmaßnahmen werden im Folgenden aufgezeigt.

7.5.1 Verunreinigungen

Aus der obigen Berechnungsstruktur kann abgeleitet werden, dass das Wärmepotenzial der Anlage maßgeblich von der Nutzung der Abgaswärme abhängig ist. Verantwortlich für das Nutzbarmachen ist stets ein oder mehrere Abgaswärmeaustauscher. Bekannterweise besitzen Abgase von Verbrennungsmotoren Rußanteile, die sich im gesamten Abgassystem ablagern und somit natürlich ebenfalls an den Wärmeaustauscher-Rohren. Hierdurch wird die Wärmeübertragung aufgrund des ansteigenden Wärmewiderstandes zum Nachteil gestört, was prozentual ausgedrückt durchaus hohe zweistellige Werte annehmen kann. Es war bisweilen Usus, Reinigungsmaßnahmen in festgelegten Intervallen durchzuführen. Eine qualitative Beurteilung könnte beispielsweise anhand eines thermischen Leistungseinbruches oder aber durch den Anstieg der Abgasresttemperatur erfolgen. Leider fehlt hierzu an allen besuchten Anlagen die notwendige Messtechnik.

7.5.2 Intensivere Abgaswärmenutzung

Zwar wird auch in dieser Arbeit eine Abgasresttemperatur von ca. 180°C als quasi technisch akzeptabel beschrieben⁵³, wobei eine darüber hinausgehende, intensivere Abgaswärmenutzung beim größten Teil der betrachteten Anlagen ohne Weiteres möglich wäre. Bis auf welches Temperaturniveau dem Abgas Wärmeenergie entzogen werden kann, bestimmt sich aufgrund der individuellen standortbezogenen Rahmenbedingungen. Die praktische Umsetzung eines solchen Vorhabens bedingt zwar einiges an Arbeitsleistung, aus technischer Sicht ist dies jedoch als trivial zu bezeichnen. Dem Grunde nach kann entweder der vorhandene Abgaswärmeaustauscher gegen einen leistungsfähigeren ersetzt werden, oder aber ein zweiter in das Abgassystem installiert werden. Bei einer solchen Maßnahme ist vor allem der Abgasgedruck zu beachten, der möglichst die vom Hersteller angegebenen Werte im Endausbau nicht überschreiten sollte. Eine deutliche Verbesserung der thermischen Ausbeute könnte Lohn der Mühe sein. Aus monetärer Sicht dürfte sich eine solche

⁵³Dies gilt wie in Kapitel 6 beschrieben für die Zeit der Inbetriebnahme dieser hier betrachteten Anlagen. Zwischenzeitlich sollte diese Resttemperatur deutlich unterschritten werden.

Maßnahme in kürzester Zeit amortisieren. In einem Fall wurde von einem Betreiber ein zweiter Abgaswärmeaustauscher nachgerüstet. Hier wurde zudem, um den herstellerseitig angegebenen Abgasgegendruck einzuhalten, ein zusätzliches Abgasgebläse installiert. Die Abgasresttemperatur konnte so auf weniger als 80°C abgesenkt werden.

7.5.3 Effiziente Pumpensteuerung

Durch die Nutzung einer intelligenten Pumpensteuerung lässt sich der Energieaufwand hierfür deutlich senken. Genannt werden kann hier eine bedarfsoptimierte Volumenstrombeeinflussung, gesteuert durch eine schlichte Temperatúrauswertung. Normalerweise wird dies durch eine Standard-Wasserpumpe in Verbindung mit einem Frequenzumrichter realisiert. Da die Pumpen ohnehin vorhanden sind, ist somit lediglich die Temperatursensorik sowie der oder die Frequenzumrichter nachzurüsten, was mit einem überschaubaren Aufwand bei doch bemerkenswerten Resultaten einhergeht.

Zusammenfassung und Ausblick

8.1 Zusammenfassung

In einer umfangreichen und langfristigen Datenerhebungsphase konnten die Betriebsergebnisse von insgesamt 75 mit Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken eruiert werden. Dabei handelt es sich sowohl um Anlagenkennzahlen, resultierend aus dem Anlagenbetrieb der Jahre 2009 und 2010, wie auch um die Messergebnisse der individuellen Messungen an den einzelnen Anlagen.

Durch die repräsentative Datenbasis war es möglich, eine Auswertung zu diesen Anlagen durchzuführen, was gleichermaßen das erste Ziel dieser Arbeit war. Insgesamt musste festgestellt werden, dass keine der Anlagen die von den Anlagenherstellern vorgegebenen Leistungskennzahlen einhält. Selbstverständlich weisen technische Anlagen Toleranzen auf. Wenn aber Abweichungen derart massiv und vielfältig vorliegen, muss die Frage nach ethischen oder moralischen Aspekten einerseits und nach Konsequenzen andererseits gestellt werden. Wirtschaftliche Schäden entstehen den Betreibern, da sich die Effizienz der Anlage im operativen Betrieb nicht so einstellt wie es durch die Anlagenhersteller zugesichert wurde, und der Volkswirtschaft, da die Höhe der Einspeisevergütung mitunter aufgrund der Herstellerangaben berechnet werden, und somit mit großer Wahrscheinlichkeit zu hohe Zahlungen geleistet wurden.

Wie weit die Betriebskennzahlen von den Herstellerangaben abweichen, wurde mit den folgende Überprüfungen/ Auswertungen ermittelt:

- **Zusammenhang elektrischer Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat:**

Es wurde untersucht, welche Rolle das Antriebsaggregat in Bezug auf die elektrische Leistungsfähigkeit der Anlage hat. Herausgestellt hat sich, dass die moderne Konstruktion des Scania DC 16 Aggregates, ausgestattet mit einem modernen Kraftstoff-Hochdrucksystem, ganz klar mit einem elektrischen Wirkungsgrad von durchschnittlich 42,10% die Führungsrolle übernimmt. Widerlegt werden konnte jedoch die Annahme, dass die Effizienz der Kraftstoff-Hochdruck-Einspritzsysteme grundsätzlich höher sei als die konventioneller Einspritzsysteme. Dazu nochmal das finale "Ranking" in Tabelle 8.1, woraus hervorgeht, dass keine grundsätzliche Dominanz der Hochdruck-Einspritzsysteme vorherrscht⁵⁴. Womöglich haben die konstruktiven Entwicklungen, vielleicht auch die moderneren Fertigungsmöglichkeiten, einen wesentlich größeren Einfluss auf die Effizienz der Anlage als das Kraftstoffsystem.

