

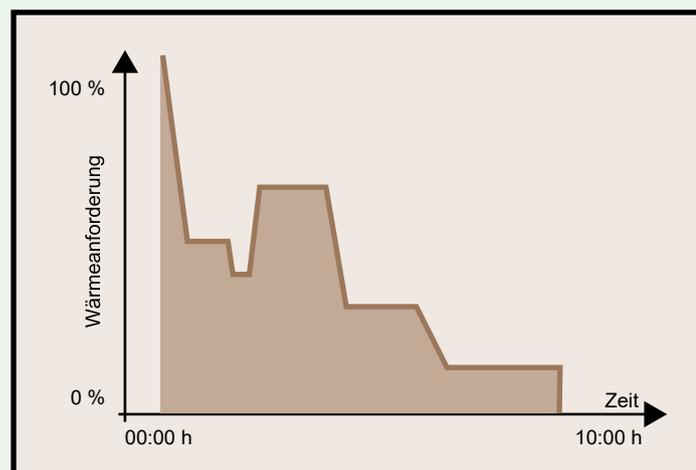
79

Berichte aus dem TFZ

Realemissionen und Nutzungsgrade von kleinen automatisch beschickten Holz-Zentralheizungskesseln mittels Lastzyklus-Methode

Methodenentwicklung und Ergebnisse einer
Serienprüfung

Projektpartner:



**Realemissionen und Nutzungsgrade von kleinen automatisch
beschickten Holz-Zentralheizungskesseln mittels Lastzyklus-
Methode – Methodenentwicklung und Ergebnisse einer
Serienprüfung**



Realemissionen und Nutzungsgrade von kleinen automatisch beschickten Holz- Zentralheizungskesseln mittels Lastzyklus-Methode

Methodenentwicklung und Ergebnisse einer
Serienprüfung

Sabine Feldmeier
Claudia Schön
Dr. Hans Hartmann
Dr. Markus Schwarz
Paul Roßmann

Projektpartner:



Berichte aus dem TFZ 79

Straubing, September 2023

Titel: Realemissionen und Nutzungsgrade von kleinen automatisch beschickten Holz-Zentralheizungskesseln mittels Lastzyklus-Methode – Methodenentwicklung und Ergebnisse einer Serienprüfung

Autoren: Sabine Feldmeier, Claudia Schön, Dr. Hans Hartmann, Dr. Markus Schwarz, Paul Roßmann

Projektleitung: Dr. Hans Hartmann (TFZ)

Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen

Stephan Winter-Thoma (TFZ)

Tobias Rohrmeier (TFZ)

Daniel Fera (TFZ)

Elisabeth Rist (TFZ)

Thomas Kießlinger (TFZ)

Albert Maierhofer (TFZ)

Anja Rocktäschel (TFZ)

Hans-Martin Behr (DEPI)

Jakob Bosch (DEPI)

Kevin Spieker (DEPI)

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 22038918 gefördert. Die Projektlaufzeit ging vom 01.07.2019 bis zum 30.09.2022. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und Autorinnen.

© 2023

Technologie- und Förderzentrum

im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werks darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.

Unter Verwendung mineralölfreier Druckfarben (Mineralölanteil < 1 %) gedruckt auf chlorfreiem Papier aus nachhaltiger, zertifizierter Waldbewirtschaftung.

ISSN: 1614-1008

Hrsg.: Technologie- und Förderzentrum
im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ)
Schulgasse 18, 94315 Straubing

E-Mail: poststelle@tfz.bayern.de

Internet: www.tfz.bayern.de

Redaktion: Claudia Schön, Paul Roßmann, Anna Grundner

Gestaltung: Claudia Schön

Auflage: 2., verb. Aufl.

Verlag: Eigenverlag

Erscheinungsort: Straubing

Erscheinungsjahr: 2023

Fotos: TWL-Technologie GmbH (Abbildung 28), restliche TFZ

Danksagung

Wir danken den Kesselherstellern, die uns während des Projekts durch Überlassung von Versuchskesseln unterstützt haben und ggf. beim Kesselbetrieb unterstützend tätig waren. Unser Dank gilt auch dem beteiligten Projektbeirat für die Hinweise und Ergänzungen während der Projektbearbeitung.

Abstract (deutsch)

Ziel des Vorhabens war die Entwicklung, vollständige Ausarbeitung und Validierung einer praxisnahen Prüfmethode zur Beurteilung der Effizienz (Nutzungsgrad) und des Emissionsverhaltens häuslicher Holz-Zentralheizungen im Realbetrieb. Die Methode soll sich als Prüfgrundlage für ein Zertifizierungsprogramm für automatisch beschickte Pellet- und Hackschnitzelkessel eignen. Sie basiert auf einem Lastzyklus für eine Prüfstandmessung, der den Lastverlauf eines Kessels über das Jahr hinweg proportional und praxisnah abbildet. Dadurch wird – anders als bei Anwendung der in der DIN EN 303-5 definierten Methode für die Typenprüfung – eine realitätsnahe Bewertung eines Kessels ermöglicht. Die Methode soll erprobt, dokumentiert und validiert sein sowie von externen Prüfinstituten nachvollzogen werden können.

Die CycleTest-Prüfung soll für die Hersteller hochwertiger Holzessel die Möglichkeit schaffen, die hohe Effizienz und das auch im Benutzungsalltag gegebene Emissionsverhalten ihrer Produkte nachzuweisen, um somit besonders fortschrittliche Technologien identifizieren und hervorheben zu können.

Die im Projekt erfolgreich entwickelte Prüfmethode ist in dem hier ebenfalls dargestellten ausführlichen Prüfstandhandbuch dargestellt. Es wurde ausschließlich in englischer Sprache abgefasst und beinhaltet alle Aspekte der Prüfung, d. h. Versuchsaufbau und messtechnische Durchführung mit Fokus auf Pelletkessel ohne Pufferspeicheranbindung, wobei unterschiedliche kesselspezifische hydraulische Anbindungen (mit und ohne hydraulische Weiche) und verschiedene Temperaturniveaus zur Anwendung kommen können. Der prinzipielle Versuchsaufbau folgt zwar den relevanten Normen (EN 304, EN 303-5), jedoch gehen die an Prüfumgebung, Messtechnik, Prüfstandausstattung, Kesselbedienung, Personalbedarf, Brennstoff, Auswertung und prüfinternes Qualitätsmanagement gestellten Anforderungen weit über die genannten Normen hinaus.

Die Methode wurde in einem Ringversuch erprobt, zwei verschiedene Pelletkessel wurden damit auf sechs Feuerungsprüfständen untersucht, wobei zusätzlich auch eine stationäre Nenn- und Teillastmessung erfolgte. Die Validierungsergebnisse zeigen, dass die Umsetzung der neuen Methode eine beträchtliche Herausforderung für Mess- und Prüfstellen bedeutet. Jedoch werden im Vergleich zur etablierten Kesselprüfmethode nach DIN EN 303-5 kaum höhere Messwertschwankungen produziert, obwohl für die neue Methode noch keine langjährigen Erfahrungen bei den beteiligten Prüfständen vorlagen.

Zugleich wurde in einer Reihenuntersuchung an insgesamt elf Zentralheizungen (achtmal Pellet, zweimal Hackschnitzel, einmal Heizöl) eine Datengrundlage für die Beurteilung der realen Emissionen und Nutzungsgrade automatisch beschickter häuslicher Holzheizungen geschaffen und zugleich auch die Frage nach der Wirkung eines Pufferspeichers unter Lastzyklusbedingungen beantwortet.

Abstract (englisch)

The objective of the CycleTest project was the development, complete elaboration and validation of a practical test method for assessing the efficiency (degree of utilization) and the emission behaviour of domestic wood central heating systems in real operation. The method should be suitable as a test basis for a certification program for automatically fed pellet and chip boilers.

The methodology of the Load Cycle Test was to enable manufacturers of high-quality wood-fired boilers to demonstrate the high efficiency and emission behaviour of their products, which is also given in everyday use, in order to identify and highlight particularly advanced technologies.

The test method successfully developed in the project is shown in the detailed test bench manual also presented here. It was written exclusively in English and covers all aspects of the test, i.e. test setup and metrological execution with a focus on pellet boilers without buffer tank connection, whereby different boiler-specific hydraulic connections (with and without hydraulic diverter) and different temperature levels are used. Although the basic test setup follows the relevant standards (EN 304, EN 303-5), the requirements placed on the test environment, measurement technology, test bench equipment, boiler operation, personnel requirements, fuel, evaluation and internal quality management go far beyond the standards mentioned.

The method was tested in a round robin test, two different pellet boilers were examined on 6 combustion test benches, whereby a stationary nominal and partial load measurement was also carried out. The validation results show that the implementation of the new method represents a major challenge for measuring and testing centres. However, compared to the established boiler test method according to EN 303-5, hardly any higher measured value fluctuations are produced, although there was no long-term experience with the test benches involved for the new method.

At the same time, in a serial study of a total of 11 central heating systems (8 × pellets, 2 × wood chips, 1 × heating oil), a data basis for the assessment of the real emissions and efficiency of automatically fed domestic wood heating systems was created, and at the same time the question of the effect of a buffer storage tank under load cycle conditions was answered.

Inhaltsverzeichnis

Abstract (deutsch)	7
Abstract (englisch)	8
Abbildungsverzeichnis	13
Tabellenverzeichnis	17
1 Ziel	21
2 Entwicklungsschritte und untersuchte Aspekte	23
2.1 Recherche zu den gängigen Regelungskonzepten.....	23
2.2 Optimierung des Lastzyklus	24
2.3 Pufferspeichereinbindung.....	27
2.4 Erfassung des Brennstoffverbrauchs	35
2.5 Parameter des Wärmeübertragungssystems im Lastzyklusbetrieb	38
2.6 Anwendung der Lastzyklus-Methode bei Brennwertfeuerungen.....	39
2.7 Definition der zulässigen Prüfbrennstoffe	40
2.8 Bestimmung von Gesamtstaubemission und Abgasvolumenstrom	42
2.9 Anpassung der Brennstoffzufuhr für Hackschnitzelkessel.....	44
2.10 Einheitliche Auswertung	45
2.11 Die finale Lastzyklus-Methode.....	46
3 Die Lastzyklus-Methode – Technische Herausforderungen	49
3.1 Vorbereitung – Anforderungen an die Infrastruktur des Prüfstands.....	49
3.2 Durchführung – Zeitmanagement und relevante Versuchsabschnitte	51
3.3 Auswertung – Bewertung der Datenqualität.....	52
4 Validierung der Lastzyklus-Methode	55
4.1 Organisation des Ringversuchs	55
4.1.1 Auswahl der Feuerungen und Hinweise zum Kesselbetrieb	55
4.1.2 Auswahl der teilnehmenden Prüfinstitute	56
4.1.3 Versuchsumfang und Durchführung.....	56
4.1.4 Versuchsbrennstoff.....	57
4.1.5 Validierung der Messdaten	57
4.2 Ergebnisse des Ringversuchs	59
4.2.1 Rahmenbedingungen der Prüfstände und Validierung der Datenqualität.....	59
4.2.2 Prüfung der Einstellungen an den Feuerungen.....	60
4.2.3 Vergleich von Effizienz und Emissionen	64
4.3 Bestimmung der Wiederholbarkeit (am selben Prüfstand)	73

4.4	Vergleich des Kesselzustands zu Beginn und am Ende des Ringversuchs	74
4.5	Zusammenfassung der Validierung der Lastzyklus-Methode	75
5	Erstellung der Datengrundlage (Serienuntersuchung)	77
5.1	Material	77
5.1.1	Eingesetzte Feuerungen	77
5.1.2	Pufferspeicher	79
5.1.3	Versuchsbrennstoffe	80
5.1.4	Prüfberichte mit Ergebnissen der Typenprüfung	84
5.2	Ergebnisse für die Serienuntersuchung ohne und mit Pufferspeicheranbindung	84
5.2.1	Feuerungsseitiger Einfluss bei acht Pelletkesseln.....	85
5.2.2	Brennstoffseitiger Einfluss bei zwei Holzhackschnitzelfeuerungen.....	91
5.2.3	Ergebnisse mit dem Ölkessel.....	97
5.3	Vergleich mit Daten nach Ökodesign-Verordnung	97
5.4	Zusammenfassung der Serienuntersuchung	110
6	Zusammenfassung	111
7	Quellenverzeichnis	113
8	Anhang: Weitere Messwerte	117
9	Manual for test stands – Load cycle test method for the assessment of real-life performance of automatically stoked biomass boilers	121
9.1	Introduction and field of application	121
9.2	Terms and definitions	122
9.3	Reference to norms	123
9.4	Boiler assembly and test setup	125
9.4.1	Ambient conditions	125
9.4.2	Hydraulic configuration	125
9.4.3	Accumulator storage tank requirements	127
9.4.4	Determination of fuel consumption	128
9.4.5	Heat transfer system	129
9.4.6	Flue gas measuring section.....	131
9.4.7	Measuring accuracy	134
9.5	Requirements on test fuel properties	135
9.5.1	Wood pellets	135
9.5.2	Wood chips	135
9.5.3	Required fuel analysis data	136
9.6	Test procedure	136
9.6.1	Standard load pattern.....	136
9.6.2	Boiler condition and settings.....	137
9.6.3	Procedure of the Load Cycle Test.....	138

9.6.4	Data acquisition	141
9.7	Data evaluation and calculations.....	143
9.7.1	Determination of heat output and boiler efficiency	143
9.7.1.1	Determination of fuel mass and fuel energy input	143
9.7.1.2	Determination of heat output.....	144
9.7.1.3	Calculation of nominal annual efficiency (η_{NEA})	145
9.7.2	Determination of emission factors	146
9.7.2.1	Calculation of aggregated emission load over the Load Cycle (m_{EM})	146
9.7.2.2	Calculation of nominal annual emission factors (NAEF).....	147
9.7.3	Assessment of data quality	148
9.7.3.1	Reference temperature requirements	148
9.7.3.2	Carbon balance criterion.....	149
9.7.3.3	Flow deviation criterion	149
9.7.3.4	Setpoint temperature criterion.....	150
9.7.3.5	General requirements	150
9.7.4	Evaluation of measurements using the evaluation software.....	151
9.7.4.1	Interpolation of data points.....	151
9.7.4.2	Preparing the evaluation	152
9.7.4.3	Excel evaluation tool	153
9.8	Test report	153
9.9	Literature	154

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wärmebedarfskurven nach VDI 4655:2019 (links), daraus resultierendes Standardlastprofil (rechts). Jahreszeiten: W__ = Winter, Ü__ = Übergang, S__ = Sommer; Wochentag: _w_ = Werktag, _s_ = Sonntag; Wetter: __H = heiter, __B = bewölkt.....	25
Abbildung 2:	Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Puffervolumina.....	29
Abbildung 3:	Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Anbindungen der Lastmessstrecke.....	30
Abbildung 4:	Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Regelungen der Lastmessstrecke	32
Abbildung 5:	Verlauf der Temperatur in verschiedenen Höhen zwischen 50 cm und 160 cm am Pufferspeicher bei der Ladung mit maximaler Leistung.....	33
Abbildung 6:	Verlauf der Temperatur in verschiedenen Höhen zwischen 50 cm und 160 cm am Pufferspeicher bei Ladung mit Laderegelung.....	34
Abbildung 7:	Vergleich des Nutzungsgrads und der Energiemenge während des Lastzyklus (links) und über die gesamte Messung (rechts) bei unterschiedlichen Pufferladeregelungen	35
Abbildung 8:	Überprüfung der mechanischen Entkopplung des Kessels auf der Plattformwaage zur Erfassung des Brennstoffverbrauchs.....	37
Abbildung 9:	Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit bei Nennlast vor und nach der Staubprobenahmestelle ohne Korrekturen mit Profilkorrekturen aufgrund der Einbauten (Versuch vom 07.12.2020).....	43
Abbildung 10:	Abgaszusammensetzung (O ₂ , CO ₂ , CO) bei Lastzyklus-Versuchen an einem Hackschnitzelkessel vor (links) und nach (rechts) der Adaptierung des Austragsbehälters	44
Abbildung 11:	Versuchsablauf für die Durchführung der Lastzyklus-Methode an einem konventionellen Biomassekessel ohne Brennwerttechnik.....	47
Abbildung 12:	Versuchsablauf für die Durchführung der Lastzyklus-Methode an einem Biomassekessel mit Brennwerttechnik	48
Abbildung 13:	Kohlenstoffbilanz und erforderliche Daten.....	53
Abbildung 14:	Kriterium zur Bewertung der Durchflussabweichung des Prüfstands	54
Abbildung 15:	Während des Ringversuchs eingesetzte Holzpellets	57
Abbildung 16:	Parameter zur Validierung der Messdaten im stationären Betrieb an zwei Pelletkesseln	58
Abbildung 17:	Einhaltung der Vorgaben an das Wärmeübertragungssystem	59
Abbildung 18:	Kohlenstoffbilanz während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln zur Bewertung der Messtechnik des Prüfstands.....	60

Abbildung 19: Vorlauftemperaturen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, v = Variationskoeffizient.....	61
Abbildung 20: Vergleich gemessener Leistungen bezogen auf Nennleistungen, v = Variationskoeffizient.....	62
Abbildung 21: Restsauerstoffgehalt während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, v = Variationskoeffizient.....	63
Abbildung 22: Rahmenbedingung Soll-Temperatur, Bewertung der Kesseleinstellungen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln	64
Abbildung 23: Ergebnisse zur heizwertbezogenen Effizienz im Ringversuchs mit zwei Kesseln. Bei der angegebenen Varianz wurden die Ergebnisse von Labor 4 mangels Brennstoffmassenbestimmung nicht berücksichtigt, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen	65
Abbildung 24: CO-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 15 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen	67
Abbildung 25: Org.-C-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 3,5 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen	68
Abbildung 26: NO _x -Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 15 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen	70
Abbildung 27: Staubemissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 4,5 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen	71
Abbildung 28: Konstruktions-Skizze des Pufferspeichers mit Volumina der einzelnen Anschlussmöglichkeiten	79
Abbildung 29: Untersuchte Holzhackschnitzel-Qualitäten. Buche Energierundholz (oben links), Buche Waldrestholz (oben rechts), Fichte Energierundholz (unten links), Fichte Waldrestholz (unten rechts)	82
Abbildung 30: CO-Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung	86
Abbildung 31: Org.-C-Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung	87
Abbildung 32: NO _x -Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung	88
Abbildung 33: Staubemissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung	89

Abbildung 34: Effizienz von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung	90
Abbildung 35: CO-Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz	92
Abbildung 36: Org.-C-Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz	93
Abbildung 37: NO _x -Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz	94
Abbildung 38: Staubemissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz	95
Abbildung 39: Effizienz (brennwertbezogen) von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz	96
Abbildung 40: Staubemissionen bei Nennlast und nach Ökodesign als Beispiel für die Besser-Bewertung (Daten von BEST, Auswertungen vom TFZ) ...	100
Abbildung 41: Vergleich der CO-Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der s-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP).....	101
Abbildung 42: Vergleich der Org.-C-Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP).....	103
Abbildung 43: Vergleich der NO _x -Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP).....	105
Abbildung 44: Vergleich der Staubemissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP).....	107

Abbildung 45:	Vergleich der Nutzungsgrade nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP).....	109
Figure 46:	Flow chart boiler setup.....	126
Figure 47:	Boiler system without (left) and with hydraulic separator, external circulation pump and mixer (right) on the test stand, the system boundaries are indicated. T_F = flow temperature, T_R = return temperature, T_{BF} = flow temperature at boiler, T_{BR} = return temperature at boiler, \dot{m} = water mass flow.	127
Figure 48:	Boiler system with accumulator storage tank and buffer charge pump on the test stand, the system boundaries are indicated, the expansion vessel is not shown. T_F = flow temperature, T_R = return temperature, T_{BF} = flow temperature at boiler, T_{BR} = return temperature at boiler, \dot{m} = water mass flow. This setup shows the installation with direct connection to the accumulator storage tank without increase of the return temperature.	128
Figure 49:	Boiler system with integrated fuel supply container (left) and boiler system with separate fuel supply container (right) on the test stand....	129
Figure 50:	Examples for flue gas measuring sections: Connection socket either at the back (left) or on top of the boiler (right) of the boiler. D = diameter of connection socket, d = diameter of measuring section, p = chimney draught, T = flue gas temperature, V = flue gas volume flow.....	131
Figure 51:	Standard load pattern of the Load Cycle Test method (without 12 hours of standby phase)	137
Figure 52:	Flowchart of test sequences during a Standard Load Cycle Test for a conventional boiler.....	140
Figure 53:	Flowchart of test sequences during a Standard Load Cycle Test for a condensing boiler.....	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Standardlastprofil für die Lastzyklus-Methode ohne anschließende Stillstandphase	26
Tabelle 2:	Übersicht zu möglichen Pufferspeichern für die Versuche im Rahmen der Entwicklung der Lastzyklus-Methode.....	28
Tabelle 3:	Untersuchungen zur Erfassung des Brennstoffverbrauchs mit verschiedenen Methoden	36
Tabelle 4:	Eigenschaften für den Testbrennstoff Pellets (d – trocken, ar – im Anlieferungszustand).....	41
Tabelle 5:	Eigenschaften für den Testbrennstoff Holzhackschnitzel (d – trocken, ar – im Anlieferungszustand, * Partikelgröße und Wassergehalt müssen vom Kesselhersteller vorgegeben werden)	42
Tabelle 6:	Definition von Zeitpunkten, Versuchsbedingungen und Abläufen für die Lastzyklus-Methode. Die zuerst genannte Temperatur bezieht sich jeweils auf eine konventionelle Feuerung, die zweite Temperatur auf eine Brennwertfeuerung.....	46
Tabelle 7:	Anforderungen an die Genauigkeit der Messgeräte für die Lastzyklus-Methode	51
Tabelle 8:	Prüftoleranzen nach Tabelle 2, Anhang IV der Verordnung 2015/1189; Grenzwerte der Emissionen umgerechnet in mg/MJ	58
Tabelle 9:	Ermittelte Effizienz: minimaler und maximaler Wert sowie maximale Abweichung, ^A Brennstoffverbrauch nicht kontinuierlich erfasst, ^B Sollwert-Kesseltemperatur vermutlich falsch eingestellt.....	65
Tabelle 10:	CO-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.).....	67
Tabelle 11:	Org.-C-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.).....	69
Tabelle 12:	NO _x -Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.), ^A Kalibration mit veraltetem Prüfgas und somit Überschätzung	70
Tabelle 13:	Staubemissionen während des Ringversuch an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.).....	72
Tabelle 14:	Messwerte zur Bestimmung der Wiederholbarkeit der Lastzyklus-Methode am TFZ am Brennwertkessel.....	73
Tabelle 15:	Vergleich der Messergebnisse zu Beginn und am Ende des Ringversuchs mit dem Brennwertkessel.....	74

Tabelle 16:	Vergleich der Messergebnisse zu Beginn und am Ende des Ringversuchs mit dem Heizwertkessel	75
Tabelle 17:	Relevante Brennstoffeigenschaften der Holzpellets (ar – im Anlieferungszustand „as received“, d – trocken, n. b. – nicht bestimmt).....	81
Tabelle 18:	Relevante Brennstoff-Eigenschaften der Holzhackschnitzel, Fi – Fichte, Bu – Buche, Erh – Energierundholz, Wrh – Waldrestholz, ar – im Anlieferungszustand „as received“, d – trocken	83
Tabelle 19:	Relevante Eigenschaften des verwendeten Flüssigbrennstoffs, d – trocken.....	83
Tabelle 20:	Anzahl der Pelletkesselstarts (ohne Kaltstart) während der Lastzyklus-Methode ohne (LC) und mit Pufferspeicheranbindung (LCP).....	85
Tabelle 21:	Emissionen und Effizienz des untersuchten Ölkessels	97
Tabelle 22:	Besser-Bewertung der Kessel, wenn die Berechnung nach Ökodesign-Verordnung im Vergleich zur Nennlastmessung erfolgt	99
Tabelle 23:	Heatmap der CO-Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ	102
Tabelle 24:	Heatmap der Org.-C-Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ	104
Tabelle 25:	Heatmap der NO _x -Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ	106
Tabelle 26:	Heatmap der Staubemissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ	108
Tabelle 27:	Heatmap der brennwertbezogenen Nutzungsgrade bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in %, k. A. = keine Angaben dazu im Typenprüfbericht.....	109
Tabelle 28:	Emissions- und Effizienzwerte der acht untersuchten Pelletkessel – Teil 1, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung,	

	HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt.....	117
Tabelle 29:	Emissions- und Effizienzwerte der acht untersuchten Pelletkessel – Teil 2, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt.....	117
Tabelle 30:	Emissions- und Effizienzwerte von Kessel 09, einem Holzhackschnitzelkessel, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt.....	118
Tabelle 31:	Emissions- und Effizienzwerte von Kessel 10, einem Holzhackschnitzelkessel, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt.....	119
Table 32:	References needed for load cycle test method.....	123
Table 33:	Maximum uncertainty of measurement of the test method	134
Table 34:	Properties of pellet test fuel, d = dry basis, ar = as received	135
Table 35:	Properties of wood chips test fuel, d = dry basis, ar = as received	136
Table 36:	Definition of time intervals, testing conditions and sequence of test procedures under standard load cycle conditions.....	139

1 Ziel

Ziele des Vorhabens waren die Entwicklung und die Validierung einer praxisnahen Prüfmethode zur Beurteilung der Effizienz und des Emissionsverhaltens von Holz-Zentralheizungen im Realbetrieb. Die Methode soll auf einem Lastzyklus für eine Prüfstandmessung basieren, der den Lastverlauf eines Kessels über das Jahr hinweg proportional und praxisnah abbildet. Dadurch sollte – anders als bei Anwendung der in der DIN EN 303-5 definierten Methode für die Typenprüfung – eine realitätsnahe Bewertung eines Kessels ermöglicht werden.

Die Methode soll eine messtechnische Grundlage bieten, auf der ein Zertifizierungsprogramm für automatisch beschickte Pellet- und Hackschnitzelkessel aufsetzen kann. Im dafür entwickelten Prüfstandhandbuch sollen neben dem definierten Lastzyklus eine einheitliche Mess- und Auswertungsmethodik sowie die zu verwendenden Prüfbrennstoffe festgelegt werden, um die Vergleichbarkeit der Messungen sicherzustellen. In einem zweiten Schritt soll die neue Prüfmethode in einem Ringversuch durch erfahrene Institute im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit und die Reproduzierbarkeit bewertet und gegebenenfalls angepasst werden.

Neben der Schaffung und Validierung methodischer Grundlagen für ein Zertifizierungsprogramm für Holz-Zentralheizungen soll die Methodenentwicklung auch Ansätze für Kesselentwickler bieten, die das Betriebsverhalten ihrer Ablagen im Benutzungsalltag bewerten und optimieren möchten. Das könnte auch für Werksprüfstände relevant sein, welche die Bewertung ihrer Anlagen in einer realen Wärmeversorgungssituation prüfen und optimieren möchten, z. B. indem sie Kesselsteuerung und -regelung an die Betriebsbedingungen eines permanent wechselnden Wärmebedarfs optimal anpassen.

Die Ergebnisse der nach dieser Methode gemessenen Kessel würden außerdem Planer, Installateure, Energieagenturen und Fördermittelgeber in die Lage versetzen, verschiedene Kessel realitätsnah zu bewerten sowie besonders fortschrittliche Technologien zu identifizieren und hervorzuheben. Durch Anwendung der neuen Methode auf eine Vielzahl von heutigen automatisch beschickten Zentralheizungsanlagen soll zugleich eine ausreichende Datenbasis erarbeitet werden, die den Stand der Technik unter den hier definierten, besonderen Prüfbedingungen charakterisiert.

Generell soll mit der neuen Methode aber auch der wachsenden Kritik an der geringen Aussagefähigkeit der bisherigen Typenprüfmethode begegnet werden. Es wird erwartet, dass sich diese Kritik intensiviert, da seit 2020 mit der Ökodesignrichtlinie die vorgegebenen Berechnungsmethoden für den „Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad“ sowie für die „Raumheizungs-Jahres-Emissionen“ Anwendung finden, wodurch die Realität weiter verzerrt wird. Derartigen Hemmnissen soll das Projekt vorbeugen und gleichzeitig eine international umsetzbare Real-Messmethode als Alternative auch für normative Zwecke anbieten.

2 Entwicklungsschritte und untersuchte Aspekte

Der Ablauf der Lastzyklus-Methode wurde im ersten Projektjahr zunächst ausgearbeitet, abgestimmt, erprobt und vorläufig festgelegt. Die hier notwendigen Arbeiten bauten unmittelbar auf den Erfahrungen des EU-Projekts „BioMaxEff“ [16] auf. In den vorherigen Projekten blieben viele Detailfragen und konkrete Aussagen zur Messvorschrift offen. Diese offenen Fragen sollen gelöst werden und die Herangehensweise wird nachfolgend erläutert.

2.1 Recherche zu den gängigen Regelungskonzepten

Mit modernen Reglern kann die Effizienz von Biomassefeuerungen gesteigert und gleichzeitig deren Emissionen gesenkt werden. In der Vergangenheit wurde eine Vielzahl möglicher Regelalgorithmen für Heizungs- und Feuerungsregelungen in der Fachliteratur vorgestellt und beschrieben, jedoch haben es nur wenige bis zur Serienreife geschafft bzw. sind auch am Markt zu finden.

Mögliche Technologien wären in diesem Zusammenhang z. B.:

- Niedertemperaturkessel mit Außentemperatursteuerung,
- Einbindung von Wetterprognosedaten,
- optimiertes Pufferspeicherladeverhalten,
- Anbindung an Smart Home.

Die Festlegung der Lastzyklus-Methode sowie deren Implementierung in die Steuerung des Wärmeübertragungssystems setzen voraus, dass diese Konzepte bekannt sind und wenn notwendig auch entsprechend berücksichtigt wurden.

Es wurde daher eine Recherche der gängigsten Regelungskonzepte und neuen Produktvarianten durchgeführt. Diese Recherche umfasste 44 Hersteller bzw. Generalvertriebspartner von Biomassekleinfeuerungen und deckt nahezu den gesamten Absatz an Pellet- und Hackgutfeuerungen für die Raumwärmeerzeugung in Deutschland und Österreich ab.

Die Recherche zeigte auch, dass bereits 36,4 % der Hersteller von Pelletkesseln (Marktanteil: 75,2 %) im Jahr 2017 Brennwertkessel anboten [18]. Demgegenüber lag deren Anteil bei Hackgutfeuerungen (Marktanteil: 15,8 %) nur bei 12,0 %. Da es sich bisweilen nur um eine Zusatzausstattung handelt, boten nur 27,3 % der Hersteller (mit 43,2 % Marktanteil) echte Niedertemperaturkessel bzw. Kessel mit gleitender Temperaturführung an, bei denen auch Solltemperaturen unterhalb des Taupunkts des Abgases möglich sind. Obwohl im Jahr 2017 [18] nur 5,9 % der in Deutschland verkauften Biomassefeuerungen mit einer Brennwerttechnologie ausgestattet sind, wurden diese bei der Entwicklung der Methode berücksichtigt. Mit dieser Technologie lässt sich der eingesetzte Brennstoff noch effizienter nutzen, da aufgrund der zusätzlichen Abkühlung der Abgase der Wasserdampf noch kondensieren kann. Dies erfordert jedoch im zu beheizenden Gebäude ein Heizsys-

tem mit niedrigen Rücklauftemperaturen (z. B. Fußbodenheizung) sowie einen Abfluss für das anfallende Kondensat.

Fast jeder Kesselhersteller bietet eine Smartphone-App an, die einen Zugriff auf die Kessel-daten erlaubt. Während diese zunächst nur eine Remoteverbindung auf die Kessel-steuerung war, haben nun die meisten Hersteller bereits auf serverbasierte Systeme um-gestellt, da dies den Verbindungsaufbau wesentlich vereinfacht. Dadurch sind heute viele Pellet- und Hackgutkessel mit dem Internet verbunden. Die Netzwerkfähigkeit wird jedoch nur von wenigen Herstellern für die Kesselsteuerung genutzt: Nur 9,1 % der Kesselher-steller erlauben die Verwendung von Online-Wetterdaten.

Ein direkter Zugriff auf die Kessel-daten durch die Gebäudeleittechnik oder Smart-Home-Systeme wird von einigen Herstellern unterstützt, wobei dies meist einen Aufpreis bedeu-tet und daher im privaten Wohnbau kaum Verwendung findet. Die Kommunikation ist na-hezu immer auf das Lesen der Daten beschränkt, d. h., die Gebäude-Leittechnik (GLT) kann den Kesselbetrieb nicht steuern, sondern nur überwachen, wobei bei vielen Herstel-lern dafür das Modbus-Protokoll eingesetzt wird. Aus diesem Grund ist dieser Aspekt nicht weiter in der Methode berücksichtigt bzw. untersucht worden.

Aus den öffentlich zur Verfügung stehenden Dokumenten der Kesselhersteller lässt sich in den wenigsten Fällen ermitteln, welche Regelalgorithmen für Leistungsregelung einge-setzt werden. Auch geben die Hersteller selten an, ob der Kessel die Leistung nur in we-nigen, vordefinierten Stufen einstellen kann oder ob es eine kontinuierliche Leistungsre-gelung gibt. Aus der Erfahrung mit Biomassekesseln am Prüfstand ist jedoch bekannt, dass einige Hersteller für die Leistungsregelung der Kessel aufgrund des stabilen Regel-verhaltens immer noch P-Regler einsetzen. Dabei wird die Leistung, abhängig von der Temperatur zur Kesselsolltemperatur, meist in Stufen abgesenkt. Da diese Kessel im Be-trieb unter Vollast nie die vorgegebene Solltemperatur erreichen, muss die Kesselre-gelung für den Prüfzyklus auf eine höhere Solltemperatur eingestellt werden.

Viele Kesselhersteller verwenden bereits PID-Regler, die diese Limitierung nicht besitzen. Hier wird die Kesselleistung entsprechend dem realen Wärmebedarf moduliert. Höhere Regelalgorithmen – wie etwa modellbasierte Regler – werden nach den bisherigen Erfah-rungen nicht eingesetzt.

2.2 Optimierung des Lastzyklus

Anhand aktueller Betriebsdaten wurde geprüft, inwieweit der bislang lediglich an einer Bauart von Pelletkesseln erprobte Normlastzyklus, dessen frühere Version im Rahmen einer Forschungszusammenarbeit von TFZ und BEST (ehemals als BE2020+) gemein-sam entwickelt wurde [4] [10], auch für andere Bauweisen sowie für Hackschnitzelkessel anwendbar ist. Insbesondere Letztere besitzen aufgrund der schwereren Bauart ein trä-geres Aufheiz- und Regelungsverhalten. Daher sollte die Phase der Nennlast zu Ver-suchsbeginn verlängert werden, da die definierten 04:52 Minuten deutlich zu kurz erschie-nen und der Kessel somit nicht die Möglichkeit hatte, überhaupt annähernd in die optimale

Betriebsweise zu kommen. Für die Arbeiten am Prüfstand erfolgte eine Auswahl von in dieser Hinsicht anspruchsvollen Prüfkesseln. Im Ergebnis sollte der für Pellet- und Hack-schnitzelfeuerungen verwendete Lastzyklus identisch sein und eine realitätsnahe Abbildung des Kesselbetriebs darstellen.

Das bisher auf den Wärmebedarfsdaten der VDI-Richtlinie 4655 aus dem Jahr 2008 basierende Lastprofil wurde weiterentwickelt [14] [4], denn im September 2019 wurde eine neue Version dieser Richtlinie veröffentlicht [15]. Die Wärmebedarfskurven nach der neuen Version der VDI 4655 sind für die verschiedenen Jahreszeiten, Wochentage und Wetterlagen in Abbildung 1 (links) grafisch dargestellt. Basierend auf der neuen Daten-grundlage entstand das neue Standardlastprofil in Abbildung 1 (rechts), das über insge-samt acht Stunden abgefahren werden soll.

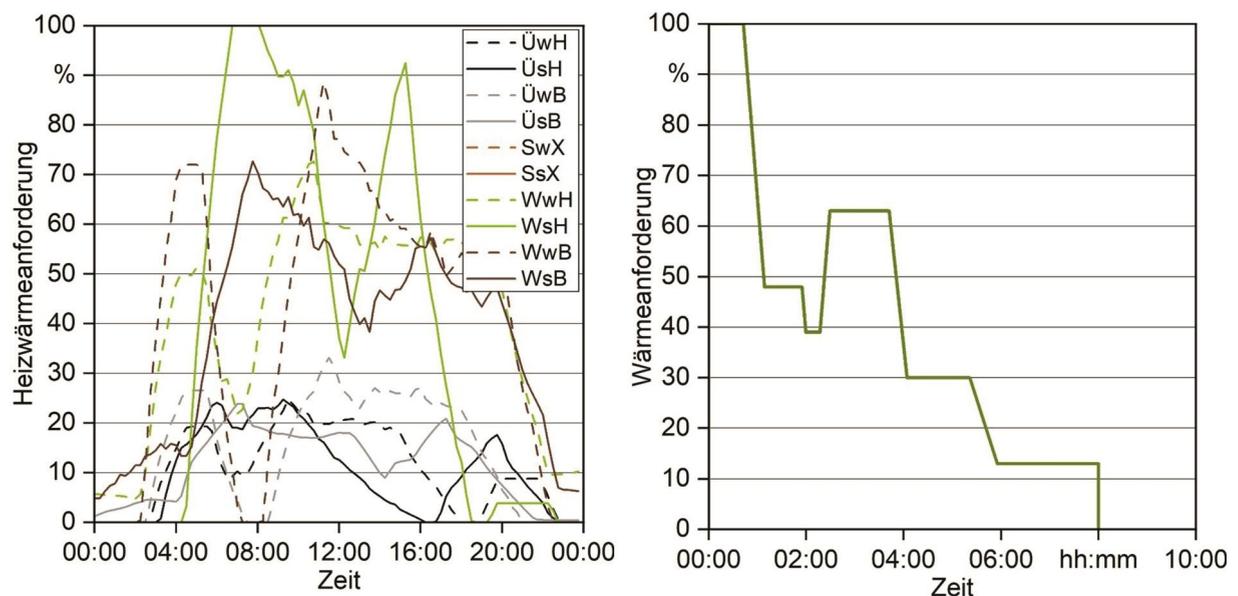


Abbildung 1: Wärmebedarfskurven nach VDI 4655:2019 (links), daraus resultierendes Standardlastprofil (rechts). Jahreszeiten: W__ = Winter, Ü__ = Übergang, S__ = Sommer; Wochentag: _w_ = Werktag, _s_ = Sonntag; Wetter: __H = heiter, __B = bewölkt

Die Wärmeanforderungen und deren Haltezeiten sind in der nachfolgenden Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Standardlastprofil für die Lastzyklus-Methode ohne anschließende Stillstandphase

Wärmeanforderung [%] (mit Pfeil: Lastwechsel)	Haltedauer [hh:mm:ss]	Gesamte Versuchszeit [hh:mm:ss]
0	0	0
100	00:42:34	00:42:34
100 → 48	00:26:00	01:08:34
48	00:46:05	01:54:39
48 → 39	00:04:30	01:59:09
39	00:17:43	02:16:42
39 → 63	00:12:00	02:28:52
63	01:13:00	03:41:52
63 → 30	00:20:00	04:03:52
30	01:17:34	05:21:26
30 → 13	00:34:00	05:55:26
13	02:04:34	08:00:00
0	00:00:00	08:00:00

Zusätzlich zum reinen Acht-Stunden-Lastprofil sind weitere vorbereitende und nachbereitende Tätigkeiten zu berücksichtigen, sodass für die Durchführung eines Versuchs nach der Lastzyklus-Methode ein Zeitraum von weniger als 24 Stunden erforderlich ist:

- Kalibrierung von Gasanalysatoren und Einbau von Messgeräten in die Prüfstrecke, Kessel mit ausreichend Brennstoff befüllen: 01:00 bis 02:00 Stunden,
- Vor-Temperierung des Kessels auf eine definierte Temperatur: 00:30 Stunden,
- Lastprofil („Verbrennungsphase“): 08:00 Stunden mit Messung,
- Abkühl-/Standby-Phase: 12:00 Stunden ohne Messung,
- Re-Temperierung des Kessels auf die gleiche definierte Temperatur wie zu Beginn: 00:30 Stunden,
- ggf. erneute Überprüfung der Gasanalysatoren auf Richtigkeit und Ausbau der Messgeräte: 00:30 Stunden.