Tab. 8.1: *Ranking Wirkungsgrad*

Hersteller	Motortyp	Wirkungsgrad
Scania	DC 16	42,1%
MAN, MTU, OM	D 2842	41,0%
MAN	D 2866/76	40,0%
Volvo	TAD 1642 GE	39,6%
Deutz	BF -M 1013/1015	38,7%

- **Zusammenhang thermischer Anlagenwirkungsgrad und Antriebsaggregat:**

Die Schlussfolgerung, dass sich das thermische Ergebnis analog zu dem elektrischen einstellen würde, war grundsätzlich naheliegend. Jedoch spiegelt die fina-

Tab. 8.2: *Ranking Wirkungsgrad (th.)*

Hersteller	Motortyp	Wirkungsgrad
Volvo	TAD 1642 GE	39,3%
MAN, MTU, OM	D 2842	39,3%
Deutz	BF -M 1013/1015	37,1%
MAN	D 2866/76	36,3%
Scania	DC 16	33,7%

le Rankingtabelle 8.2 hier eine andere Situation wieder. Demnach besteht we-

⁵⁴Die MAN-Aggregate verfügen über ein konventionelles Einspritzsystem.

der ein Zusammenhang zwischen Antriebsaggregat und thermischer Leistungsfähigkeit der Anlage, noch ist ein guter elektrischer Wirkungsgrad Garant für eine gute thermische Effizienz. Offenbar bestimmen die Wärme auskoppelnden Komponenten, insbesondere der Abgaswärmeaustauscher, die thermische Leistungsfähigkeit der Gesamtanlage. Die Vermutung wurde durch stichprobenartige Vergleiche mit den Abgastemperaturen, welche allesamt deutlich überhört waren, bestätigt. Natürlich besteht zumindest auch die theoretische Möglichkeit der Falschinterpretation/ Fehlanpassung der Anlagenkomponenten durch die Anlagenhersteller.

- Vergleich der Herstellerangaben und der operativen Betriebsergebnisse

In summa kann festgestellt werden, dass keine Anlage die von den Anlagenherstellern zugesicherten Kennzahlen erreicht.

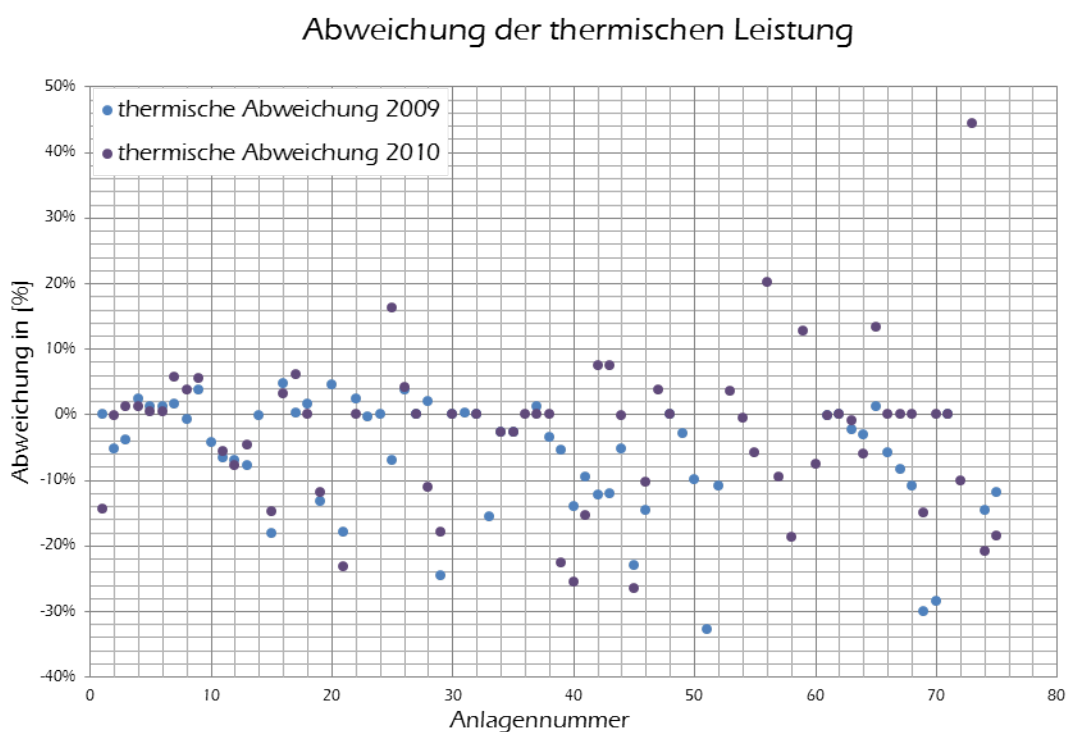


Abb. 8.1: Abweichung thermischer Wirkungsgrade

Bedenkt man eine durchschnittliche thermische Minderleistung von immerhin fast 10% und eine elektrische Minderleistung von ca. 3,5%, so ist leicht nachvollziehbar dass hieraus empfindliche monetäre Verluste für die Anlagenbetreiber resultieren.