Bei der Definition der Abkühl- bzw. Standby-Phase, die für nachts vorgesehen war, wurde darauf geachtet, dass es zeitlich möglich ist, alle mit dem Lastzyklus-Versuch verbundenen Tätigkeiten innerhalb der gesetzlich erlaubten Arbeitszeit zu erledigen. Die Versuche

können somit durchgeführt werden, ohne zusätzliche Abläufe zu automatisieren oder zusätzliches Personal einzusetzen, wobei eine Automatisierung gewisser Komponenten nicht aufwendig, aber sehr anwendungsfreundlich wäre, z. B. Integration eines Timers für das Ein- und Abschalten der Umwälzpumpe und eines Steuerungs-Relais für das Ein- und Abschalten der elektrischen Heizung zur Temperierung des Kessels.

2.3 Pufferspeichereinbindung

Die Installation von Biomassefeuerungen ist meist ohne Pufferspeicher (gesetzlich) möglich, jedoch wird die Installation des Kessels nur gefördert (BAFA [1] [2], BEG), wenn ein Pufferspeicher verwendet wird. Zusätzlich empfehlen viele Kesselhersteller diesen Betrieb mit Pufferspeicher, um die Effizienz zu steigern.

Diese aktuellen Entwicklungen zeigen, dass es zukünftig erforderlich ist, die Messung mit einem realen Pufferspeicher durchzuführen. Dadurch würde der Tatsache Rechnung getragen, dass Kessel mit neuartigen Regelungskonzepten inzwischen auch verstärkt den Pufferspeichereinsatz selbst steuern bzw. die angesteuerte Heizlast des Kessels anhand eines gegebenen Ladezustands wählen. Basierend auf der o. g. Recherche zu den gängigen Regelungskonzepten (Unterkapitel 2.1) wurden im Rahmen von Versuchen mit und ohne Pufferspeichereinbindung die Anforderungen an den Versuchsaufbau für die Normprüfung festgelegt.

Auf dem Markt sind Pufferspeicher mit einem Volumen von bis zu 5.000 Litern erhältlich, wobei jedoch nur wenige unterschiedliche Volumina verfügbar sind. Die Volumenvorgaben für Pufferspeicher für automatische Hackschnitzelfeuerungen liegen bei 50 L/kW Nennleistung, für Pelletfeuerungen bei 30 L/kW Nennleistung. Der Versuchsaufbau sollte daher möglichst flexibel gestaltet werden, um ein Spektrum möglicher Puffergrößen mit Kesseln unterschiedlicher Nennwärmeleistung abzudecken. Ergebnisse der Recherche sind in der folgenden Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2: Übersicht zu möglichen Pufferspeichern für die Versuche im Rahmen der Entwicklung der Lastzyklus-Methode

Hersteller	Modell	Qualität der Isolierung	Verlust in W	Bodenablass	Laderohr	keine Schichtleitvorrichtung	Anschlussebenen	Baugrößen in mm
Austria Email	PSM 800	C/1	108	-	-/Leitbleche	+	4/100°	500/800/1000
Huch	PSX-ECO 800	C/1	134	-	-/Leitbleche	+	4/~90°	500/600/800/850/1000
Juratherm	JPSM 825	B/1	83	-	-	+	4/90°	480/560/718/815/887/995
OEG	516008055	A+	k. A.	-	+	+	4/90°	516/804/999
Reflex	Storatherm Heat HF 800	C/1	132	-	-	+	4/100°	500/800/1000/1500
Sailer	HLE 850 + 200mm Vlies	A?	k. A.					550/850/1050
Sailer	HLE 850	B/1	87	-	+	(+) / Verteilbleche	4(7)/0°	
So-lar-bayer	SLS-800-Plus	A/2	64	(+)	+	+	2/90°	489/801/934/1505
Solimpeks	Solibuffer 800	B/1	k. A.	+	-	+	3/180°	500/800/1000
STAG	SP 850	C/1	166	+?	-	+	4/90°	500/600/750/850/1000
tml	PF 00800R	C/1	83	-	+	+	4/90°	500/800/1000
TWL	P.0800-180 Iso-A	A/1	69	-	+(kurze)	+	5/180° R1+R11/2	500/800/1079
TWL	P.0800-90 Iso-B	B/1	73	-	-	+	4/90°	500/800/1079
unitec	PF750	C/1	104	+	+	+	4/90°	476/585/755/932
weis-haupt	WES 910	A/1	73	(+)	-	+	4/0° (2 + 2)	652/903
Wikora	WPH 805	B	86	-	-/Leitbleche	+	4	500/800/1000
Zeeh	P750	B	90	-	-	Schichtungskäfig	≥ 2	600/650/750/850/1000

Für eine Prüfmethode ist gegebenenfalls die Definition eines „Norm-Pufferspeichers“ (inkl. Verrohrung) erforderlich. Als variable Lösung für die Verbrennungsversuche wurde ein Pufferspeicher ausgewählt, der unterschiedliche Anschlusshöhen ermöglicht, um ein breites Spektrum möglicher Speichervolumina abzudecken.

Bei BEST wurden praktische Versuche mit Pufferspeichern durchgeführt, um Erfahrungen im Umgang mit der Pufferspeicheranbindung an den Kesseln zu gewinnen und relevante Parameter für die Betriebsführung zu identifizieren. Die Messungen wurden an einem ers-

ten, noch nicht optimierten Versuchsaufbau mit einem Pufferspeicher mit einem Volumen von 825 Litern durchgeführt, der nach Energieeffizienzklasse C gedämmt war. Beim Kessel handelte es sich um einen 15-kW-Pelletkessel mit Unterschubfeuerung. Dieser war über isolierte Kupferleitungen der Stärke DN25 mit dem Pufferspeicher verbunden. Die Einstellungen der Kesselsteuerung wurden an die Vorgaben der Lastzyklus-Methode angepasst, wobei die Sollkesseltemperatur 3 K höher als die Vorlauf-Solltemperatur des Lastzyklus gesetzt wurde, um das Heizmedium mit 70 °C im Vorlauf aus dem Puffer abziehen zu können.

Die erste Messserie diente der Festlegung der Rahmenbedingungen für die Durchführung der Lastzyklus-Methode. Folgende Punkte waren dabei von besonderem Interesse:

- Volumen des Pufferspeichers,
- Verschaltung für Anbindung des Kessels an den Puffer,
- Methode der Limitierung der Lastabnahme.

Bei den ersten Messungen zeigte sich, dass das Puffervolumen einen großen Einfluss auf das Kesselbetriebsverhalten und somit auf die Emissionen und den Nutzungsgrad hatte (Abbildung 2). Das Puffervolumen musste im Sinn der Prüfung so gewählt werden, dass der Kessel vor dem Ende des Lastzyklus autonom seinen Betrieb beendet. In den Messungen, bei denen das Puffervolumen durch Umpositionierung des Kesselrücklaufs variiert wurde, zeigte sich, dass dies unter einem Wert von 40 l/kW der Fall ist. Durch den größeren Pufferspeicher ist die vom Kessel produzierte Gesamtenergie höher, der Nutzungsgrad steigt dann ebenfalls an.

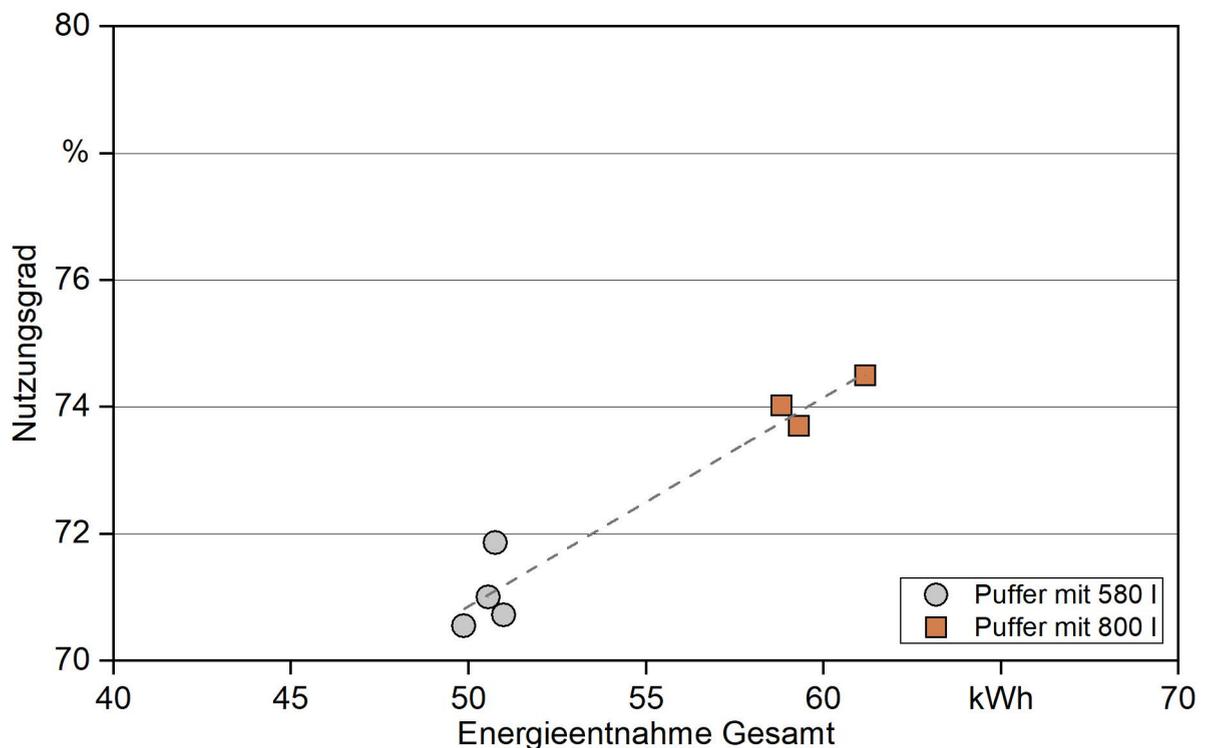


Abbildung 2: Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Puffervolumina

Hinsichtlich der Verschaltung des Kessels mit dem Pufferspeicher gibt es zwei gängige Installationsarten. Entweder bezieht der Heizkreis die Wärme aus den Anbindungsleitungen des Kessels an den Puffer (T-Anschluss) oder er zieht über getrennte Anschlüsse die Wärme direkt aus dem Puffer, der dadurch als hydraulische Weiche agiert und den Druck der Förderpumpe des Heizkreises kompensiert.

Prinzipiell lieferten beide Anbindungsarten ähnliche Resultate, wobei mit der Anbindung über T-Anschluss ein hoher Volumenstrom im Heizkreis zu erhöhten Rohrleitungsverlusten führen kann, sodass die Resultate stärker variieren (Abbildung 3). Daher stellt die Variante mit getrennten Anschlüssen für Kessel und Leistungsmessstrecke (Weiche) die bevorzugte Installation dar.

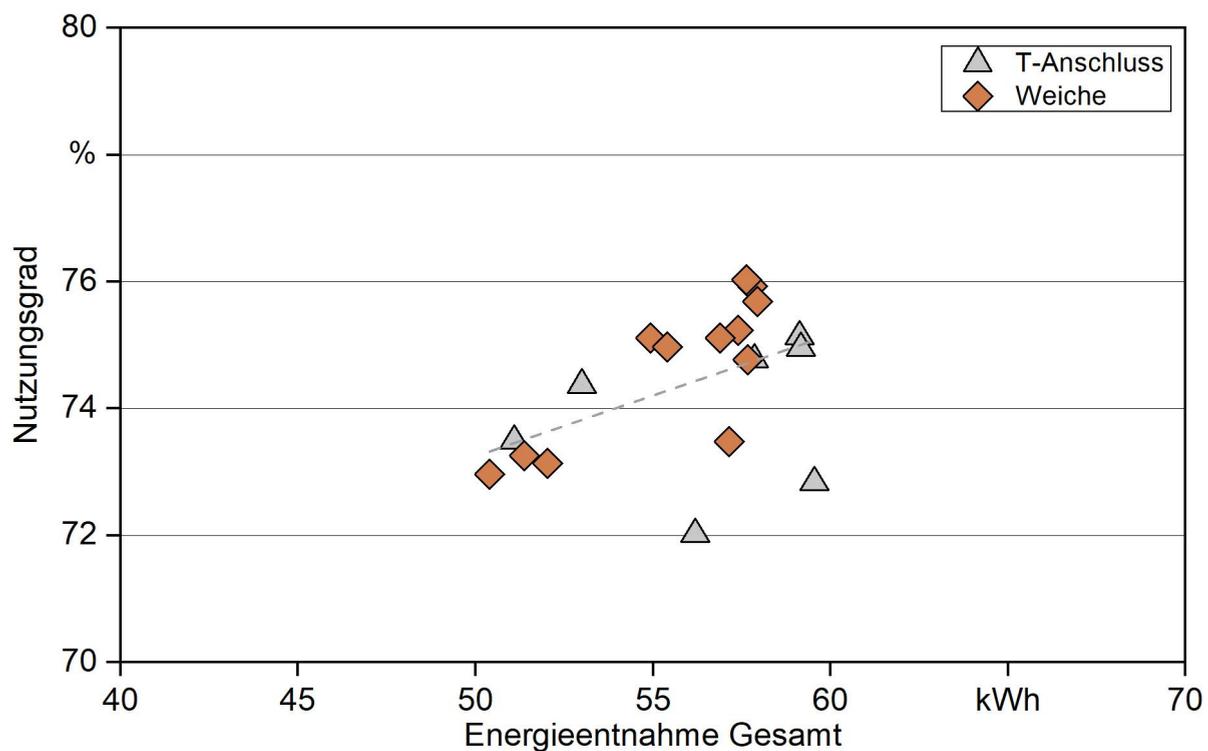


Abbildung 3: Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Anbindungen der Lastmessstrecke

Ein wesentlicher Punkt ist auch, welche Verfahrensweise zur Limitierung der Heizleistung angewendet werden soll und welche Auswirkungen dies auf die Resultate hat. Prinzipiell stehen vier Varianten zu Verfügung, um die Schwankungen in der Vorlauftemperatur zu kompensieren:

- FlowReg: Anpassung des Volumenstroms, konstante Rücklauftemperatur,
- TempReg: Anhebung der Rücklauftemperatur, konstanter Volumenstrom,
- PropReg: kombinierte Variante, wobei Volumenstrom proportional zur Solllast ist und die Leistung über die Rücklauftemperatur ausgeregelt wird,
- FlowProp: vereinfachte Variante, Volumenstrom proportional zur Solllast, Rücklauftemperatur konstant.

Unter Berücksichtigung der bei den Versuchen zusätzlich variierten Parameter (Anbindung, Kesselregelung) lieferten die Messungen mit kombinierter Regelung die stabilsten Resultate (Abbildung 4). Bei den Versuchen mit der vereinfachten Variante wurde zu viel Wärme an den Heizkreis geschickt, wodurch die Gesamtenergieabgabe bei den meisten Messungen im Vergleich zu den anderen Versuchen höher war. Eine Leistungslimitierung durch Anhebung der Rücklauftemperatur führt zu erhöhten Wärmeverlusten und beeinträchtigt die Schichtung des Warmwassers im Pufferspeicher. Die als PropReg bezeichnete Variante lieferte die besten Ergebnisse, da die Resultate stabil waren. Durch die schnelle primäre Leistungslimitierung über den Durchfluss als Funktion der Sollleistung ist auch die Umsetzung in der Praxis vereinfacht. Die Einhaltung der vorgegebenen Spreizung über einen Regelkreis für die Rücklauftemperatur kann damit unkompliziert kombiniert werden.

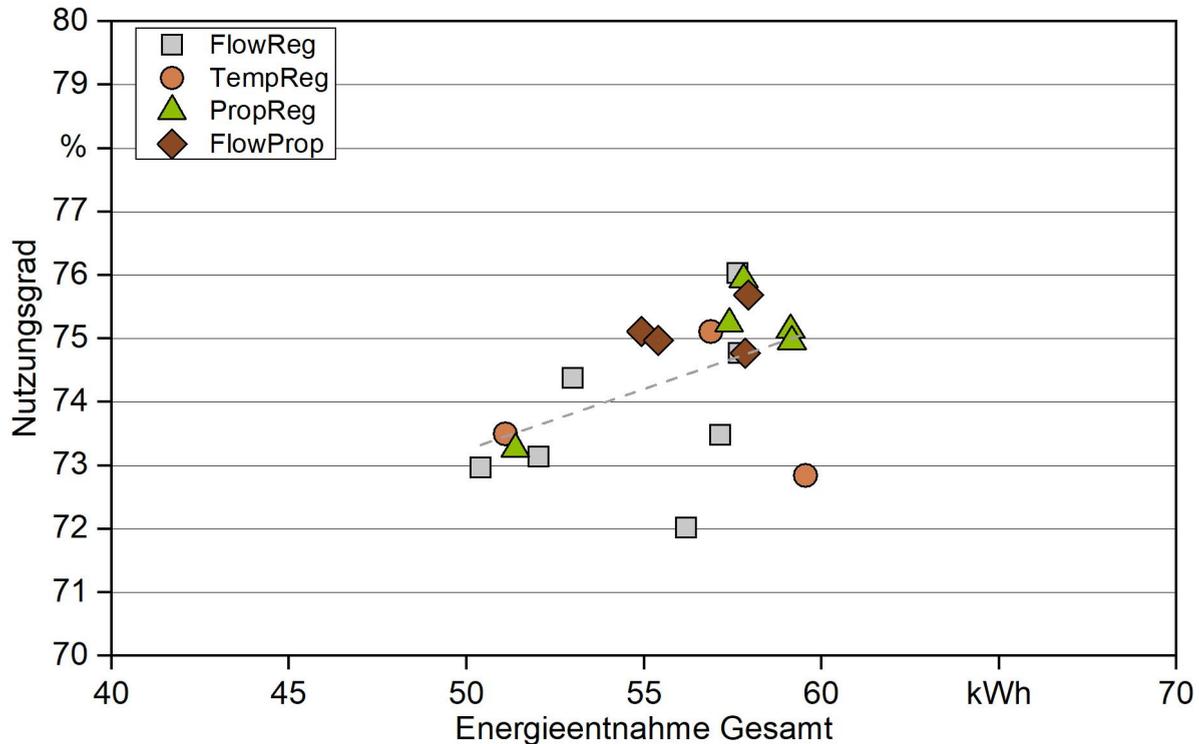


Abbildung 4: Vergleich des Nutzungsgrads und der Gesamtenergiemenge bei unterschiedlichen Regelungen der Lastmessstrecke

Bei den praktischen Versuchen mit Pufferspeicher bei BEST wurde auch der Volumenstrom als relevanter Parameter identifiziert, da er entscheidend ist für die Temperaturerhöhung beim Durchlauf des Wassers durch den Kessel. Ist der Volumenstrom zu hoch eingestellt, muss das Wasser mehrfach Kessel und Puffer durchströmen, bis es die Puffersolltemperatur erreicht hat. Da der Volumenstrom ein Parameter ist, der vom Kunden nie verändert wird, muss er vom Hersteller bei der Installation, oder falls der Kessel eine drehzahlregelbare Pumpe besitzt, durch die Kesselsteuerung eingestellt werden.