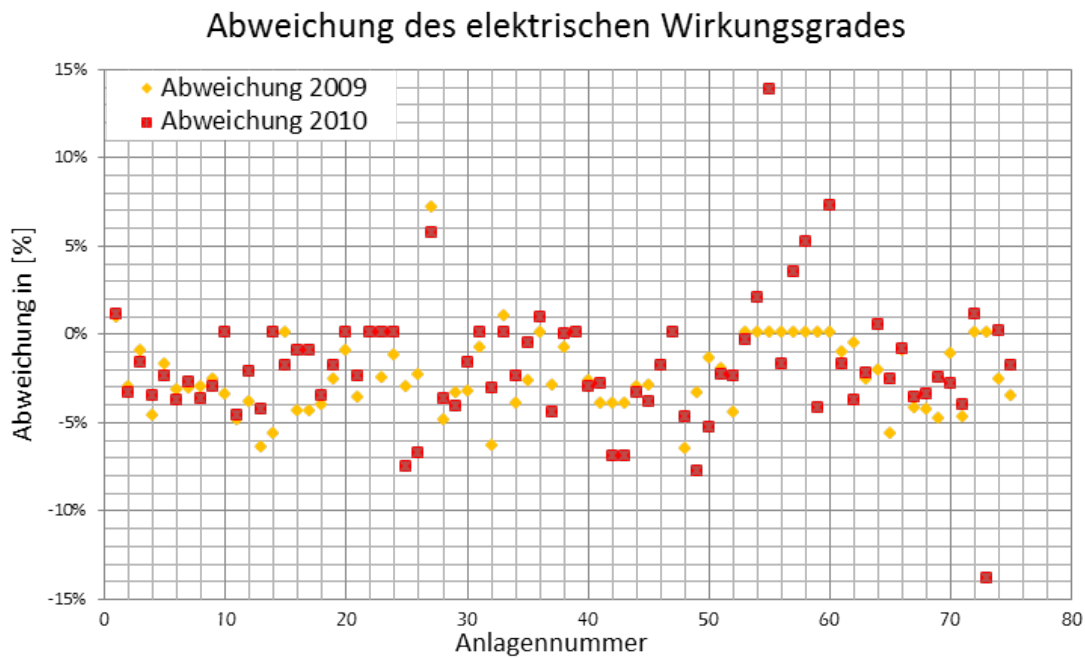


Abb. 8.2: Elektrischer Wirkungsgradvergleich Betrieb <> Hersteller

Im Einzelfall muss entschieden werden, bis zu welchem Grad eine Abweichung tolerabel ist. Insgesamt kann festgestellt werden, dass Minderleistungen leider eher die Regel als die Ausnahme sind. Dies kann den Abbildungen 8.1 und 8.2 entnommen werden.

- Stand der Technik

Die elektrische und thermische Leistung sind, neben der Stromkennzahl die sich hieraus errechnen lässt, die charakterisierenden Größen eines Pflanzenöl betriebenen BHKW. Da die vorliegende Erhebung durchaus als repräsentativ angenommen werden kann, ist davon auszugehen, dass der elektrische Wirkungsgrad von derartigen Anlagen ca. 42% beträgt. Dieser Wirkungsgrad kann durchaus als derzeitiger Stand der Technik für diese Anlagenkategorie benannt werden. Der ermittelte maximale thermische Wirkungsgrad beträgt lediglich 39,3%, was darauf zurückzuführen war, dass das thermische Leistungspotenzial der Abgaswärme nur unzureichend ausgeschöpft wurde. Daher kann in diesem Zusammenhang lediglich von einer gängigen Praxis die Rede sein, nicht aber vom Stand der Technik. Durch das von der Europäischen Gemeinschaft geschaffene Hocheffizienzkriterium (Nutzungsgrad mindestens 85%) lässt sich der technische Stand der Wärmeauskopplung näherungsweise bestimmen. Aus Subtraktion des elektrischen Wirkungsgrades (42%) vom Nutzungsgrad Hoch-

effizienzkriterium (85%) resultiert ein thermischer Wirkungsgrad von 43%. In Einzelfällen kann das Erreichen dieser Werte vom Verfasser bestätigt werden.

Insgesamt kann also das Erreichen des Hocheffizienzkriteriums mit einem Nutzungsgrad von mindestens 85% als operative Betriebsergebnisse als derzeitiger Stand der Technik angenommen werden.

- **Abgasanalytik**

Zwar wurde erwartet, dass die zulässigen durch die TA-Luft definierten Grenzwerte, vordergründig jene für Kohlenstoffmonoxid (CO) und die Stickstoffoxide (NO_x), im Einzelfall überschritten werden würden. Dass jedoch keine der hier betrachteten Anlage die geforderten Grenzwerte einhält, ist erschreckend. Sicherlich kann man die Grenzwerte kontrovers diskutieren, jedoch stellen diese derzeit gültiges Recht (Verwaltungsvorschrift) dar, welches grundsätzlich einzuhalten ist. Es wird zwar im Kontext zu der erneuerbaren Energieerzeugung immer eine CO_2 -neutrale Energieerzeugung suggeriert, dass jedoch weitere Schadstoffe freigesetzt werden, wird gerne verschwiegen.

- **Monetäre Kausalitäten**

Es konnte dargelegt werden, dass selbst eine geringe durchschnittliche elektrische Abweichung von lediglich 3,4% bei einer durchaus realistischen Anlagenlaufzeit von 8000 Stunden pro Jahr einen Minderertrag von immerhin 22.000 Euro⁵⁵ hervorruft. Unterstellt man dieser "Musteranlage" (400 kW elektrische Leistung) zudem eine durchschnittliche thermische Minderleistung, so entspricht dies einem Betrag von fast 11.000 Euro⁵⁶. Insgesamt beträgt der monetäre Verlust somit ca. 33.000 Euro/Jahr. Grund genug, sich hier intensiver mit Optimierungsmöglichkeiten zu beschäftigen.