Verschiedene Hersteller bieten in der Zwischenzeit auch eine optimierte Regelstrategie für die Pufferladung an. Während es vor einigen Jahren noch Stand der Technik war, dass der Puffer im Nennlastbetrieb des Kessels geladen wurde, erfolgt dies bei einigen Kesseln nun bei modulierender Kessellast, sehr oft auch in Kombination mit einer Drehzahlregelung der Pufferladepumpe. Bei dem Pelletkessel, der für diese Messserie herangezogen wurde, konnte zwischen der klassischen Ladung bei Nennlast (Abbildung 5) und einem alternativen Regelalgorithmus für eine optimierte Pufferladung umgeschaltet werden. Bei diesem wurde die Kessellaststufe reduziert, sobald die Temperatur am oberen Pufferfühler (160 cm über dem Pufferboden) die Solltemperatur erreichte. Durch diese Regelstrategie soll der Kessel länger an einem Betriebspunkt mit höherer Effizienz betrieben werden, der Puffer wird dabei langsamer geladen, wie anhand des Temperaturprofils im Pufferspeicher in Abbildung 6 zu erkennen ist.

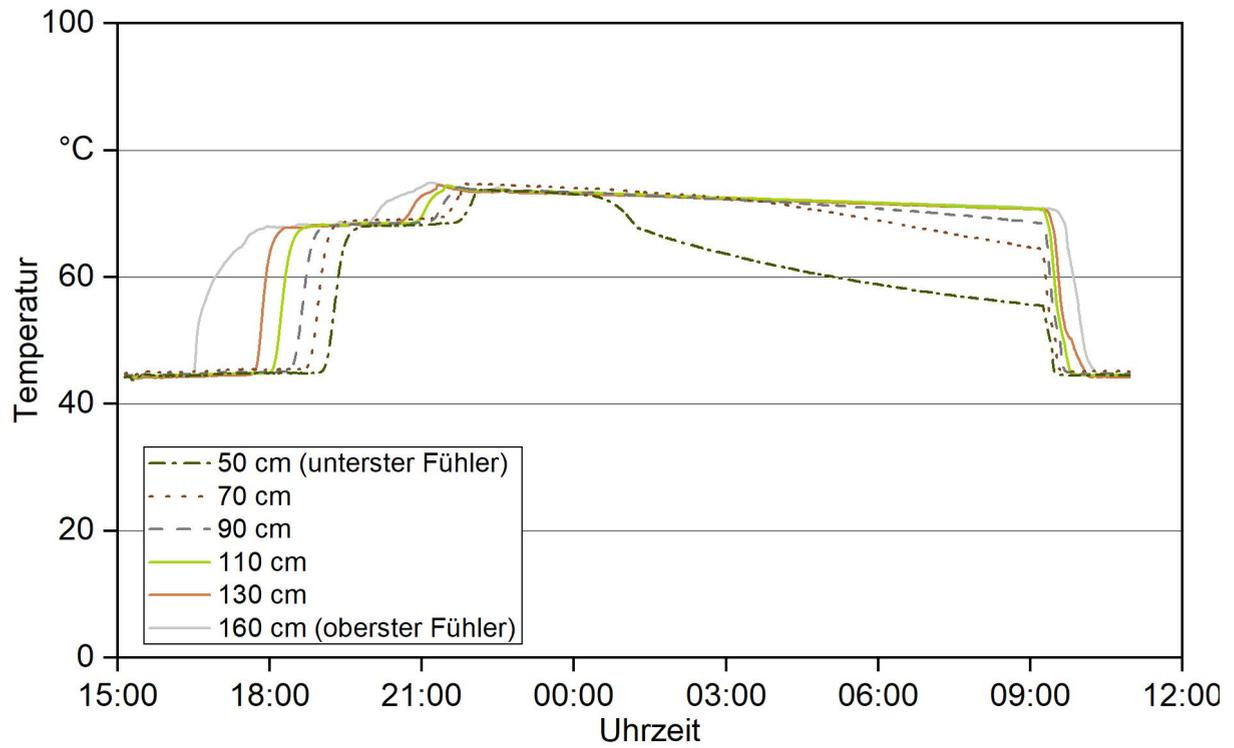


Abbildung 5: Verlauf der Temperatur in verschiedenen Höhen zwischen 50 cm und 160 cm am Pufferspeicher bei der Ladung mit maximaler Leistung

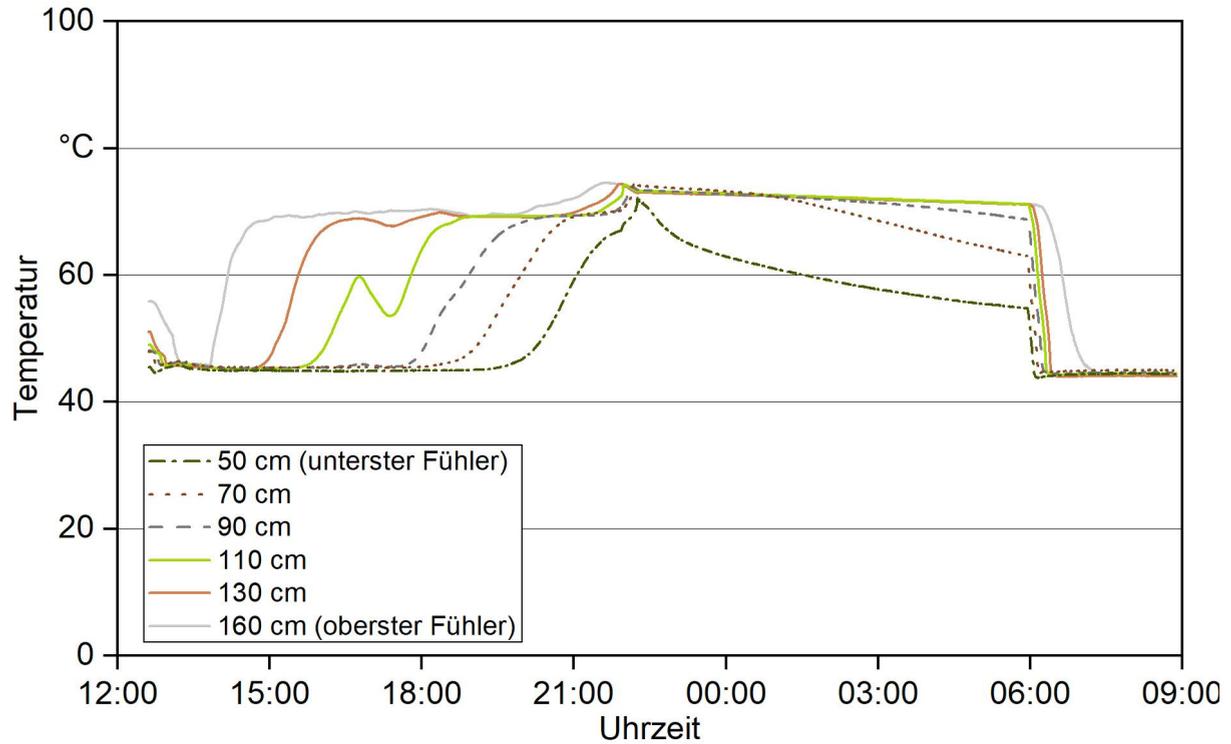


Abbildung 6: Verlauf der Temperatur in verschiedenen Höhen zwischen 50 cm und 160 cm am Pufferspeicher bei Ladung mit Laderegulung

Diese Veränderung des Kesselbetriebs zeigt auch Wirkung in den Resultaten der Messung. Während des Lastzyklus ist die Energieabgabe beider Varianten ähnlich und wird durch andere Versuchsparameter beeinflusst. Wenn die Energieabgabe über die gesamte Messung analysiert wird, zeigt sich jedoch ein eindeutiger Trend.

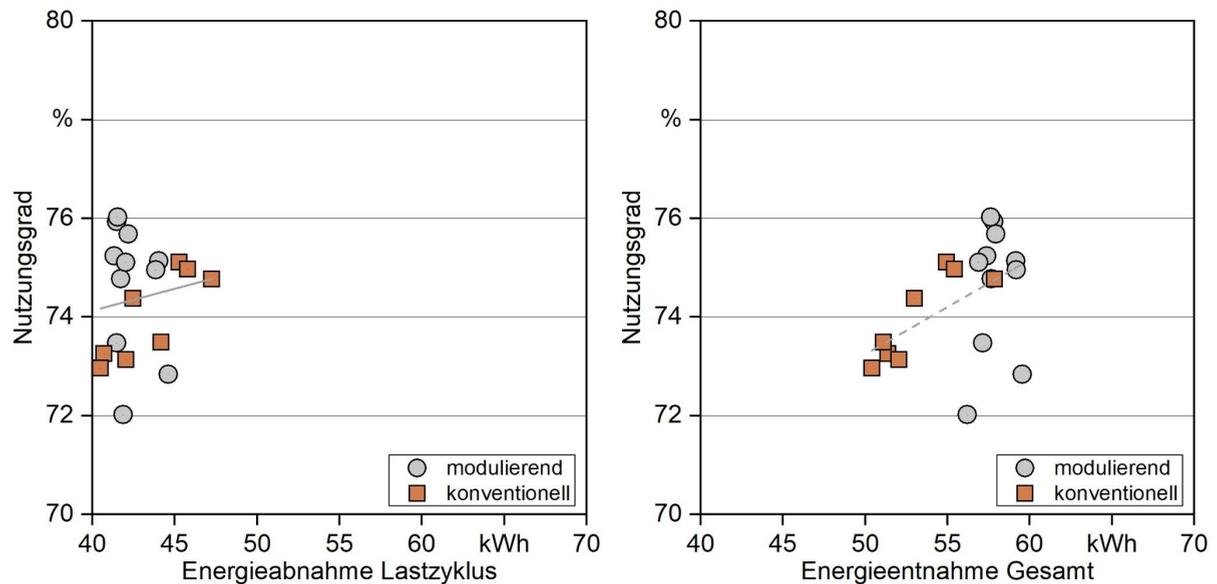


Abbildung 7: Vergleich des Nutzungsgrads und der Energiemenge während des Lastzyklus (links) und über die gesamte Messung (rechts) bei unterschiedlichen Pufferladeregelungen

Die bei BEST durchgeführten Versuche zeigten, dass Emissionen beim Betrieb mit Pufferspeicher reduziert werden können, jedoch auch der Nutzungsgrad aufgrund höherer Verluste über Puffer und Pufferanbindung absinkt. Im Rahmen zahlreicher Versuche mit einem Pelletkessel wurden unterschiedliche Parameter variiert. Der Nutzungsgrad lag zwischen 70 % und 78 %, abhängig von der Lastzyklus-Variante, dem Puffervolumen, der Anbindung an den Pufferspeicher, der Regelung des Wärmeübertragungssystems sowie der Dauer der Standby-Phase. Das Ladeverhalten von Feuerungen ist abhängig von deren Steuerung bzw. Regler-Logik und die Lastzyklus-Methode muss mit allen Varianten umgehen können.

2.4 Erfassung des Brennstoffverbrauchs

Die Erfassung des Brennstoffverbrauchs sollte möglichst kontinuierlich erfolgen, d. h., der Messwert der Plattformwaage (maximaler Fehler: 1 %), auf welcher der Kessel bzw. der Brennstoffbehälter platziert ist, wird in regelmäßigen Abständen aufgezeichnet. Wenn der Kessel mit Brennstoffbehälter auf einer Plattformwaage installiert ist, muss der Kessel von nicht auf der Waage befindlichen Komponenten wie Abgasmessstrecke und Wasserkreislauf entkoppelt werden. Der Einfluss der Temperatur des Kesselwassers auf die Dichte des Wassers und die damit verbundene Gewichtsänderung auf der Waage wird durch die Vor- und Rücktemperierung auf Referenztemperatur (siehe Methodenbeschreibung im Anhang „Load cycle test method for the assessment of real-life performance of automatically stoked biomass boilers – Manual for test stands“) ausgeschlossen. So ist ein Brennstoffkessel auf 25 °C vorzuheizen, während ein konventioneller Kessel auf 45 °C vorgeheizt werden muss.

Eine mögliche alternative Methode für den Fall, dass keine Plattformwaage zur Verfügung steht, ist die diskontinuierliche Bestimmung der Brennstoffmassen, d. h.:

- Nachfüllen und Erfassen der eingefüllten Brennstoffmenge nach Versuchsende, Bestimmung der Differenz,
- Einwaage des Brennstoffs vor Versuchsbeginn und vollständige Entleerung des Tagesbehälters nach Versuchsende inklusive Zurückwiegen.

Die Ergebnisse des Vergleichs zwischen kontinuierlicher Erfassung des Brennstoffverbrauchs und der diskontinuierlichen Erfassung durch Nachfüllen sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Untersuchungen zur Erfassung des Brennstoffverbrauchs mit verschiedenen Methoden

Versuch	Kontinuierliche Bestimmung mittels Plattformwaage in kg	Diskontinuierliche Bestimmung durch Nachfüllen in kg	Abweichung (bezogen auf kontinuierliche Bestimmung)
Lastzyklus (12.03.2020)	10,542	10,400	+ 1,3 %
Teillast (16.03.2020)	8,807	8,637	+ 1,9 %
Volllast (18.03.2020)	19,494	19,649	+ 0,8 %
Lastzyklus (24.03.2020)	10,403	10,046	+ 3,4 %
Volllast (26.03.2020)	22,683	23,142	+ 2,0 %

Obwohl der nachgefüllte Brennstoff von derselben Brennstoffcharge stammte, das Be- und Nachfüllen des Brennstoffbehälters jeweils von derselben Person durchgeführt wurde und die im Kessel verbliebene Aschemenge bei der Berechnung berücksichtigt wurde, konnte die maximale Abweichung von $\pm 0,2$ % der verbrannten Brennstoffmasse nicht eingehalten werden.

Geprüfte Alternativen, wie das oben genannte „Nachfüllen“ oder das „Zurückwiegen“ von Brennstoff, haben sich somit als nicht ausreichend genau herausgestellt. Im Einzelfall ist die Bestimmung des Brennstoffverbrauchs auf diese Weise zwar in Orientierungsmessungen ausreichend; sie kann jedoch nicht durchgeführt werden, wenn belastbare Ergebnisse gefordert sind. Zum einen haben sich in den Vorversuchen Brennstoffbehälter mancher Feuerungen als so konstruiert gezeigt, dass ein gleichmäßiges, wiederholbares Befüllen nicht möglich ist. Zum anderen ist es bei anderen Feuerungen nicht möglich, den nicht verbrannten Brennstoff aus dem Kessel zu entfernen, da Zuführschnecke oder Brennraum

nicht zugänglich sind. Bei manchen Feuerungen kann jedoch der Brennstoffverbrauch auf eine dieser beiden Weisen bestimmt und als Näherungswert verwendet werden, wenn keine entsprechende Waage zur Verfügung steht und die Lastzyklus-Methode lediglich für Entwicklungszwecke angewendet wird, wie beispielsweise direkt beim Kesselhersteller.

Für eine zuverlässige Erfassung des Brennstoffverbrauchs ist eine kraftschlüssige Entkopplung des Biomassekessels von der Abgasmessstrecke bzw. von den Wasseranschlüssen zur Wärmeabnahme entscheidend, um eine hohe Qualität der erfassten Messdaten zu gewährleisten und eine möglichst geschlossene Kohlenstoffbilanz ausweisen zu können.

Die Entkopplung des Kessels am TFZ wurde durch mehrfaches Auflegen und erneutes Abnehmen von Prüfgewichten verifiziert. Die Wägung erwies sich als sehr genau, da die Waage nach dem Auflegen und Abnehmen der Prüfgewichte den ursprünglichen Wert anzeigte (Abbildung 8). Die Abweichungen zwischen den Messreihen waren vernachlässigbar gering. Die Schwankungen betrug lediglich den Wert der Waagenauflösung, die bei 5 g lag. Die Linearitätsabweichung durch die Kraftschlüsse zu benachbarten Bauteilen, die nicht auf der Waage stehen, beträgt ca. 0,16 % im untersuchten Messbereich (0–30,5 kg).

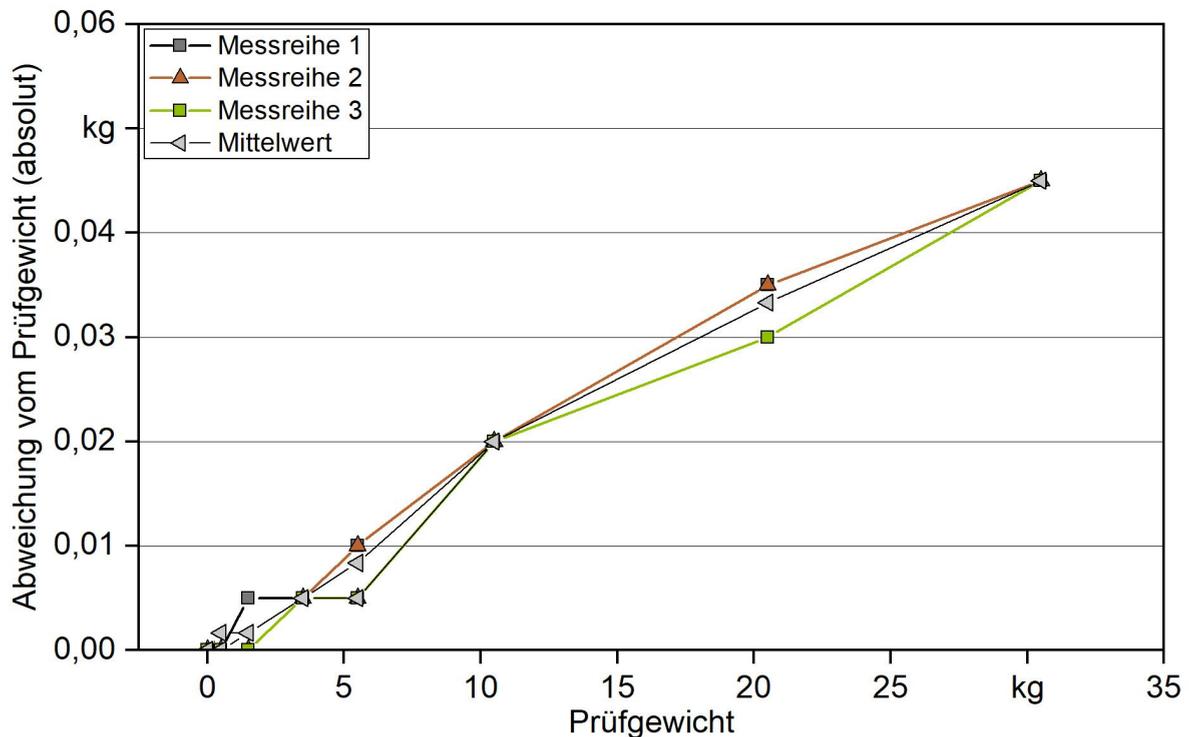


Abbildung 8: Überprüfung der mechanischen Entkopplung des Kessels auf der Plattformwaage zur Erfassung des Brennstoffverbrauchs

2.5 Parameter des Wärmeübertragungssystems im Lastzyklusbetrieb

Die Prozedur für Vorwärmen oder Abkühlen auf Referenztemperatur vor Start und nach Versuchsende wurde weiter ausgearbeitet, insbesondere da Kessel mit einem hohen Anteil feuerfester Masse träge auf Temperaturänderungen reagieren. Die Referenztemperatur wurde gleichzeitig als minimale Rücklauftemperatur definiert und beträgt bei Brennwertkesseln 25 °C und bei konventionellen Kesseln 45 °C. Insgesamt soll eine Temperaturdifferenz (Vorlauftemperatur minus Rücklauftemperatur) von 25 K eingehalten werden. Die vom Normlastzyklus vorgegebene Dynamik im Prüfbetrieb kann theoretisch auch durch Veränderung der Rücklauftemperatur herbeigeführt werden. Eine Variation des Volumendurchflusses ermöglicht jedoch eine bessere Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.