- **Betriebsstörungen und deren Ursachen**

Als hauptsächliche Störquelle wurde von den Betreibern im Allgemeinen die Kraftstoffqualität benannt. Die Nutzung von Pflanzenöl als Kraft- bzw. Heizstoff kann mittlerweile durchaus als "alltagstauglich" und erprobt bezeichnet werden. Sofern die Pflanzenöl-/ Stoffqualität in ihren wesentlichen Argumenten der Rapsölnorm DIN EN 51605 entspricht, kann an und für sich davon ausgegangen werden, dass sich Betriebsstörungen diesbezüglich in Grenzen halten. Das Gros der ansonsten genannten Betriebsstörungen waren weitestgehend

⁵⁵Der Betrag stellt lediglich die entgangene Einspeisevergütung i.H.v. 20 Cent/kWh dar.

⁵⁶Dieser Betrag müsste aufgewandt werden, um die entgangene thermische Energiemenge aus Heizöl zu erzeugen.

auf mangelnde Erfahrung des Betreibers mit der Anlagentechnik zurückzuführen. In der Auswertung wurden ausschließlich Stör- oder Schadensereignisse berücksichtigt, welche mehrfach von unterschiedlichen Betreibern angegeben wurden.

- Handlungsempfehlungen

Defizite können nur dann behoben werden, wenn diese bekannt sind. Daher ist in Kapitel 7 eine Vorgehensweise beschrieben, die den Anlagenbetreiber zunächst in die Position bringt, seine Anlage auszuwerten und gegenüber den Herstellerangaben zu vergleichen. Zwischenzeitlich wurden vom Verfasser derart viele Pflanzenöl-BHKW begutachtet und besichtigt, dass sich einige Fehlerquellen herausgestellt haben. Einige Kausalitäten werden hier, wie auch Maßnahmen zur Intervention, mit dem Ziel beschrieben, die Effizienz der Anlagen zu erhöhen.

Insgesamt reflektiert diese Arbeit neben den wissenschaftlichen Erkenntnissen den operativen Betrieb von Pflanzenöl betriebenen Blockheizkraftwerken. An und für sich wäre es sicherlich sinnvoll ähnliche Analysen für alle weiteren Technologien im Kontext zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz durchzuführen, um im Rahmen der Gesetzgebung spezifischere Steuerungsmechanismen installieren zu können.

8.2 Ausblick

Durch das Umdenken auf politischer Ebene im Rahmen der Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetz, bezogen auf die Förderung der Energieerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl), werden künftig keine neuen Anlagen mehr entstehen. Im Gegenteil. Da sich der Weltmarktpreis für Pflanzenöl konsequent auf einem hohen Niveau bewegt, ist für bestehende Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr möglich. Somit muss kurzfristig (in den kommenden 2-3 Jahren) damit gerechnet werden, dass kaum mehr eine Anlage in Betrieb sein wird. Aus energiepolitischer Sicht bedeutet dies einen Rückschlag, da der Erzeugungsanteil dieser Anlagen an der gesamten regenerativen Energieerzeugung wegbricht und damit die energiepolitischen Ziele womöglich nicht erreicht werden. Teilweise, dass kann bereits heute festgestellt werden, können und werden die Anlagen zum Betrieb mit anderen Primärenergieträgern wie z.B. Biomethan (Biogas aus dem Erdgasnetz) umgerüstet.

Ungeachtet des jeweilig eingesetzten Primärenergieträgers stellen die Blockheizkraftwerke eine nicht mehr wegzudenkende Säule in der regenerativen und fossilen Ener-

gieerzeugung dar. Die Technologie hat ihre Funktionsfähigkeit unter Beweis gestellt und es kann davon ausgegangen werden, dass die Effizienz stetig verbessert wird. Dies sollte jedoch nicht anhand der Herstellerangaben sondern auch an operativen Betriebsergebnissen erkennbar sein. Der Gesetzgeber wird hoffentlich erkennen, dass Herstellerangaben in der Realität kaum erreicht werden, und verlangt künftig explizite Nachweise zu vergütungsrelevanten Kennzahlen. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz kann – und das hat die Vergangenheit bewiesen – der Gesetzgeber alleine durch die Höhe der Einspeisevergütung die Umwandlungstechnologie und das Ausbautempo steuern. Die energiepolitischen Zielsetzungen werden somit zumindest theoretisch erreichbar.

Beschreibung und Anwendung der Messgeräte

A.0.1 Testo 350 XL

Gerätebeschreibung

Von der Testo AG, Lenzdorf, wurde zur Durchführung der Datenerhebung und der damit einhergehenden Messaufgaben ein Abgasanalysegerät vom Typ Testo 350 XL zu Verfügung gestellt.

In einem robusten Hartschalenkoffer findet zunächst die sogenannte "Analyse-Box" in einer schützenden Styropor-Konstruktion ihren Platz. Die Analyse Box stellt quasi die Exekutive des Messsystems dar. Ausgerüstet mit bis zu sechs Sensoren, der zur Messung notwendigen Hilfisperipherie und eines Akkus zur netzunabhängigen Nutzung bedarf das System lediglich noch einer "Steuer-Einheit". Hier gibt es verschiedene Alternativen, wobei das Leihgerät mit einer adaptiven, auf die Analyse-Box angedockten (snap-on) Control-Unit ausgestattet war. Mit dieser kann gleichermaßen die Parametrierung und Kalibrierung des Messsystems sowie die Anzeige der Messwerte erfolgen. Mithilfe des integrierten Druckers können letztlich die Messresultate ausgedruckt werden.

Solange das Messsystem zusammenhängend betrieben wird, erfolgt der Datenaustausch über die integrierte Hardware-Steckverbindung (Schnittstelle). Daneben kann die Control Unit losgelöst von der Analyse-Box genutzt werden. Dann erfolgt der Datenaustausch via Bluetooth-Verbindung. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Analyse-Box stationär für Langzeitmessungen einzurichten und bequem aus der Entfernung zu steuern. Da das Gesamtsystem grundsätzlich netzwerkfähig ausgelegt ist,



Abb. A.1: Testo XL 350

können ferner weitere Geräte wie z.B. Datenlogger oder Rechner angebunden werden. Auch ist es möglich, mehrere Analyse-Boxen mit einer Control-Unit zu steuern. Die Abbildung A.1 zeigt das Messgerät in dem besagten Hartschalenkoffer bei geöffnetem Deckel.