In bisherigen Versuchen mit der Lastzyklus-Methode wurde die abgeführte Wärmemenge durch die Regelung des Volumendurchflusses und die Rücklauftemperatur des Kesselwassers über das Wärmeübertragungssystem limitiert. Dazu wurden interne Kesselpumpen und Mischer deaktiviert. Um ein breiteres Temperaturspektrum abzudecken (d. h. höhere Rücklauftemperaturen für die Feuerung zu ermöglichen) und den Eingriff in die Kesselregelung so gering wie möglich zu halten, wurde als zusätzliche Option eine Entkopplung mittels hydraulischer Weiche erwogen. So kann die abgegebene Wärmemenge statt der Kesselleistung bestimmt und bei der Auswertung berücksichtigt werden.

Die hydraulische Weiche ermöglicht einen unabhängigeren Betrieb des Kessels, indem sie die Durchflussmenge (Umwälzpumpe) und die Temperatur (Mischer) des Rücklaufwassers im Wärmeübertragungssystem unabhängig von den Kesseleinstellungen regelt. Damit entkoppelt sie den Massenstrom des Primärkreises (Kessel, innerhalb der Systemgrenzen) und den Massenstrom des Sekundärkreises (Wärmeübertragungssystem). Um verschiedene Kesselsysteme und Hydraulikvarianten mit der Lastzyklus-Methode zu prüfen, bietet der Versuchsaufbau mehrere Möglichkeiten, den Kessel mit dem Wärmeübertragungssystem zu verbinden:

- Integration eines Pufferspeichers, wenn der Kesselhersteller den Betrieb mit Pufferspeicher vorschreibt.
- Direkter Anschluss an das Wärmeübertragungssystem, wenn der Hersteller einen Betrieb des Kessels mit einer Rücklauftemperatur von 45 °C bei konventionellen Kesseln und bis 25 °C bei Brennwertkesseln erlaubt.
- Installation einer hydraulischen Weiche zum Anschluss des Kessels, wenn der Kessel eine höhere Rücklauftemperatur erfordert und mit einer internen Umwälzpumpe und einem Mischer ausgestattet ist.
- Erfordert der Kessel eine höhere Rücklauftemperatur, ist aber nicht mit einer internen Umwälzpumpe ausgestattet, so sind für den Anschluss des Kessels eine hydraulische Weiche, eine externe Umwälzpumpe und ein Mischer zu installieren.
- Empfiehlt der Kesselhersteller den Einbau einer Einrichtung zur Erhöhung der Rücklauftemperatur bei Anschluss eines Pufferspeichers (Mischer und Umwälzpumpe), so ist diese Einrichtung unabhängig vom Temperaturbereich zu installieren.

Durch die Einbindung einer hydraulischen Weiche werden Wassermassenströme entkoppelt und in zwei Kreisläufe mit unterschiedlichen Temperaturniveaus aufgeteilt: Primärkreislauf inklusive des Kessels innerhalb der Systemgrenzen, Sekundärkreislauf des Wärmeübertragungssystems außerhalb der Systemgrenzen. Der Massenstrom des Heizungswassers muss so gewählt werden, dass im Vollastbetrieb eine Temperaturspreizung von 25 K zwischen Kesselvorlauftemperatur und Kesselrücklauftemperatur erreicht wird. Der Massenstrom folgt dem gleichen prozentualen Verlauf wie das Lastprofil, d. h., dass die Spreizung von 25 K über die komplette Versuchsdauer eingehalten werden soll. Hierfür sind vor allem der Arbeitsbereich der verwendeten Umwälzpumpe sowie die Ansteuerung des Mischers für die Einstellung der Rücklauftemperatur relevant. Vorversuche haben gezeigt, dass einige Feuerungsregelungen die eingestellten Parameter Kesseltemperatur und Rücklauftemperatur bzw. Hysterese nicht mehr einhalten können, wenn der eingestellte Massenstrom zu hoch und in der Folge die Temperaturspreizung zu gering ist. Als Referenztemperatur für Temperierung und Rücklauf wurden 45 °C (Heizwert-Kessel) bzw. 25 °C (Brennwert-Kessel) definiert.

Die am Kessel eingestellten Parameter (Kessel-Solltemperatur, Hysterese, Abschaltkriterien etc.) beeinflussen den Regelbereich der Feuerung und damit die Anzahl der Starts während der gesamten Versuchsdauer im Lastzyklus-Betrieb. Daher müssen die gewählten Einstellungen vorab überprüft und dokumentiert werden. Bestenfalls ist die erforderliche Einstellung vom Kesselhersteller anzugeben.

2.6 Anwendung der Lastzyklus-Methode bei Brennwertfeuerungen

Bei Brennwertfeuerungen führt das niedrigere Rücklauf-Temperaturniveau zur Kondensation des Wasserdampfs im Abgas und erhöht dadurch den Wärmegewinn. Die aktuelle EN 303-5 [5] wurde für derartige Feuerungen bereits angepasst und sieht eine Rücklauftemperatur von 30 °C sowie eine Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur von ≥ 20 K (d. h. eine Vorlauftemperatur von mindestens 50 °C) vor.

Um die entwickelte Lastzyklus-Methode für Brennwertfeuerungen anwendbar zu machen, ist ebenfalls eine Anpassung der bisherigen Rahmenbedingungen erforderlich. Zur Untersuchung des Verhaltens von Brennwerttechnologien auf dem Prüfstand stellten mehrere Anbieter Brennwertfeuerungsanlagen für Verbrennungsversuche bereit. Untersucht und diskutiert wurden Änderungen im Versuchsaufbau hinsichtlich:

- Zu- und Abwasserleitung zur Spülung des Wärmetauschers und zur Kondensatableitung,
- Beeinflussung der Masse des Kessels auf der Waage durch Kondensatansammlung und Spülvorgänge,
- Temperaturbereich (Vor- und Rücklauftemperatur, Temperaturspreizung) für Brennwertbetrieb und
- grundsätzliche Anwendbarkeit der Lastzyklus-Methode bei Brennwertbetrieb.

Um die oben genannten Fragestellungen zu untersuchen, wurden Lastzyklus-Versuche mit Brennwertfeuerungen bei unterschiedlichen Temperaturniveaus (Brennwert- und Heizwertbetrieb) und Versuchsaufbauten (mit/ohne hydraulische Weiche, mit/ohne Pufferspeicher) durchgeführt. Es zeigte sich, dass die Lastzyklus-Methode unter bestimmten Voraussetzungen auch bei Brennwertfeuerungen angewendet werden kann. Um einen kondensierenden Betrieb zu ermöglichen, wurde das Temperaturniveau – analog zum Temperaturniveau bei Typenprüfung von Brennwertkesseln – um 20 K abgesenkt. Beim Versuchsaufbau ist außerdem sicherzustellen, dass zu- oder abfließendes Spülwasser oder das entstehende Kondensat die Quantifizierung des Brennstoff-Inputs (d. h. Massebestimmung) nicht beeinflusst. Das kann durch das manuelle Auslösen eines Spülvorgangs vor Versuchsbeginn erreicht werden. Dadurch wird der Kondensatbehälter gefüllt und das im Laufe der Verbrennung entstehende Kondensat nicht angesammelt. Stattdessen fließt es ab. Der freie Abfluss des Kondensats muss während des kompletten Versuchs gewährleistet sein und es muss wieder auf die mechanische Entkopplung des Kessels von nicht auf der Waage befindlichen Komponenten – in diesem Fall die Kondensatableitung – geachtet werden. Dies kann z. B. durch Ableiten des Kondensats über einen kurzen Schlauch in einen Behälter realisiert werden. Schlauch und Behälter dürfen dabei keinen Kontakt haben. Auch ein automatisches Spülen des Kessels mit Frischwasser während der Versuchszeit muss unterbunden werden, indem der Wasserzulauf über einen Absperrhahn verhindert wird.

2.7 Definition der zulässigen Prüfbrennstoffe

Trotz der Normierung des Brennstoffs Holzpellets weisen diese bei der Verbrennung in einer Feuerung teilweise deutlich unterschiedliche Emissions- und Ascheschmelzverhalten auf [12].

Durch gezielte Auswahl bzw. Abstufung von Brennstoffeigenschaften (sowohl bei Pellets als auch bei Holzhackschnitzeln) wurde dieser mögliche Einfluss experimentell an einigen der ausgewählten Feuerungen quantifiziert, um zusätzliche Streuungsursachen, die nicht auf die methodische Durchführung der Prüfung zurückzuführen sind, bewerten zu können. Diese Bewertung ist auch deshalb erforderlich, weil bei der Validierung der später durchzuführenden Lastzyklus-Methode (siehe Ringversuch in Arbeitspaket 3) nur eine einheitliche Brennstoffcharge (Pellets) verwendet werden soll. Diese Arbeiten sollen auch Anhaltspunkte für die Frage liefern, inwieweit die „Brennstoffunempfindlichkeit“ ein zukünftiges Qualitätsmerkmal für eine Feuerung darstellen könnte.

Die Eigenschaften der Prüfbrennstoffe wurden von DEPI definiert und schränken den von EN ISO 17225-2 [6] und ENplus [7] vorgegebenen Bereich zusätzlich ein, um den brennstoffseitigen Einfluss auf die Messdaten zu minimieren. Teilweise wurden obere und untere Grenzen (z. B. Aschegehalt, Schüttdichte) zur Sicherstellung realitätsnaher Ergebnisse festgelegt.

Tabelle 4: *Eigenschaften für den Testbrennstoff Pellets (d – trocken, ar – im Anlieferungszustand)*

Parameter	Norm	Einheit	Bereich
Durchmesser	ISO 17829:2016	mm	$6 \pm 0,5$
Längenverteilung	ISO 17829:2016	mm	$< 20 \text{ m-}\% \leq 10 \text{ mm}$
Aschegehalt	ISO 18122:2015	m-%, d	0,2 ... 0,45
Wassergehalt	ISO 18134-1:2015	m-%, ar	5 ... 10
Abriebfestigkeit	ISO 17831-1:2015	m-%, ar	$\geq 99,0$
Feingehalt	ISO 18846:2016	m-%, ar	$< 0,5$
Ascheerweichungs- temperatur (DT)	ISO 21404:2020	°C	≥ 1.300
Heizwert	ISO 18125:2017	kWh/kg, ar	$\geq 4,8$
Schüttdichte	ISO 17828:2015	kg/m ³ , ar	660 ... 720
Rohdichte	ISO 18847:2016	kg/dm ³ , ar	≥ 1.250
Stickstoffgehalt	ISO 16948:2015	m-%, d	$\leq 0,15$
Kaliumgehalt	ISO 16967:2015	mg/kg, d	≤ 500
Siliziumgehalt	ISO 16967:2015	mg/kg, d	≤ 300

Da die Sensitivitätsanalyse zur Quantifizierung des Brennstoffeinflusses unterschiedliche Brennstoffqualitäten erfordert, wurden unterschiedliche Chargen an Hackgut in unterschiedlichen Hackgutfeuerungen eingesetzt (Laubholz und Nadelholz, Buche, Fichte; jeweils Energierundholz nach ENplus A1 bzw. A2 und Waldrestholz). Details zu den verwendeten Brennstoffen sind in Abschnitt 5.1.3 und zu den Ergebnissen in Abschnitt 5.2.2 zu finden.

Folgender Vorschlag zur Definition zur Hackschnitzelqualität wurde im Rahmen des Projekts erarbeitet.

Tabelle 5: *Eigenschaften für den Testbrennstoff Holzhackschnitzel (d – trocken, ar – im Anlieferungszustand, * Partikelgröße und Wassergehalt müssen vom Kesselhersteller vorgegeben werden)*

Parameter	Norm	Einheit	Bereich
Ausgangsmaterial	ISO 17225-1	–	1.1.3.2 und 1.2.1.2 (Nadelbaumholz mit Rinde) sowie 1.2.1.3 (Laubbaumholz ohne Rinde) und 1.2.1.4 (Nadelbaumholz ohne Rinde)
Partikelgröße 1*	ISO 17225-4:2021	mm	P31S; Zusatzanforderung: $\leq 40 \text{ m-\%} < 16 \text{ mm}$
Partikelgröße 2*	ISO 17225-4:2021	mm	P45s; Zusatzanforderung: $\leq 40 \text{ m-\%} < 31 \text{ mm}$
Feingehalt	ISO 17827-2:2016	m-%, ar	≤ 5
Aschegehalt	ISO 18122:2015	m-%, d	$\leq 1,0$
Wassergehalt 1*	ISO 18134-1:2015	m-%, ar	$\geq 10 \text{ bis } \leq 25$
Wassergehalt 2*	ISO 18134-1:2015	m-%, ar	$\geq 30 \text{ bis } \leq 45$
Stickstoffgehalt	ISO 16948:2015	m-%, d	$\leq 1,0$
Heizwert	ISO 18125:2017	kWh/kg, d	$\geq 4,7$

Die Anforderungen an den Brennstoff Holzpellets und Holzhackschnitzel sind auch im englischsprachigen Methoden-Handbuch im Anhang aufgeführt.

2.8 Bestimmung von Gesamtstaubemission und Abgasvolumenstrom

Im Rahmen einer Typenprüfung erfolgt die Bestimmung der Gesamtstaubemission lediglich über mehrere 30-Minuten-Intervalle unter konstanten Abgasbedingungen. Eine isokinetische Staubprobenahme durch präzises Nachregeln der Staubabsaugung bezüglich der variierenden Abgasgeschwindigkeiten ist ohne großen Aufwand möglich. Während der Lastzyklus-Prüfung variiert jedoch der Abgasvolumenstrom und damit die Abgasgeschwindigkeit deutlich und die Staubprobenahme sollte idealerweise über eine geeignete automatische Regelung verfügen, um eine isokinetische Staubabsaugung in allen Betriebsphasen zu garantieren. Im Rahmen eines Vorversuchs erfolgte an einer Staubprobenahmestelle die Beprobung isokinetisch und parallel dazu an einer weiter hinten im Abgasrohr angeordneten Staubprobenahmestelle mit konstanter Absauggeschwindigkeit. Bei isokinetischer Beprobung wurde ein Staubgehalt im Abgas von 16,01 mg/MJ ermittelt, bei konstanter Beprobung ein Staubgehalt von 14,95 mg/MJ bestimmt – eine Abweichung von ca. 7 %. Dennoch erscheint die Forderung nach einer über den gesamten Lastverlauf isokinetischen Staubprobenahme berechtigt, damit dem schwankenden Abgasvolumenstrom Rechnung getragen wird.

Für die Bestimmung des Abgasvolumenstroms während der verschiedenen Lastzustände ist eine sinnvolle Anordnung der Messstellen im Abgaskanal entscheidend. So ist stets zuerst der Abgasvolumenstrom mittels geeigneten Geschwindigkeitsmessgeräts zu erfassen, bevor Probengas zur Gasanalyse oder zur Gesamtstaubbestimmung entnommen wird. Diesen Sachverhalt veranschaulicht Abbildung 9. Sie zeigt, dass die Abgasgeschwindigkeit bei Erfassung nach einer Staubprobenahmestelle stets geringer ausfällt, wenn gleichzeitig eine Staubprobe dem Abgas entnommen wird. Ebenso ist ersichtlich, dass über die Versuchsdauer die ermittelte Geschwindigkeit mit dem eingesetzten Vortex-Anemometer sinkt und somit keine zuverlässige Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit möglich ist. Das Flügelrad-Anemometer zeigt hier aber klare Vorteile aufgrund einer nahezu konstanten Erfassung der Abgasgeschwindigkeit. Es sei angemerkt, dass für die zuverlässige Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit dieser Teil der Messstrecke auf 80 bzw. 64 mm im Durchmesser reduziert wurde.

Die Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit mit einem Prandtl-Staurohr wird nicht empfohlen, da die Abgasgeschwindigkeiten im niedrigen Leistungsbereich (13 % Leistung) unterhalb der Ansprechschwelle von ca. 1 m/s liegen.

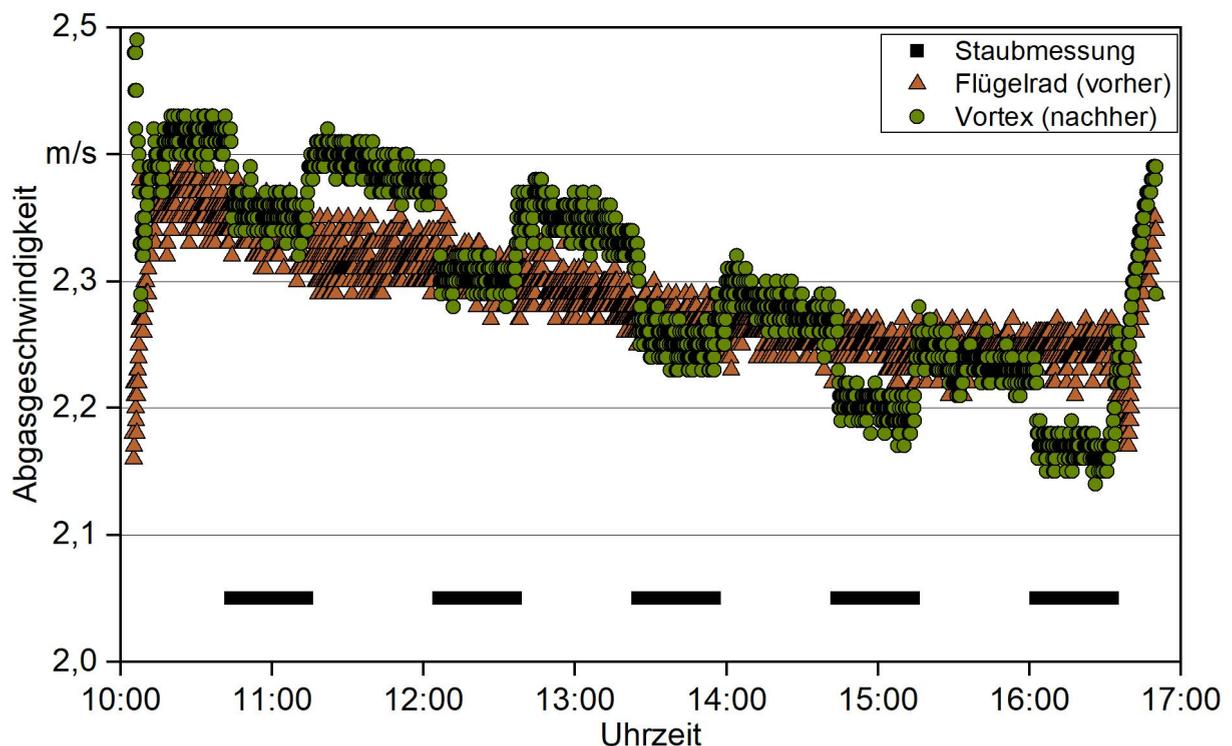


Abbildung 9: Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit bei Nennlast vor und nach der Staubprobenahmestelle ohne Korrekturen mit Profilkoeffizienten aufgrund der Einbauten (Versuch vom 07.12.2020)

2.9 Anpassung der Brennstoffzufuhr für Hackschnitzelkessel

Der Versuchsaufbau nach der Lastzyklus-Methode ist für Hackschnitzelheizungen wesentlich komplexer und aufwendiger, was u. a. darauf zurückzuführen ist, dass Hackschnitzelkessel nicht mit einem Brennstoff-Tagesbehälter ausgestattet sind, sondern der Brennstoff mithilfe eines separaten Raumaustrags zugeführt wird. Die am TFZ bisher praktizierte Lösung war nur für den stationären Betrieb von Hackschnitzelkesseln bei Leistungen über 25 kW möglich, da die Austragsschnecke des vorhandenen Brennstoffbehälters nicht mit der Kesselsteuerung (Zufuhrschnecke) kommuniziert. Außerdem konnte die Drehzahl des Schneckenmotors nicht so weit reduziert werden, dass auch geringe Brennstoffmengen für Wärmeanforderungen unter 25 kW transportiert werden konnten. Aus diesem Grunde wurde der vorhandene Austragsbehälter mit einem Motor, der ein breiteres Spektrum an Drehzahlen abdeckt, sowie mit einem ansteuerbaren Getriebe ausgestattet. Abbildung 10 zeigt den Verlauf der Abgaszusammensetzung beim dynamischen Betrieb mit einer Hackgutfeuerung. Zu sehen ist, dass das Brennstoff-Luftverhältnis vor der Umrüstung nicht optimal eingestellt war (Schwankungsbereich des Restsauerstoffs um 4 Vol.%). Die Ursache dafür ist, dass die Brennstoffzufuhr nicht konstant erfolgte (sondern in „Schüben“). Nach der Adaptierung des Austrags konnte der Brennstoff dynamisch zugeführt werden, was der Verbrennungsregelung des Kessels ermöglicht, das Brennstoff-Luftverhältnis besser einzustellen. Der gemessene Restsauerstoff bewegt sich im Rahmen von ± 1 Vol.-%.

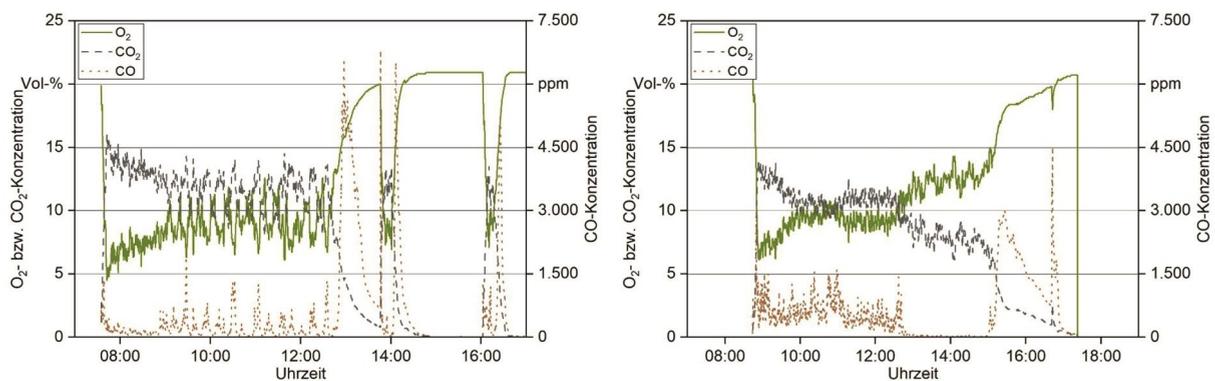


Abbildung 10: Abgaszusammensetzung (O_2 , CO_2 , CO) bei Lastzyklus-Versuchen an einem Hackschnitzelkessel vor (links) und nach (rechts) der Adaptierung des Austragsbehälters

Der Vergleich der beiden Versuche zeigt, dass beim Lastzyklus-Test die Brennstoffzufuhr nach Absprache mit den Herstellern konfiguriert werden und vom Hersteller nach Möglichkeit – analog zur Typenprüfung – ein kompatibles Raumaustragssystem bereitgestellt werden sollte. Auf diesem Wege sind die Qualität der Verbrennung und damit die Ergebnisse des Lastzyklus-Tests nicht von der jeweiligen Ausstattung des Prüfstands abhängig.

2.10 Einheitliche Auswertung

Um eine hohe Reproduzierbarkeit der Messergebnisse zu erzielen, ist neben dem im Prüfstandhandbuch beschriebenen einheitlichen prüftechnischen Vorgehen auch eine einheitliche Messdatenauswertung erforderlich.

Aufgrund der im Vergleich zur Typenprüfung nach EN 303-5 erheblich komplexeren Auswertung wurde ein Auswertungstool auf Basis von Microsoft Excel® entwickelt. Dieses wurde aufgrund der frachtenbasierenden Bilanzierung mittels VBA-Programmierung realisiert, um eine hohe Rechenleistung kombiniert mit schneller Verarbeitungsgeschwindigkeit zu erreichen. Das Auswertungstool muss für jeden Zeitschritt absolute Werte für Energiemengen und unter Berücksichtigung von Konzentration und Abgasvolumenstrom die Massen an Emissionskomponenten berechnen. Insbesondere für die Kontrollkriterien sind zusätzlich noch augenblickliche Abweichungen vom Sollwert zu ermitteln. Nach Festlegung der Auswertungsintervalle, d. h. Eingabe der Zeiten, zu denen der Versuch gestartet und abgeschlossen wurde, werden diese Zwischendaten über die im Handbuch beschriebenen entsprechenden Auswertungszeiträume aufsummiert und im Bilanzsheet hinterlegt. Für die Berechnung der Messergebnisse wird dann auf diese Bilanzen zugegriffen. Auch die Kontrollkriterien, wie die Berechnung der Kohlenstoffbilanz über den gesamten Versuchslauf, sind im Auswertungstool implementiert.

Das Auswertungstool dient als Referenzberechnung für die Zertifizierung, es ist frei verfügbar, und sämtliche Rechenwege sind auch im Prüfstandhandbuch dokumentiert. Das Auswertungstool wurde vom Projektpartner BEST erstellt, nachdem der angewandte Auswertungsalgorithmus mit dem TFZ abgestimmt und durch Vergleich mit manueller Auswertung sowie durch bilateralen Datenaustausch zwischen TFZ und BEST validiert worden war. Es ermöglicht die einheitliche Evaluierung von Lastzyklus-Versuchen mit unterschiedlichen Varianten für den Versuchsaufbau (d. h. Lastzyklus mit oder ohne Pufferspeicher bzw. hydraulischer Weiche, Kessel oder Brennstoffbehälter auf der Waage).

In das Excel-Tool müssen dazu für die Berechnung und zur Dokumentation notwendige Daten des Kessels, des verwendeten Brennstoffs sowie des Prüfstands eingegeben werden. Zudem muss das Sheet mit den Rohdaten aus der Liste der geöffneten Dateien ausgewählt werden. Darauf basierend muss die Kanalzuordnung erfolgen. Diskontinuierlich erfasste Messwerte, wie etwa zu Staub oder Luftdruck, können entweder in Listen oder als Zahlenwert eingegeben werden. Anschließend können die Daten geladen werden, wobei die inkrementellen Berechnungen durchgeführt werden. Durch Eingabe von Start- und Endzeit werden im letzten Schritt die Bilanzen über die Auswertungszeiträume erstellt.

Das Exceltool wurde auch von den externen Prüfstellen für die Auswertung der Ringversuche (AP3) verwendet. Es zeigte sich, dass die Anwendung nach kurzer Einschulung für jeden möglich war, auftretende Schwierigkeiten betrafen meist nur die Aufbereitung der Daten in das für die Auswertung notwendige Format.

2.11 Die finale Lastzyklus-Methode

Basierend auf den gesammelten Erfahrungen und Validierungen konnte eine finale Lastzyklus-Methode für konventionelle Biomassekessel (Abbildung 11) und Biomassekessel mit Brennwerttechnik (Abbildung 12) entwickelt und definiert werden. Die Abbildungen veranschaulichen zudem, wann welche Geräte ein- bzw. auszuschaltet sind.

Folgende Zeitpunkte werden in Tabelle 6 definiert und festgelegt. Diese Zeitpunkte sind auch in den beiden nachfolgenden Abbildungen enthalten.

Tabelle 6: Definition von Zeitpunkten, Versuchsbedingungen und Abläufen für die Lastzyklus-Methode. Die zuerst genannte Temperatur bezieht sich jeweils auf eine konventionelle Feuerung, die zweite Temperatur auf eine Brennwertfeuerung

Bezeichnung	Bedingung	Vorgang
t_0	Kesseltemperatur 45 bzw. 25 °C	Start Betriebsphase
t_1	Vorlauftemperatur über 55 bzw. 35 °C	Externe Zuheizung beendet
t_2	Ende des Standardlastprofils	Start der Ruhephase, Entnahme der Restwärme
t_3	Kessel abgeschaltet	Ende Emissionsmessungen
t_4	Vorlauftemperatur unter 55 bzw. 35 °C	Ende Restwärmeabnahme
t_5	Ende der Ruhephase	Start Temperierung Kessel
t_6	Kessel auf Bezugstemperatur 45 bzw. 25 °C	Versuchsende

Weitere Bedingungen zur Versuchsdurchführung sind dem englischsprachigen Methodenhandbuch zu entnehmen (siehe Anhang) [9].

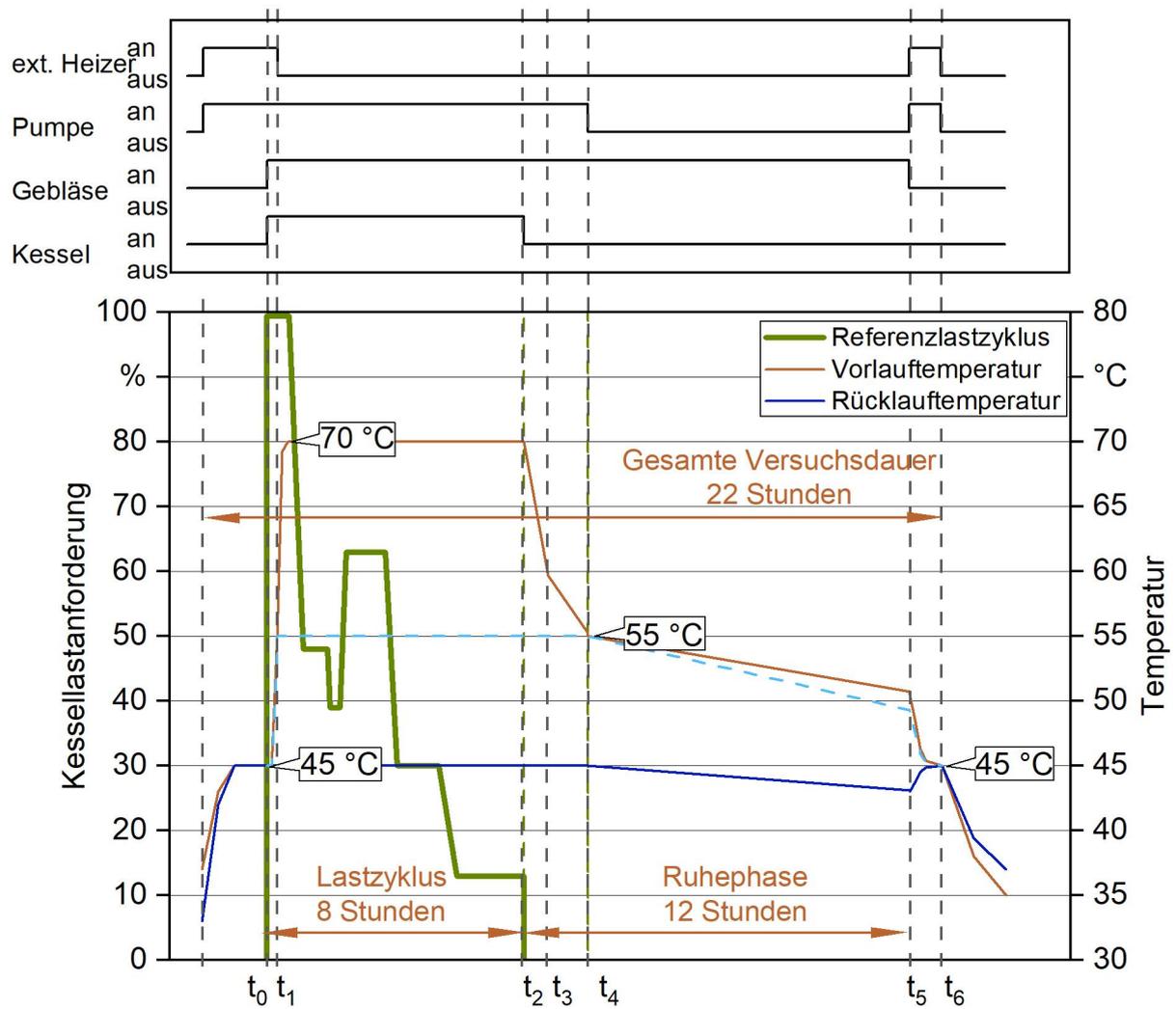


Abbildung 11: Versuchsablauf für die Durchführung der Lastzyklus-Methode an einem konventionellen Biomassekessel ohne Brennwerttechnik

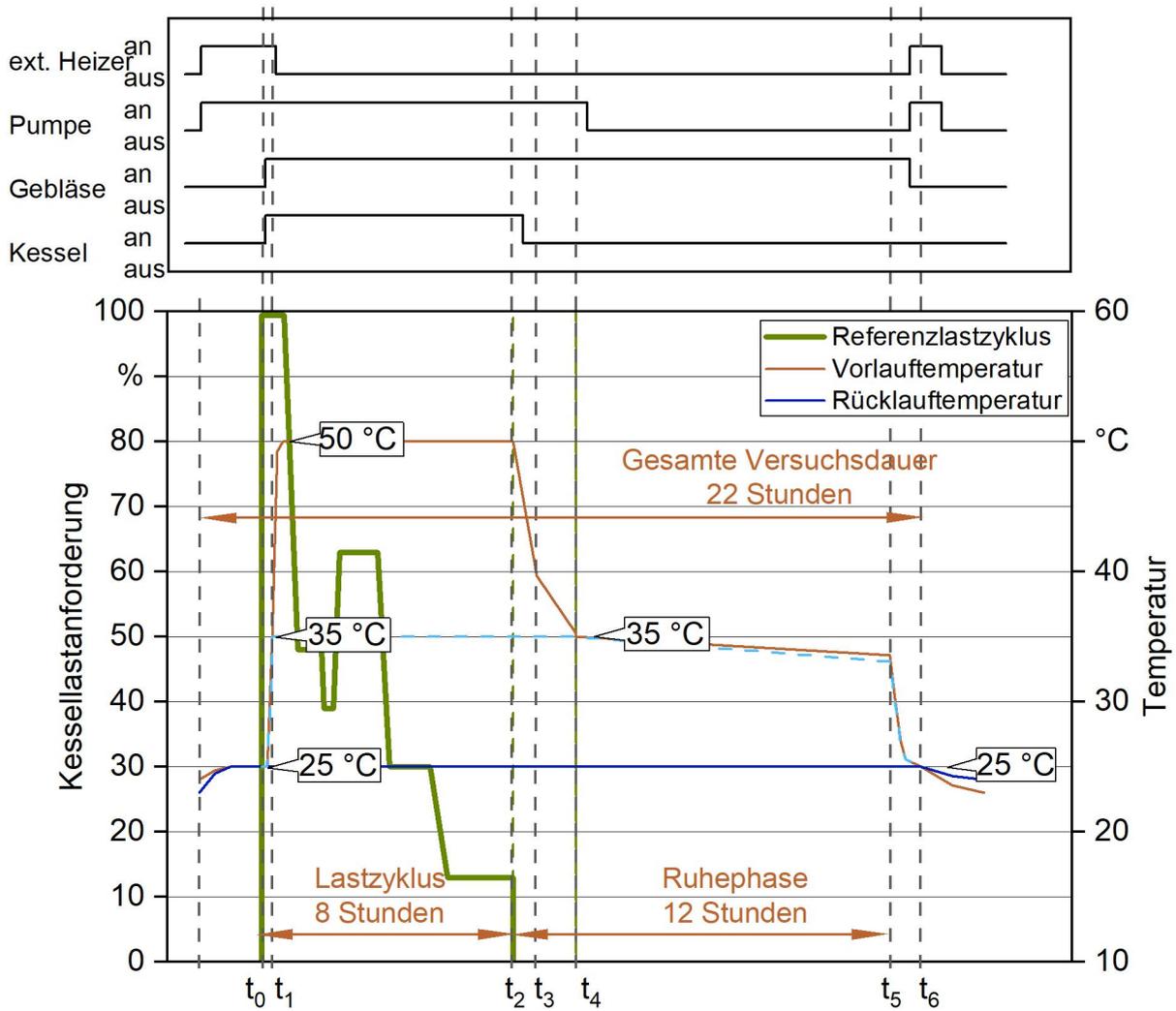


Abbildung 12: Versuchsablauf für die Durchführung der Lastzyklus-Methode an einem Biomassekessel mit Brennwerttechnik

3 Die Lastzyklus-Methode – Technische Herausforderungen

Die entwickelte Lastzyklus-Methode umfasst die Bestimmung verschiedener Schadstoffemissionen und des Jahresnutzungsgrads unter variierenden Leistungsanforderungen. Im Gegensatz zur Typenprüfung nach EN 303-5 [5] werden auch instationäre Betriebsbedingungen wie Kesselstart oder Laständerung gemessen und bewertet.

Auf Basis der in Kapitel 2 genannten Vorarbeiten wurde ein englischsprachiges Prüfstandhandbuch für die Lastzyklus-Methode erarbeitet. Das Handbuch soll zertifizierten Prüfstellen den Einstieg in die Messungen erleichtern und diene außerdem als Basis für die Validierung der Methode mittels Ringversuchs (Kapitel 4). Es beinhaltet sämtliche Schritte von der Vorbereitung und dem Aufbau der Messung bis hin zu Durchführung, Qualitätssicherung und Datenerfassung, Vorgaben zur Messgenauigkeit der Messgeräte und Definition des Brennstoffanforderungen für Holzpellets bzw. Holzhackschnitzel. Das Prüfstandhandbuch ist ein eigenständiges Dokument und im Anhang enthalten. An dieser Stelle werden die wichtigsten Aspekte des Versuchsaufbaus und der Methodik erläutert.

3.1 Vorbereitung – Anforderungen an die Infrastruktur des Prüfstands

Aufgrund der Dynamik der Methode ist der Prüfstandaufbau im Vergleich zur Typenprüfung nach EN 303-5 [5] etwas anspruchsvoller. Zusätzliche Messinfrastruktur ist erforderlich, insbesondere die Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit sowie die transiente isokinetische Staubprobenahme betreffend. Außerdem ist ein Wärmeübertragungssystem erforderlich, das den mit dem Lastprofil definierten Wärmebedarf variabel steuert, d. h., es muss in der Lage sein, den Kesselwasser-Volumenstrom zu variieren. Abhängig von der hydraulischen Konfiguration sowie den Angaben des Kesselherstellers kann zusätzlich die Installation einer hydraulischen Weiche, einer Rücklaufgruppe bzw. eines Pufferspeichers erforderlich sein.