Im Speziellen war das Messsystem mit den in der Tabelle A.1 aufgelisteten Sensoren ausgerüstet.

Praxiseinsatz

Im praktischen Messeinsatz hat sich schnell herauskristallisiert, dass das Messsystem praxisingerecht konzipiert wurde. Durch eine Klappe im Hartschalenkoffer ist das

Tab. A.1: *Sensorkonfiguration Testo XL 350*

Fühlertyp	
Kohlenmonoxid	(CO)
Stickstoffmonoxid	(NO)
Stickstoffdioxid	(NO ₂)
Stickstoffoxide	(NO _x)
Schwefeldioxid	(SO ₂)
Kohlenstoffdioxid	(CO ₂)
Temperatur	(°C)

Anschlusspaneel der Analyse-Box direkt zugänglich⁵⁷. An das Anschlusspaneel muss im einfachsten Fall nur der Messfühler (Messkopf) eingesteckt werden.

Nach dem Einschalten führt das Gerät automatisch eine Kalibrierung durch. Bereits nach wenigen Sekunden ist das System dann funktionsbereit. Nachdem der Fühler an der Messstelle angebracht ist, wird die Messung durch einen Tastendruck initialisiert. Bei den hier durchgeführten Messungen handelte es sich stets um Momentaufnahmen (Spot-Messungen) der Anlagen. Aus diesem Grund wurden die Möglichkeiten bzw. Features des Gerätes bei weitem nicht ausgenutzt. Da es sich bei den gemessenen Anlagen um solche handelt, die in der Regel nicht einer Überwachung nach z.B. dem BImSchG unterliegen, sind diese in aller Regel nicht mit vorbereiteten Prüfstützen ausgestattet. Bei vielen Anlagen ist zudem das Abgassystem inklusive des Abgaswärmeaustauschers auf den Maschinencontainern installiert, was zur Folge hatte, dass sich vielerorts die Möglichkeiten zur Messung einschränkten. Eine mechanische Einflussnahme zum Beispiel durch das Entfernen von Isolationen, um einen Zugang zu dem Abgassystem zu bekommen, wurde auch wegen möglicher Haftungsansprüche konsequent vermieden. Dadurch konnte eine Abgasmessung häufig nur am Ende des Kamins, welches sich üblicherweise in einer nicht unbeachtlichen Höhe befindet, durchgeführt werden. Durch die Größe und das Gewicht des Messsystems werden jedoch die Möglichkeiten zur Messdurchführung ebenfalls eingeschränkt. Sehr problemlos war hingegen das Messen an stationär aufgebauten Anlagen. Hier wurden die Abgassysteme häufig auf einer oberen Etage, aber dennoch gut erreichbar, aufgebaut. In all diesen Fällen war entweder ein Messstutzen bereits in das System eingebaut, oder aber der Betreiber bot an, ein Loch in selbiges zu bohren, damit die

⁵⁷Der Klappenmechanismus hat sich indes als nicht sehr praxistauglich herausgestellt – dieser ist durch eine Unachtsamkeit bei einer der ersten Messungen ausgebrochen...

Messung durchgeführt werden konnte. Das Loch wurde später zumeist wieder mit einer Schraube verschlossen.

A.0.2 Fluke

Gerätebeschreibung



Abb. A.2: Fluke Ti25

Durch die Fluke Deutschland GmbH, Glottertal, wurde eine Wärmebildkamera des Typs Fluke Ti25 ebenfalls zum Zwecke der Datenerhebung bzw. visueller Anlagenbeurteilung zur Verfügung gestellt. Bei der Kamera handelt es sich um ein leistungsfähiges Messgerät aus der Reihe der radiometrischen Infrarotkameras. Die Kamera wird zusammen mit einem Lade-/Netzgerät in einer Hartschalen-Gerätebox geliefert. Im Inneren der Box befindet sich eine aus Nylon-Gewebe gefertigte und gepolsterte zweite Tasche, in der die Kamera sicher aufbewahrt und transportiert werden

kann. Diese innere Tasche kann im Bedarfsfall auch ohne Hartschalenbox genutzt werden. Die Abbildung A.2 zeigt die Wärmebildkamera bei geöffnetem Deckel auf der Nylon-Tasche.

Die Kamera besticht durch ihre recht einfache und autodidaktisch erlernbare Funktionsweise. Ähnlich eines Revolvers wird mit der Kamera das Überwachungs- oder Messobjekt "anvisiert" und durch Betätigung des "Abzuges" ein Abbild generiert. Zusätzlich kann manuell fokussiert werden. Die erfassten Bilder werden automatisch auf einer Speicherkarte (SD-Karte) gespeichert. Diese können dann mit Hilfe der mitgelieferten Software "Fluke SmartView – für Wärmebildanalyse und Berichterstellung" am Computer bearbeitet und letztlich ausgedruckt bzw. in einen Bericht eingebettet werden. Der Temperaturbereich der Kamera liegt bei -20° bis 350°C , bei einer Messtoleranz von $\pm 2\%$ bzw. $\pm 2^{\circ}\text{C}$.