Der gesamte Lastzyklus umfasst alle Phasen des Kesselbetriebs, d. h. Kalt- und Warmstart, wechselnden Wärmebedarf, stationären Betrieb bei unterschiedlichen Lasten, Abschaltung und Standby. Er ermöglicht über eine relativ kurze Messdauer Betriebsergebnisse, die als Jahresnorm-Nutzungsgrad und als Jahresnorm-Emission zu interpretieren sind. Jeder Lastwechsel im resultierenden 8-Stunden-Lastwechserversuch ist mit definierten Gradienten versehen.

Durch die eigenständige Anpassung der Feuerung an den variierenden Wärmebedarf variieren die entstehende Abgasmenge und damit der Abgasvolumenstrom. Das heißt, der Abgasvolumenstrom ändert sich während des gesamten Lastzyklus. Daher bedurfte es einer Bestimmung der Schadstoffemissionen proportional zur Dynamik des Abgasstroms.

Dies gilt auch für die Probenahme zur Bestimmung der Staubemissionen. Das bedeutet, dass der Volumenstrom des abgesaugten Gases für die Staub-Probenahme synchron an den dynamischen Volumenstrom im Abgaskanal angepasst wird. Dadurch ist die am Pro-

benfilter gemessene Staubfracht repräsentativ für die im Verlauf ständig variierende Abgasmenge. Außerdem kann durch die dynamische Staubabsaugung auch die Vorgabe einer isokinetischen Probenahme erfüllt werden. In der Durchführung bedeutet das, dass die Probenahme nicht in kurzen Intervallen, sondern durchgehend und möglichst ohne Unterbrechungen über den kompletten Versuchszeitraum stattfindet.

Da viele Feuerungen während der Start- und Ausbrandphase die Lüfterdrehzahlen erhöhen, ist ein großer Messbereich erforderlich und der Durchmesser der Messstrecke entsprechend festzulegen, um bei hohen und niedrigen Abgasvolumina auch noch eine zuverlässige Geschwindigkeitsbestimmung zu ermöglichen. Bezüglich der Staubprobenahme könnte hierzu entweder mit zwei verschiedenen Düsendurchmessern gearbeitet werden, wobei die kleine Düse für den Versuchsbereich mit hohen Abgasgeschwindigkeiten und eine große Düse für den Bereich kleiner Abgasgeschwindigkeiten optimal wäre und je nach Lastzustand die dazu passende Staubprobenahme aktiviert wird. Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass beide Staubprobenahmen mit gleicher Düsendurchmesser arbeiten, dann aber automatisch auf die noch unbenutzte Staubprobenahme umschalten, wenn der andere Filter ausreichend beladen ist.

Insgesamt sind bei der Lastzyklus-Methode spezielle Messgeräte erforderlich (z. B. zur exakten Bestimmung des Abgasvolumendurchflusses, Gaspumpen mit stark variabler Durchflussamplitude, hochpräzise Waage zur Bestimmung des Brennstoffverbrauchs, zusätzlicher Stromzähler usw.). Außerdem sind die Anforderungen in Bezug auf Genauigkeit der Messtechnik höher als bei der herkömmlichen Typenprüfung.

Die Genauigkeit der Messgeräte ist dem Prüfstandhandbuch [9] bzw. der nachstehenden Tabelle 7 zu entnehmen.

Tabelle 7: Anforderungen an die Genauigkeit der Messgeräte für die Lastzyklus-Methode

Parameter	Einheit	Max. Ungenauigkeit oder Messbereich
Umgebungsdruck	mbar	± 10 mbar
Umgebungstemperatur	$^{\circ}\text{C}$	± 1 K
Wasserdampfgehalt im Abgas	Vol.-%	$\pm 0,5$ Vol.-%
Abgastemperatur	$^{\circ}\text{C}$	± 1 K
Förderdruck	Pa	± 1 Pa
Abgasvolumenstrom	m^3/s	± 10 % des geringsten Messwerts
Mindest-Abgasgeschwindigkeit	m/s	max. 0,5 m/s
CO-Konzentration	ppm	± 10 % des Messbereichs, jedoch mit einem Maximum von ± 10 ppm für einen Messbereich bis 500 ppm, ± 45 ppm für einen Messbereich bis 3.000 ppm
O ₂ - und CO ₂ -Konzentration	Vol.-%	± 5 % des Messbereichs, aber maximal $\pm 0,4$ Vol.-%
NO _x -Konzentration	ppm	± 5 % des Messbereichs, aber maximal ± 15 ppm
Org.-C-Konzentration	ppm	± 10 % des Messbereichs, aber maximal ± 5 ppm
Staubkonzentration	mg/m^3	± 15 % des Messbereichs, aber maximal 10 mg/m^3
Volumenstrom für die Staubprobenahme		Geeignet zur Abdeckung des gesamten Messbereichs der Abgasgeschwindigkeit
Brennstoffmasse	kg	$\pm 0,2$ % des gesamten Brennstoffverbrauchs
Erzeugte Wärmeabgabe	kW	$\pm 1,5$ % des Messwerts
Auxiliary electric power (active power)	W	$\pm 1,0$ % des Messwerts
Wasservolumen des Kessels	l	± 1 %

3.2 Durchführung – Zeitmanagement und relevante Versuchsabschnitte

Die Lastzyklus-Methode bedarf einiger zusätzlicher Vor- und Nachbereitungsschritte im Vergleich zur Typenprüfung nach EN 303-5.

So ist eine Vor- und Nachtemperierung des Kessels auf eine einheitliche Temperatur zu Beginn und am Ende der Lastzyklus-Prüfung erforderlich, um Energie- und Kohlenstoffbilanzen schließen zu können (Unterkapitel 2.11). Da bereits der Kesselstart mitgemessen wird, muss die gesamte Messtechnik schon zu Beginn kalibriert und in die Messstrecken

eingebaut werden, was während der Typenprüfung sonst während der Aufwärmphase des Kessels erfolgen kann. Dies erfordert mindestens eine Stunde Vorlaufzeit, die neben dem achtstündigen Lastzyklus zu berücksichtigen ist. Nach dem Erreichen einer vordefinierten Vorlauftemperatur ist die externe Zuheizung auszuschalten. Eine weitere Herausforderung sind die wechselnden Lastzustände, sodass die Staubabsaugung wegen der geforderten Isokinetik entweder händisch nachgeregelt oder in eine vollautomatische isokinetische Staubabsaugung (wie beim TFZ) investiert werden muss. Während der achtstündigen Lastphase sind ggf. die Planfilter der Staubprobenahme aufgrund zu hoher Filterbeladungen zu wechseln. Das Wechselintervall richtet sich nach der Qualität der Verbrennung und kann nicht im Vorfeld abgeschätzt werden. Nach dem Ende der achtstündigen Lastzyklus-Methode wird die Wärmeanforderung auf 0 kW gesetzt, der Kessel wechselt eigenständig in den Nachlaufbetrieb und schaltet sich irgendwann selbst ab (abhängig von den hinterlegten Routinen des Kessels). Zu dem Zeitpunkt, an dem der Kessel den Status „Kessel AUS“ einnimmt, ist die Staubmessung zu beenden und ggf. Einstellungen am Kessel für die zwölfstündige Ruhephase vorzunehmen, um einen Kesselneustart zu vermeiden. Nach der zwölfstündigen Ruhephase ist der Kessel erneut auf die vordefinierte Referenztemperatur abzukühlen bzw. aufzuheizen. Danach können alle Messgeräte aus der Messstrecke ausgebaut und gereinigt werden.

Somit sind für die Durchführung einer Lastzyklus-Prüfung am ersten Messtag ca. zehn Arbeitsstunden und am darauffolgenden Tag ein zusätzlicher Aufwand von ca. ein bis zwei Arbeitsstunden erforderlich. In diesen Zeitangaben sind noch nicht die Auf- oder Abbauarbeiten des Kessels und eventuelle Vorversuche berücksichtigt, sondern es wird davon ausgegangen, dass der Kessel vollständig wasser- und abgasseitig angeschlossen ist und es zu keinen Störungen kommt. Treten jedoch während der mindestens achtstündigen Lastphase Störungen oder Ausfälle auf, so ist der komplette Versuchstag zu wiederholen. Daher ist der Aufwand für die reale Beurteilung des Kesselverhaltens aufwendiger als die Messungen im Rahmen einer Typenprüfung.

3.3 Auswertung – Bewertung der Datenqualität

Zur Bewertung der Qualität der gewonnenen Daten werden zwei Benchmarks definiert und herangezogen: kesselbetriebsspezifische Indikatoren und Kriterien für Messabweichungen. An dieser Stelle werden die wichtigsten Kriterien genannt, die u. a. für die Validierung der Methode (Kapitel 4) relevant sind.

Kohlenstoffbilanz. Die Kohlenstoffbilanz beschreibt das Gleichgewicht zwischen dem im Brennstoff enthaltenen zugeführten Kohlenstoff und dem freigesetzten Kohlenstoff im Abgas (CO_2 , CO und org. C; Abbildung 13). Für die korrekte Bestimmung des Abgasvolumenstroms ist eine zuverlässige Geschwindigkeitsmessung im Abgas erforderlich. Sie ist ein gut geeigneter Indikator für die Qualität der Datenerfassung, da sie unterschiedliche Aspekte der Messung berücksichtigt, einschließlich des Kohlenstoffgehalts des Brennstoffs.

Die Kohlenstoffbilanz basiert auf der Abgasmenge und Abgasanalyse über den Zeitraum t_0 bis t_3 und dem Brennstoffverbrauch, der über den Zeitraum von t_0 bis t_6 ermittelt wird. Sie darf eine maximale Abweichung von 5 % aufweisen. Die verschiedenen Zeiträume können Tabelle 6 entnommen werden.

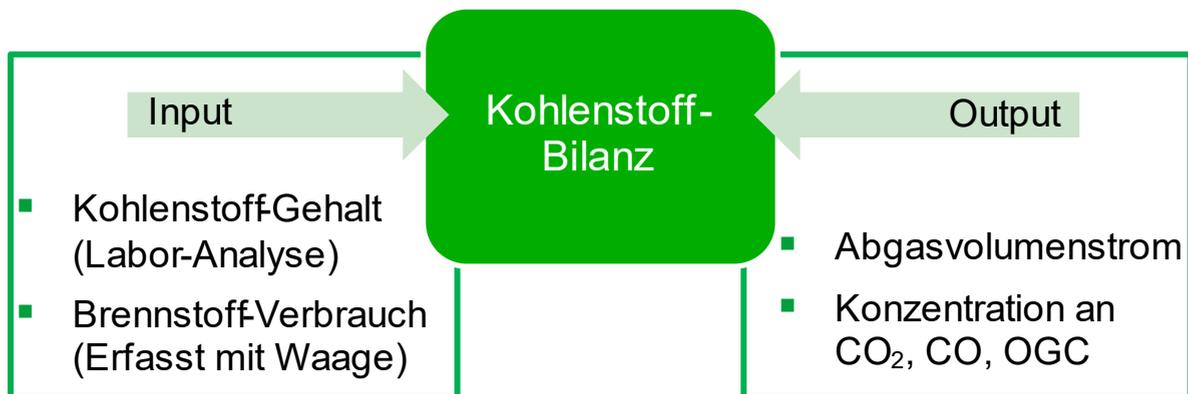


Abbildung 13: Kohlenstoffbilanz und erforderliche Daten

Durchflussabweichungskriterium. Dieses Kriterium wird zur Bewertung der Leistung des Wärmeübertragungssystems verwendet. Es beschreibt, wie gut der Kesselwasser-Massenstrom des Wärmeübertragungssystems den Anforderungen des Lastprofils entspricht, d. h., mit dieser Kennzahl kann eine Aussage über die Regelung der Umwälzpumpe getroffen werden.

Die Bewertung ergibt sich aus dem Mittelwert der Abweichungen des Massenstroms. Diese werden für jeden Zeitschritt als Absolutwerte der Abweichung des tatsächlichen Kesselwasser-Massenstroms vom Wert der Lastzyklus-Methode ermittelt. Es werden nur die Daten während des aktiven Lastzyklus ohne die Ruhephase berücksichtigt (t_0 bis t_2 ; acht Stunden). Diese Abweichung darf maximal 2 % betragen (Abbildung 14).

Ausgehend von Soll- und Istwert der an das Wärmeübertragungssystem abgegebenen Wärmeleistung wird der Absolutwert der momentanen Abweichung wie folgt berechnet:

$$\Delta \dot{m} = \left| \frac{\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} - \dot{m}_{\text{H}_2\text{O,SLP}}}{\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,Nom}}} \right| \cdot 100 \quad \text{in \%}$$

- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$ Momentaner Kesselwasser-Massenstrom des Wärmeübertragungssystems in kg/s
- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,SLP}}$ Sollwert Kesselwasser-Massenstrom nach Standardlastprofil (SLP) in kg/s
- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,Nom}}$ Kesselwasser-Massenstrom bei Nennwärmeleistung in kg/s

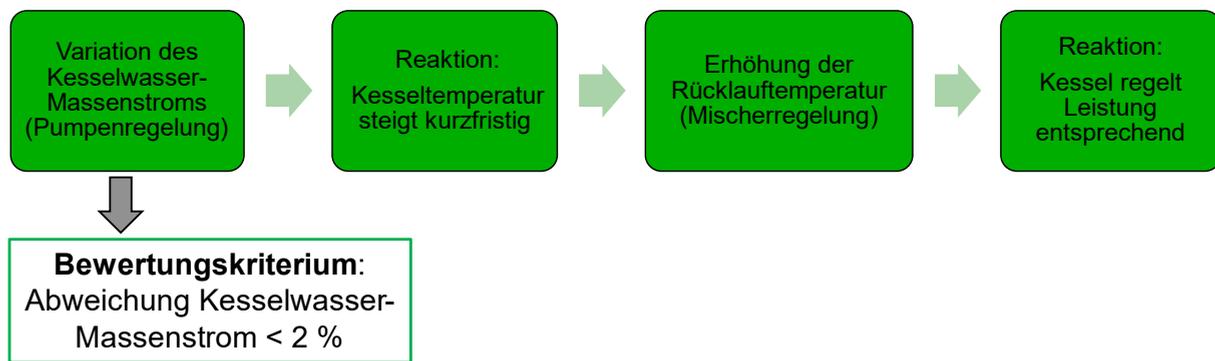


Abbildung 14: Kriterium zur Bewertung der Durchflussabweichung des Prüfstands

4 Validierung der Lastzyklus-Methode

Hierzu wurde ein internationaler Ringversuch organisiert und durchgeführt. Dessen Ziele bestanden darin,

- die Praxistauglichkeit des Prüfstandhandbuchs zu erproben,
- Daten unterschiedlicher Prüfstände zu erheben,
- Feedback von erfahrenen, mit Kesselprüfungen vertrauten Personen einzuholen und
- auf Basis dieser Daten zu evaluieren, ob die entwickelte Methodik geeignet ist, den Praxisbetrieb automatisch beschickter Biomassekessel abzubilden.

Nachfolgend werden die Ringversuchsdurchführung und die Ergebnisse vorgestellt.

4.1 Organisation des Ringversuchs

4.1.1 Auswahl der Feuerungen und Hinweise zum Kesselbetrieb

Ursprünglich war geplant, für die Ringversuche jeweils einen Pellet- und einen Hackgutkessel zu verwenden. Aufgrund des geringen Mehrwerts, des aufwendigeren Versuchsaufbaus (z. B. entsprechende Raumaustragslösung, um die Brennstoffzufuhr steuern zu können, und damit verbundener Mehraufwand bei der Installation) sowie der variierenden Hackgutqualität wurde beschlossen, für die Validierung zwei unterschiedliche Pelletkessel-Technologien zu verwenden, zumal Pelletkessel bei Weitem die wichtigste Bauart unter den automatisch beschickten Holzcentralheizungen stellen. Indem sowohl eine Heiz- als auch eine Brennwert-Pelletfeuerung eingesetzt wurde, erfolgte die Validierung der Lastzyklus-Methodik an den einzelnen Prüfständen nun mit zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Zwei Kesselhersteller hatten sich dazu bereit erklärt, entsprechende Pelletfeuerungen für die Ringversuche zur Verfügung zu stellen. Zur Interessenswahrung der beiden Kesselhersteller wurden mit den Verantwortlichen der Institute Geheimhaltungsvereinbarungen abgeschlossen. Die Nennleistungen der beiden Feuerungen betragen zwischen 15 kW und 20 kW.

Für einen vergleichbaren Betrieb der Biomassekessel bei allen Ringversuchsteilnehmern wurden die wesentlichen Parameter für den Kesselbetrieb im Vorfeld zur Verfügung gestellt. Dadurch wurde gewährleistet, dass die Messergebnisse untereinander vergleichbar sind. Dies beinhaltete beispielsweise den einzustellenden Förderdruck während des Betriebs. Die Asche sollte zwischen den Versuchen nicht vom Rost entfernt werden. Auch wurde die am Kessel einzustellende Regeltemperatur während des Betriebs in Teillast, Nennlast und im Lastzyklus vorgegeben und aufgezeigt, wie und wo diese Parameter am jeweiligen Kessel einzustellen sind. Beim Brennwertkessel wurde zusätzlich darauf hingewiesen, wie ein Spülen mit Frischwasser während der achtstündigen Lastzyklus-Messung vermieden werden kann, um den Brennstoffverbrauch fehlerfrei bestimmen zu können. Bisherige Betriebserfahrungen am TFZ und bei BEST wurden ebenfalls zur Verfügung gestellt, allerdings keine bereits vorliegenden Messergebnisse übermittelt. So wurden die

Bereiche der Abgasgeschwindigkeiten für eine 80-mm-Abgasmessstrecke sowie die Abschalt- und Wiederanschalttemperaturen angegeben.

4.1.2 Auswahl der teilnehmenden Prüfinstitute

Eine Vorversion des Prüfstandhandbuchs wurde im November 2020 an mögliche Ringversuchsteilnehmer verschickt, damit diese Angebote für die Prüfdurchführung abgeben konnten. Details bezüglich des Versuchsaufbaus und -ablaufs wurden ebenfalls diskutiert.

Zunächst wurden sechs potenziell geeignete Prüfinstitute angeschrieben und Angebote für die Durchführung der Ringversuche eingeholt. Vier dieser Prüfinstitute wurden nach Prüfung der Angebote mit der Durchführung der Versuche beauftragt.

Neben diesen vier erfahrenen Prüfinstituten wurden die Messungen auch am TFZ und bei BEST durchgeführt. Als Kick-off-Veranstaltung fand ein virtueller Workshop am 10.02.2021 statt, im Rahmen dessen wurde die Lastzyklus-Methode im Detail vorgestellt und es bestand die Möglichkeit, offene Fragen zu Aufbau und Messtechnik zu klären.

4.1.3 Versuchsumfang und Durchführung

Die einzelnen Ringversuchsteilnehmer führten mit beiden Kesseln jeweils einen stationären Versuch unter Nennlastbedingung sowie Teillastbedingung nach EN 303-5 sowie mindestens einen Lastzyklus-Versuch durch. Somit konnten mögliche Abweichungen während des Lastzyklus anhand der Daten der stationären Versuche überprüft werden.

Bei der Durchführung der Versuche bei den Ringversuchsteilnehmern war ursprünglich eine persönliche Betreuung vor Ort vorgesehen, eine entsprechende Reise konnte jedoch aufgrund der COVID-19-Pandemie nicht genehmigt werden. Soweit möglich wurden Fragen zur Methodik daher telefonisch beantwortet. Die Ringversuche fanden im Zeitraum 15.03.2021 bis 30.11.2021 statt. Im Anschluss wurden die aufgezeichneten und von den Teilnehmern ausgewerteten Daten dem TFZ zur standortübergreifenden Auswertung zur Verfügung gestellt.