Praxiseinsatz

Vordergründig sind die gewünschten Aufnahmen im Automatikmodus sehr schnell durchgeführt. Da eine nachträgliche Bearbeitung der Bilder am Computer grundsätzlich und umfangreich möglich ist, entfällt intensives Justieren und Korrigieren vor Ort. Selbstverständlich bilden qualitativ hochwertige Bilder die Grundlage für eine nachfolgende Bearbeitung. Als besonderes Feature hat sich im Laufe der Datenerfassung die Möglichkeit der Doppelaufnahme herausgestellt. Die Kamera erstellt neben dem thermografischen Abbild auch ein "gewöhnliches" Foto. Durch die Software ist es nun möglich, die Bilder übereinander darzustellen oder stufenlos zu verschmelzen bzw. zu überblenden. Der Vorteil liegt klar auf der Hand. Neben den unter Umständen nicht klar zu erkennenden Bildinhalten bei einer Wärmebildaufnahme liefert eine solche "Duplexaufnahme" Bild und Temperaturinformationen. Das Antriebsaggregat bei den BHKW-Anlagen ist eigentlich immer ein Verbrennungsmotor. Da mitunter Temperaturen im Abgastrakt im Bereich um 600°C auftreten können, ist es leider nicht möglich, diese qualitativ zu beurteilen, da die Kamera lediglich Temperaturen bis 350°C auswerten kann. Neben einer ganzheitlichen Beurteilung der Anlagentechnik im Kontext zu der Wärmebereitstellung bieten die Aufnahmen zudem die fantastische Möglichkeit, spezifische Temperaturen im Nachhinein aus den Bildinformationen auszulesen.

A.0.3 Höntzsch

Gerätebeschreibung



Abb. A.3: Höntzsch Exact Sonic II

Bei dem Messgerät der Firma Höntzsch (siehe Bild A.3) handelt es sich um ein mobiles Ultraschall-Durchflussmessgerät für Flüssigkeiten. Das Gerät wurde vom Hersteller für die Dauer der Erhebung zusammen mit einem weiteren unterstützenden Unternehmen zur Verfügung gestellt. Das Messgerät ist in der Lage, in kurzer Zeit recht exakte Messergebnisse (Durchflussmengen) zu erfassen und darzustellen. Die Messunsicherheit hierbei beträgt $\pm 2\%$ für Rohrleitungsabmessungen mit einem Außendurchmesser von mehr als 75 mm, bzw. $\pm 3\%$ für Rohrleitungsabmessungen mit einem Außendurchmesser von 13-75 mm. Einmal am Messplatz aufgebaut, ist das Gerät in der Lage, sowohl Echtzeitmessungen durchzuführen, als auch entweder direkt als Datenlogger oder indirekt als Bindeglied zu einem Computer via USB-Schnittstelle betrieben zu werden. Wie für ein portables Gerät üblich, ist es mit einem leistungsfähigen Akku ausgerüstet, um netzunabhängige Messungen durchzuführen. Das Gerät wird mit sämtlichem benötigten und notwendigen Zubehör in einem Hartschalenkoffer geliefert.

Praxiseinsatz

Die Anwendung ähnelt stark einer ärztlichen Ultraschall-Untersuchung. Das Hauptaugenmerk liegt auf der korrekten Platzierung der beiden Sensoren. Hier gibt die Betriebsanleitung eine gute Hilfestellung zur Vorgehensweise. So trivial sich die Betriebsanleitung liest, so diffizil hat sich die Anwendung des Systems vor Ort herausgestellt. Die erste und wichtigste Aufgabe ist die Definition der Messstellen. Es sind gewisse gerade Leitungsabschnitte genauso zu berücksichtigen wie eine Zugänglichkeit, die Kenntnis über die spezifischen Rohrleitungseigenschaften, Korrosionsgrad, Material und hydraulische Qualifikation. Es folgt eine Parametrierung der Messeinheit mit den oben angesprochenen Informationen. Von nun an kann die Messeinheit bzw. die Messung initiiert werden. Bedacht werden sollte, immer ausreichend viel Reinigungsmaterial bereit zu halten, da die Sensoren mit einem Kontaktgel bestrichen werden müssen, um den Signalfluss sicher zu stellen.

Datenerhebung und Auswertung

Die Datenerhebung und Auswertung ist nachfolgend in tabellarischer Form dargestellt. Die erste Tabelle ist vollumfänglich, die folgenden separieren und ermöglichen eine bessere Lesbarkeit aufgrund der größeren Darstellung.

1. Tabelle Herstellerangaben
2. Tabelle Betriebsjahr 2009
3. Tabelle Betriebsjahr 2010
4. Tabelle Emissionsmessungen

Sämtliche Tabellen finden sich gleichermaßen, wie auch alle in dieser Arbeit verwendeten Bilder auf dem beiliegenden Datenträger.

Literaturreferenzen

- [1] ENERGIEN, A. E.: Zeitreihe zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. *Internet, www.bmu.de/erneuerbareenergien, Stand Juli 2011*
- [2] STREIT, A.; FRIESS, H.: Emissionsuntersuchungen an einem stationären Rapsöl-BHKW. *Bayerisches Landesamt für Umweltschutz*. 1998
- [3] BUNDESREGIERUNG: Das Energiekonzept der Bundesregierung. *Internet, <http://erneuerbare-energien.de/energiewende/downloads/doc/46411.php>, Juni 2012*
- [4] BUNDESREGIERUNG: Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende. *<http://www.bmu.de/energiewende/downloads/doc/47467.php>, Juni 2012*
- [5] BUNDESREGIERUNG: Energie-Einspar-Verordnung. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 23., Bundesanzeiger Verlag, 30. April 2009, Seite 954 bis 989, 2009
- [6] BUNDESREGIERUNG: Integriertes Energie und Klimaprogramm. *<http://www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/39875.php>, 2007*
- [7] BUNDESREGIERUNG: Energieeinsparungsgesetz. Bundesgesetzblatt I S. 2684 vom 1. September 2005, 2007
- [8] BUNDESREGIERUNG: Stromeinspeisungsgesetz. Bundesgesetzblatt. I S. 2633, 2001
- [9] BUNDESREGIERUNG: Erneuerbare Energien Gesetz. Bundesgesetzblatt, 29. März 2000 (BGBl. I S. 305), 2000
- [10] BUNDESREGIERUNG: Erneuerbare Energien Gesetz. Bundesgesetzblatt, 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), 2004
- [11] BUNDESREGIERUNG: Erneuerbare Energien Gesetz. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2008, Teil 1, Nr. 49, 2008
- [12] BUNDESREGIERUNG: Erneuerbare Energien Gesetz. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2011, I S. 3044, 3051, 2011

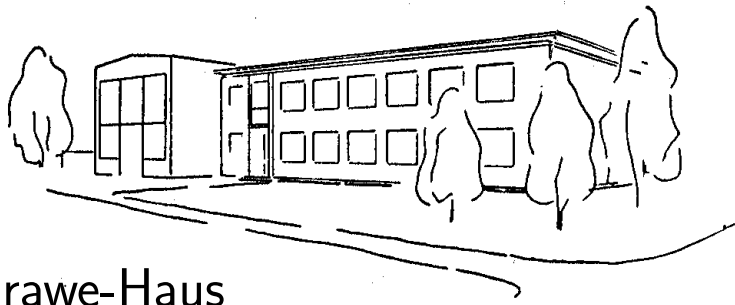
- [13] AGFW-DER-ENERGIEEFFIZIENZVERBAND: Zertifizierung von KWK- Anlagen, Ermittlung des KWK- Stroms. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.B., 2009
- [14] HASSEL, E.; WICHMANN, V.; UNIVERSITÄT-ROSTOCK: Praxiseinsatz von serienmäßigen neuen rapsöltauglichen Traktoren. *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe*. 2005
- [15] KEMPER, D.-M.: Verbrennungsmotoranlagen für Pflanzenöl mit einer Feuerungswärmeleistung von < 1 MW. *Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden- Württemberg*. 2006
- [16] WINKLER, D.; FACKLER, D.: Energetische Nutzung Nachwachsende Rohstoffe. *Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen*. 2001
- [17] NÖRTHERSHÄUSER, M.: Pflanzenöl & Mein Dieselmotor. Books on Demand, 2005
- [18] UHLIG, H.: Biokraftstoffe aus Abfall. Goldegg Verlag, 2007
- [19] EDER, B.; EDER, F.: Pflanzenöl als Kraftstoff. Ökobuch Verlag, 2004
- [20] HARTMANN, H.; REINSINGER, K.; THUNEKE, K.; HÖLDERICH, A.; ROSSMANN, P.: Handbuch Bioenergie- Kleinanlagen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V., 2007
- [21] VON THÜNEN-INSTITUT (vTI), J. H.: Biogas- Messprogram II. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V., 2009
- [22] KALTSCHMITT, M.; HARTMANN, H.: Energie aus Biomasse. Springer Verlag, 2001
- [23] ROBERT-BOSCH-GMBH: Dieselmotormanagement. Vieweg Sohn Verlag, 2004
- [24] DES ELSBETT-MUSEUMS; WWW.ELSBETT MUSEUM.DE, H.: Entwicklungsgeschichte, Funktionsweise. 2012
- [25] VAN BASSHUYSEN, R.; SCHÄFER, F.: Handbuch Verbrennungsmotor. Vieweg Sohn Verlag, 2002
- [26] ROBERT-BOSCH-GMBH: Dieselmotormanagement im Überblick. Robert Bosch GmbH, 2007
- [27] BUNDESREGIERUNG: Bürgerliches Gesetz Buch. Bundesgesetzblatt, BGBl. I S. 42, 2909; 2003 I S. 738, 2002
- [28] BUNDESREGIERUNG: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002, zuletzt geändert am 21.8.2009. BGBl. IS. 1092, BGBl. IS. 2870, 2002

- [29] TIPPLER, P. A.: Physik. Spektrum Akademischer Verlag Heidelberg * Berlin, 2000
- [30] HOFFMANN, J.: Taschenbuch der Messtechnik. Hanser Verlag, 2010
- [31] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, N. u. R.: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmissionsschutz-Gesetz. Gemeinsamen Ministerialblatt (GMBL) vom 30. Juli 2002, 2002
- [32] STRAUSS, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. Springer Verlag, 2006
- [33] BUNDESREGIERUNG: Energiesteuergesetz. *Bundesgesetzblatt I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007*
- [34] BUNDESREGIERUNG: Eichgesetz. Eichgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. März 1992 (BGBl. I S. 711), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist, 1969
- [35] BUNDESREGIERUNG: Eichordnung. Bundesgesetzblatt, BGBl. I S. 1657 zuletzt geändert gemäß BGBl. I S. 1035, 1988
- [36] EUROPAPARLAMENT: Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte. Amtsblatt der Europäischen Union, 2004
- [37] PHYSIKALISCH-TECHNISCHE-BUNDESANSTALT: PTB- Anforderungen, Messgeräte für thermische Energie PTB-A 22. Physikalisch Technische Bundesanstalt, 1996
- [38] BUNDESREGIERUNG: Energiewirtschaftsgesetz. Vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist, 2005
- [39] PHYSIKALISCH-TECHNISCHE-BUNDESANSTALT: PTB- Anforderungen, Messgeräte für Elektrizität PTB-A 20.2. Physikalisch Technische Bundesanstalt, 2009
- [40] PHYSIKALISCH-TECHNISCHE-BUNDESANSTALT: PTB- Anforderungen, Messgeräte für Elektrizität PTB-A 20.1. Physikalisch Technische Bundesanstalt, 2003
- [41] SENERTEC: Technisches Datenblatt "Der Dachs", Fa. Senertec. *Internet, <http://www.senertec.de>, 12.04.2012*
- [42] WILRICH, P. D. T.: Was bedeutet "Stand der Technik?". *CE Infor Service, Ausgabe Nr. 05.-05-2010*. Mai

- [43] ROBERT-BOSCH-GMBH: Diesel-Einspritzsysteme Unit Injector System und Unit Pump System. Robert-Bosch-GmbH, 2006
- [44] BUNDESREGIERUNG: Niederspannungsanschlussverordnung. Vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), geändert durch Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. 2006), 2006
- [45] GROHE, H.: Otto und Dieselmotoren. Vogel Verlag, 2003
- [46] BINE-INFORMATIONSDIENST: Blockheizkraftwerke, Ein Leitfaden für den Anwender. Solarpraxis AG, 2006
- [47] THOMAS, B.: Mini-Blockheizkraftwerke. Vogel-Buchverlag, 2007
- [48] AGFW | DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, K. u. K. e.: Zertifizierung von KWK- Anlagen, EU- Hocheffizienzkriterium, Ermittlung des KWK-Stroms. 2010
- [49] BUNDESREGIERUNG: Das Energiekonzept und seine beschleunigte Umsetzung. www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47892.php
- [50] PHYSIKALISCH-TECHNISCHE-BUNDESANSTALT: Die gesetzlichen Einheiten in Deutschland. Physikalisch Technische Bundesanstalt

MITTEILUNGEN

aus dem Rudolf-Drawe-Haus der Technischen Universität Berlin



- [851] SVEN KOHTZ: Versuche zur Vergasung von holartiger Biomasse mit Holzkohle als Bettmaterial in einem Wirbelschichtvergaser
Studienarbeit (2012)
- [852] JULIAN ELIZALDE KÖNIG: Multikriterielle Bewertung von Energieeffizienzkennzahlen in Büroumgebung und IT-Netzwerk
Diplomarbeit (2012)
- [853] BURGHARD GEFFERS: Untersuchungen zur Düsenkonfiguration und Einspritzverlaufsformung an einem Einzylinder-Dieselmotor
Diplomarbeit (2012)
- [854] GERBER STEPHAN: Grobstruktursimulation der Biomassevergasung in einer Wirbelschicht am Beispiel von Holz
Dissertation (2011)
- [855] BENJAMIN BLUMENTHAL: Aktivierung von Koks aus Pyrolyse und Vergasung im Hinblick auf die Adsorptionsfähigkeit von Teersubstanzen in Gasgemischen
Bachelorarbeit (2012)
- [856] JOSCHA STEINBRENNER: Ermittlung stabiler Betriebsparameter einer Koks-Gas Wirbelschicht bei der Vergasung von Holz
Studienarbeit (2012)
- [857] BARBRA RUBEN: Ökologische Bewertung von Energie- und Wasserversorgungssystemen
Masterarbeit (2012)
- [858] NILS-MAGNUS WASSER: Untersuchungen der Fluidisierungseigenschaften von Koks, Mineralien und Mischungen daraus in der stationären Wirbelschicht
Bachelorarbeit (2012)
- [859] FRANZISKA MICHALSKI: Planung einer stationären Sortieranlage für die Separation werthaltiger Metalle aus den MPS-Anlagen Berlins
Diplomarbeit (2012)
- [860] OMAR MOHD-ABDELGHANI QUINTELA: Thermochemical Conversion Processes from Molecular Level up tp Reactor Level: Pyrolysis and Gasification
Masterarbeit (2012)

- [861] ALEXANDER WARLO: Experimentelle Untersuchungen zur Hydrothermalen Carbonisierung von Grünschnitt
Studienarbeit (2012)
- [862] MICHAEL LIMBACH: Markteffekte von verpflichtenden Quoten für die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken
Diplomarbeit (2012)
- [863] THOMAS SCHNITTGER: Die Fischer-Tropsch-Synthese, deren Bilanzierung und CO₂-Emissionen
Diplomarbeit (2012)
- [864] ASEM MOHAMMED: Conversion of Lignocellulosic Material into Fermentable Sugars
Dissertation (2012)
- [865] INES WILKENS: Multikriterielle Analyse zur Nachhaltigkeitsbewertung von Energiesystemen - Von der Theorie zur praktischen Anwendung
Dissertation (2012)
- [866] GEORG HEYER: Auswertungsmethoden für das Con-Tar-Analysesystem
Studienarbeit (2012)
- [867] ANDRÉS ANCA-COUCÉ: Multi-Scale Approach to Describe Fixed-Bed Thermo-Chemical Processes of Biomass
Dissertation (2012)
- [868] WILFRIED KRIPPNER: Untersuchung und Bewertung der Möglichkeiten zur Methanisierung des CO₂-Anteils fermentativer Biogase
Studienarbeit (2012)
- [869] ALEXANDER WIECZOREK: Untersuchung der Eignung von Kältespeichern zur Integration eines Rechenzentrums in ein Smart Grid
Studienarbeit (2012)
- [870] PIERRE WOLTMANN: Auslegung eines Temperaturmanagementsystems für Lithium-Ionen-Akkumulatoren
Studienarbeit (2012)
- [871] IRACHE DOMINGUEZ URIARTE: Pyrolysis of a wood single particle analyzed with laser induced fluorescence
Masterarbeit (2012)
- [872] MARIUS WANSLEBEN: Untersuchung der Wärmenutzung von Biogas-Blockheizkraftwerken mit dem Organic-Rankine-Cycle oder Kalina-Prozess
Diplomarbeit (2012)
- [873] TAMARA VAQUERO LAMAS: Change of char structure under pyrolysis conditions
Masterarbeit (2012)
- [874] VADYM KUZNIETSOV: Herstellungsverfahren und Charakterisierung von graphitischen Kohlenstoffnitrid-Dünnschichtphotokathoden zur solaren Wasserstoffgewinnung
Bachelorarbeit (2012)

- [875] GIORGIO MARIGNOLI: Experimental study on the pressure drops of a fluidized bed gasifier
Masterarbeit (2012)
- [876] MARKUS NEISIUS: Analyse von Anlagenkennzahlen und Betriebserfahrungen als Grundlage der Entwicklung technischer Handlungsempfehlungen zur Optimierung pflanzenölbetriebener Blockheizkraftwerke
Dissertation (2012)