Um untersuchen zu können, ob an den Feuerungen während der Ringversuche bzw. beim Transport Veränderungen aufgetreten sind, wurden zusätzlich „Ring-Schluss-Messungen“ am TFZ und bei BEST durchgeführt.

4.1.4 Versuchsbrennstoff

Vom TFZ wurde allen Teilnehmern homogenisierter Versuchsbrennstoff („Pellets A“) zur Verfügung gestellt. Hierfür wurden ca. sieben Tonnen Holzpellets desselben Herstellers aus einer einheitlichen Charge durch mehrfaches Umschauen und Umfüllen homogenisiert, um einen brennstoffseitigen Einfluss auf einzelne Parameter auszuschließen. Jeder Versuchsteilnehmer bestimmte vor Ort den aktuellen Wassergehalt des Prüfbrennstoffs. Pellets aus derselben Charge wurden außerdem für einen Großteil der Versuche für die Serienuntersuchung (Kapitel 1) verwendet. Die Brennstoffzusammensetzung kann Abschnitt 5.1.3 entnommen werden.



Abbildung 15: Während des Ringversuchs eingesetzte Holzpellets

4.1.5 Validierung der Messdaten

Abbildung 16 veranschaulicht die Herangehensweise bei der Auswertung der Ringversuche. Zunächst wurde die Reproduzierbarkeit der Versuche mit stationärer Wärmeanforderung (Nenn- und Teillast) untersucht. Verglichen wurden die Parameter

- Leistungen in % der Nennleistung,
- Wirkungsgrad,
- Restsauerstoffgehalt und
- Temperaturniveau.

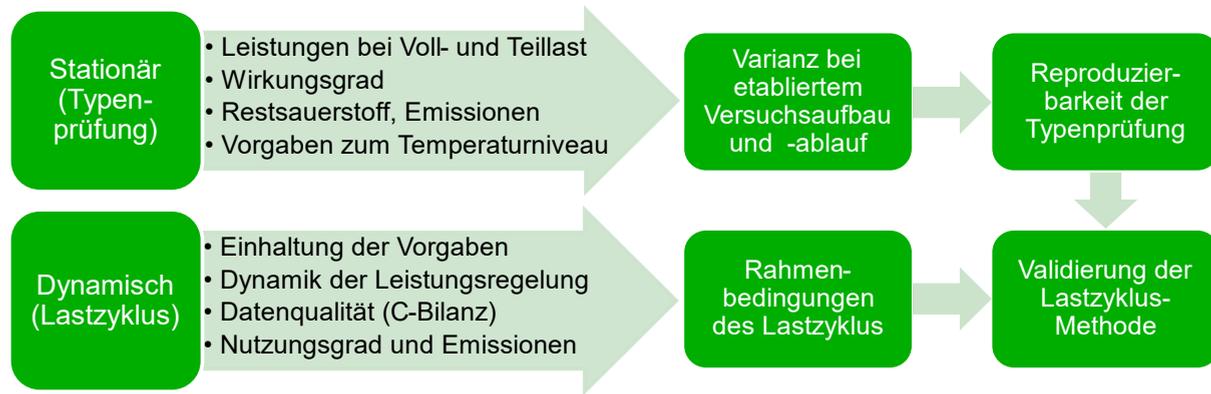


Abbildung 16: Parameter zur Validierung der Messdaten im stationären Betrieb an zwei Pelletkesseln

Der die Bandbreite der generierten Messdaten beschreibende Variationskoeffizient lässt sich nach folgender Gleichung ermitteln und wird bei der weiteren Auswertung mitangegeben.

$$v = \frac{s}{x} \cdot 100 \%$$

mit

v = Variationskoeffizient,

s = Standardabweichung,

x = Mittelwert.

Die Prüftoleranz bei Marktaufsicht gemäß Ökodesign-Verordnung ([8]; Tabelle 8) wurde verwendet, um die Schwankungsbreite der Ergebnisse nachträglich zu bewerten.

Tabelle 8: Prüftoleranzen nach Tabelle 2, Anhang IV der Verordnung 2015/1189; Grenzwerte der Emissionen umgerechnet in mg/MJ

Parameter	Prüftoleranzen
Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad	Der ermittelte Wert darf nicht mehr als 4 % unter dem angegebenen Wert des Modells liegen
Staubemissionen	Der ermittelte Wert darf nicht mehr als 4,5 mg/MJ über dem angegebenen Wert des Modells liegen
Emissionen gasförmiger organischer Verbindungen	Der ermittelte Wert darf nicht mehr als 3,5 mg/MJ über dem angegebenen Wert des Modells liegen
Kohlenmonoxidemissionen	Der ermittelte Wert darf nicht mehr als 15 mg/MJ über dem angegebenen Wert des Modells liegen
Stickstoffoxidemissionen	Der ermittelte Wert darf nicht mehr als 15 mg/MJ über dem angegebenen Wert des Modells liegen

4.2 Ergebnisse des Ringversuchs

4.2.1 Rahmenbedingungen der Prüfstände und Validierung der Datenqualität

Bevor die Ergebnisse hinsichtlich Emissionen und Wirkungs- bzw. Nutzungsgrads verglichen werden, erfolgt ein Vergleich der gestellten Anforderungen an das dynamische Wärmeübertragungssystem und der Genauigkeit der eingesetzten Messtechnik. Hierfür wurden im Handbuch für Prüfstände (Prüfstandhandbuch) einige Kriterien festgelegt.

Kesselwasser-Massenstrom. In weiterer Folge wurden die Vorgaben, die die Lastzyklus-Methode an den durchführenden Prüfstand stellt, überprüft. So darf die Abweichung des Kesselwasser-Massenstroms maximal 2 % betragen. Dieses Kriterium bewertet das Wärmeübertragungssystem des Prüfstands und die Regelungen für Pumpe und Mischer. Dieses Kriterium wurde von allen Ringversuchsteilnehmern eingehalten (Abbildung 17).



Abbildung 17: Einhaltung der Vorgaben an das Wärmeübertragungssystem

Kohlenstoffbilanz. Die Kohlenstoffbilanz stellt den Kohlenstoffeintrag über den zugeführten Brennstoff (Masse wird mit Waage bestimmt, Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs geht aus der Elementaranalyse eines externen Labors hervor) dem Kohlenstoff im Abgas gegenüber. Dieser wird durch den Abgasvolumenstrom und die Konzentration kohlenstoffhaltiger Komponenten (CO_2 , CO , OGC) ermittelt. Hier ist eine maximale Abweichung von 5 % vorgesehen. Die Daten zeigen, dass diese Vorgabe bei den Versuchen, die mit der Heizwertfeuerung durchgeführt wurden, gut eingehalten werden konnte (Abbildung 18). Lediglich ein Prüfstand konnte den Wert beim Versuch mit dem Heizwertkessel nicht erfüllen. Im nachgehenden Gespräch konnten mögliche Ursachen identifiziert werden: Zum

einen wurde das Flügelrad zur Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit vermutlich falsch kalibriert, zum anderen erfolgte die Probenahme für die Gasanalyse – entgegen der Methodik, die in der Anleitung beschrieben ist – in der Messstrecke vor der Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit (Unterkapitel 2.8).

Beim Betrieb der Brennwertfeuerung hat sich die Kohlenstoffbilanz als große Herausforderung herausgestellt.

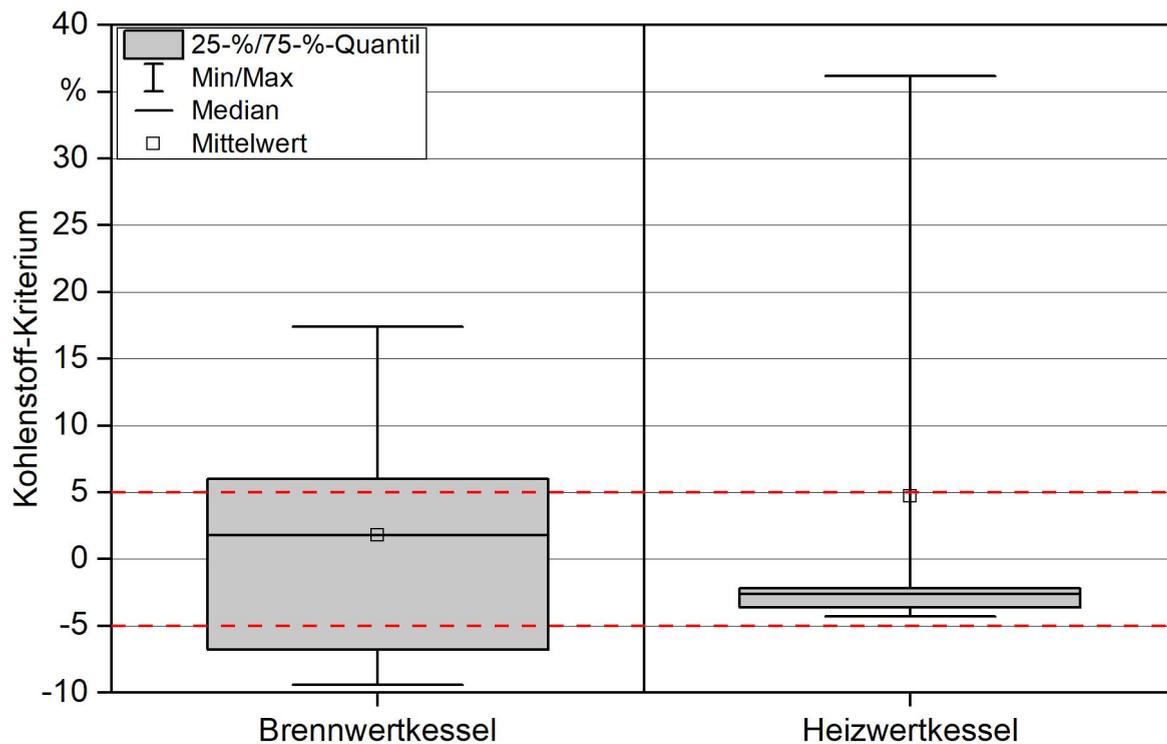


Abbildung 18: Kohlenstoffbilanz während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln zur Bewertung der Messtechnik des Prüfstands

Einflussgrößen sind einerseits kondensierendes Wasser im kühlen Abgas ($< 40\text{ °C}$), das die Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit beeinflussen kann (abhängig vom Messprinzip des verwendeten Geräts). Eine noch größere Fehlerquelle ist jedoch das Spülwasser, das bei Brennwerttechnologien für die Reinigung des Wärmetauschers erforderlich ist. Durch den Spülvorgang und durch Wasser, das in der Leitung nachläuft, wird der Messwert der Massenbestimmung verfälscht und ggf. dem Brennstoff zugeordnet (Unterkapitel 2.6). Die Vorgehensweise beim Versuchsablauf mit Brennwertfeuerungen wird im Handbuch entsprechend beschrieben, um solche Fehlerquellen auszuschließen.

4.2.2 Prüfung der Einstellungen an den Feuerungen

Für die Versuche war für beide Feuerungen die einzustellende Kesseltemperatur – jeweils für Voll- und Teillastbetrieb sowie für den Lastzyklus-Versuch – vorgegeben. Die spezifischen Soll-Kesseltemperaturen wurden so gewählt, dass die Vorlauftemperatur bei der

Brennwerttechnik 50 °C und bei der Heizwerttechnik 70 °C betragen sollte. Da die Vorgaben der EN 303-5 [5] zu unspezifisch sind, war diese Einschränkung erforderlich, um vergleichbare Rahmenbedingungen zu schaffen.

Vorlauftemperatur. Beim Vergleich der von den einzelnen Prüfinstituten gemessenen Vorlauftemperaturen (Abbildung 19) konnte festgestellt werden, dass diese trotz der präzisen Vorgaben variierten. Während die Streuung bei den Temperaturen (berechnet als Variationskoeffizient v), die mit dem Heizwertkessel aufgezeichnet wurden, relativ gering ausfiel ($v = 1,5 \%$ bei Teillastbetrieb, $1,9 \%$ bei Volllastbetrieb), war die Streuung der Temperaturen, die beim Betrieb des Brennwertkessels gemessen wurden, wesentlich höher ($v = 11,8 \%$ bei Teillastbetrieb, $4,8 \%$ bei Nennlastbetrieb). Geringfügige Abweichungen würden sich mit der unterschiedlichen Positionierung der Messstellen für die Temperaturfühler erklären lassen, jedoch nicht eine Differenz von 15 K beim Brennwertkessel. Anhand der aufgezeichneten Kesseldaten wurde festgestellt, dass bei den von Labor 5 durchgeführten Versuchen eine zu hohe Soll-Temperatur eingestellt und der Temperaturbereich dadurch höher als gewünscht war. Während der von Labor 4 durchgeführten Versuche erfolgte keine Aufzeichnung der Kesseldaten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch hier die Sollwerte falsch eingegeben wurden. In der Folge sind die Daten dieser beiden Versuche (Brennwertfeuerungen der Labore 4 und 5) nur bedingt vergleichbar, da die eingestellte Soll-Temperatur die Kesselregelung beeinflusst.

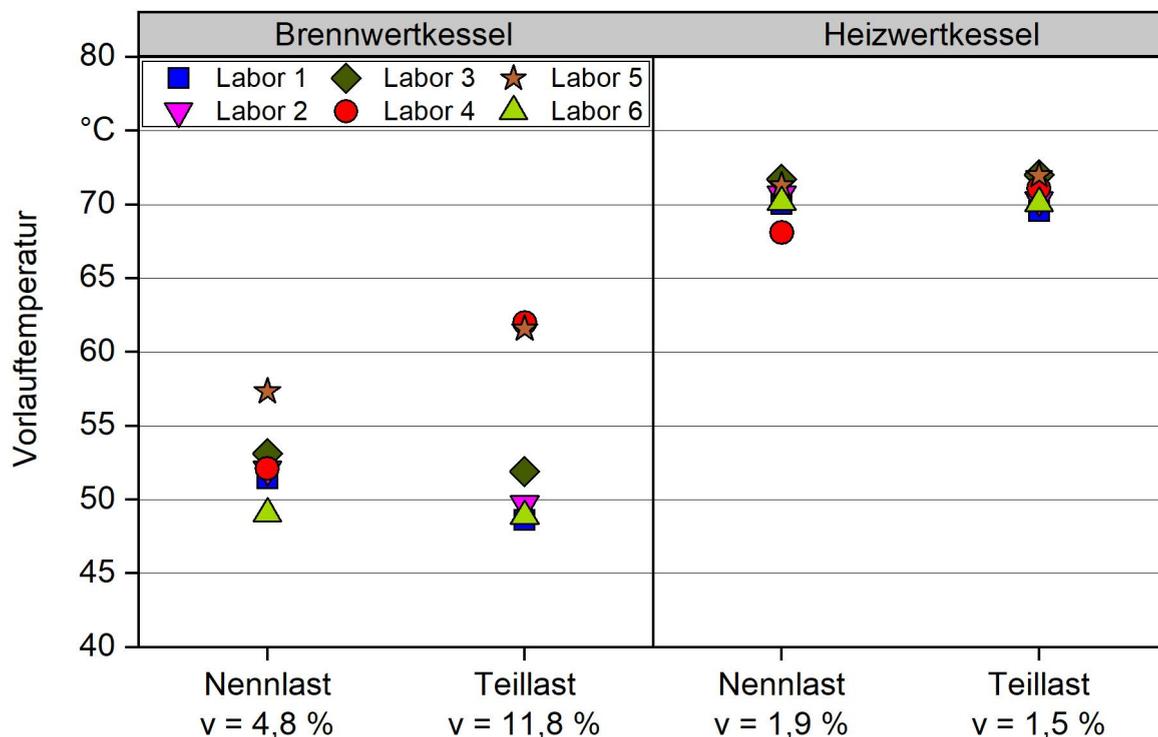


Abbildung 19: Vorlauftemperaturen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, v = Variationskoeffizient

Kesselleistung. Die durch die Versuche bestimmte Kesselleistung bei Nenn- und Teillastbetrieb wurde auf die auf den Typenschildern angegebene Nennleistung bezogen (Abbildung 20). Die gewählten Einstellungen in Bezug auf Kesseltemperatur beeinflussen die abzugebende Wärmeleistung. Die Schwankungsbreite ist daher bei den jeweils an der Brennwertfeuerung bestimmten Wärmeleistungen höher (bei Nennlast: $v = 6,1 \%$, bei Teillast: $v = 3,3\%$), während die beim stationären Betrieb der Heizwertfeuerung bestimmten Wärmeleistungen geringer streuen (bei Nennlast: $v = 1,9 \%$, bei Teillast: $v = 1,7 \%$).

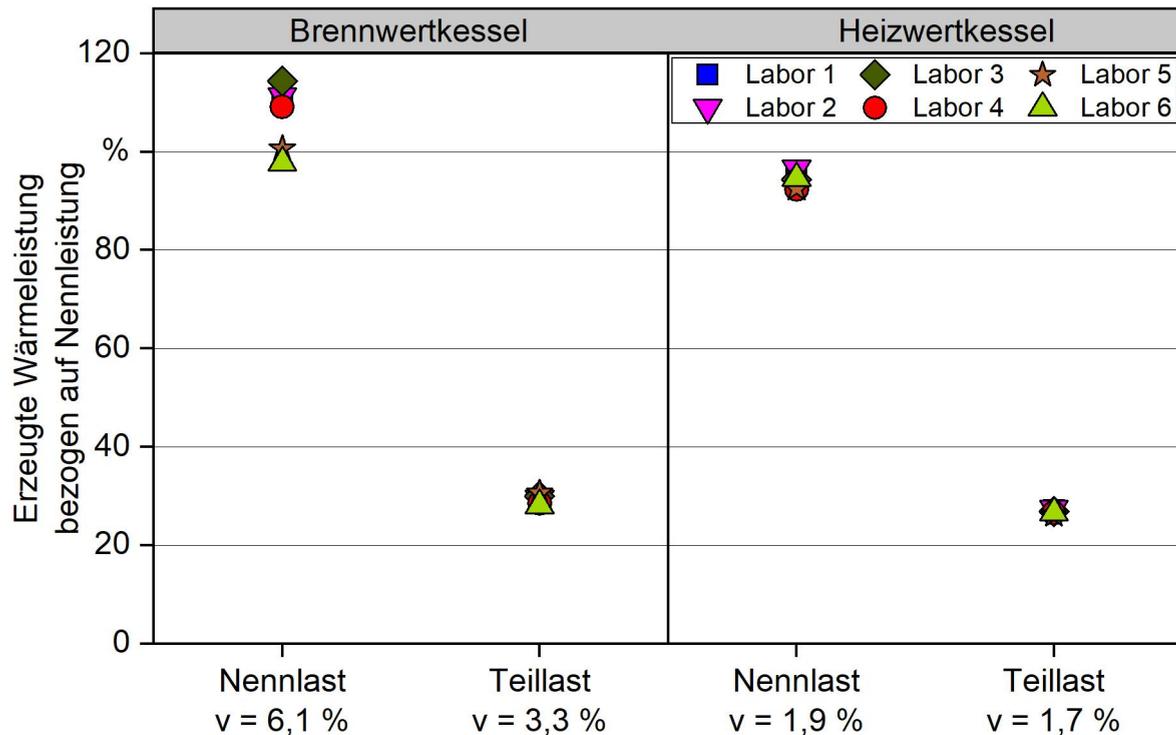


Abbildung 20: Vergleich gemessener Leistungen bezogen auf Nennleistungen, v = Variationskoeffizient

Restsauerstoffgehalt. Als weiterer Parameter wurde der Restsauerstoffgehalt im Abgas zur Charakterisierung der Verbrennungsregelung betrachtet. Erneut ist die Schwankungsbreite der Messwerte beim Brennwertkessel aufgrund der dort unterschiedlich eingestellten Kessel-Soll-Temperatur höher als beim Heizwertkessel (Abbildung 21).

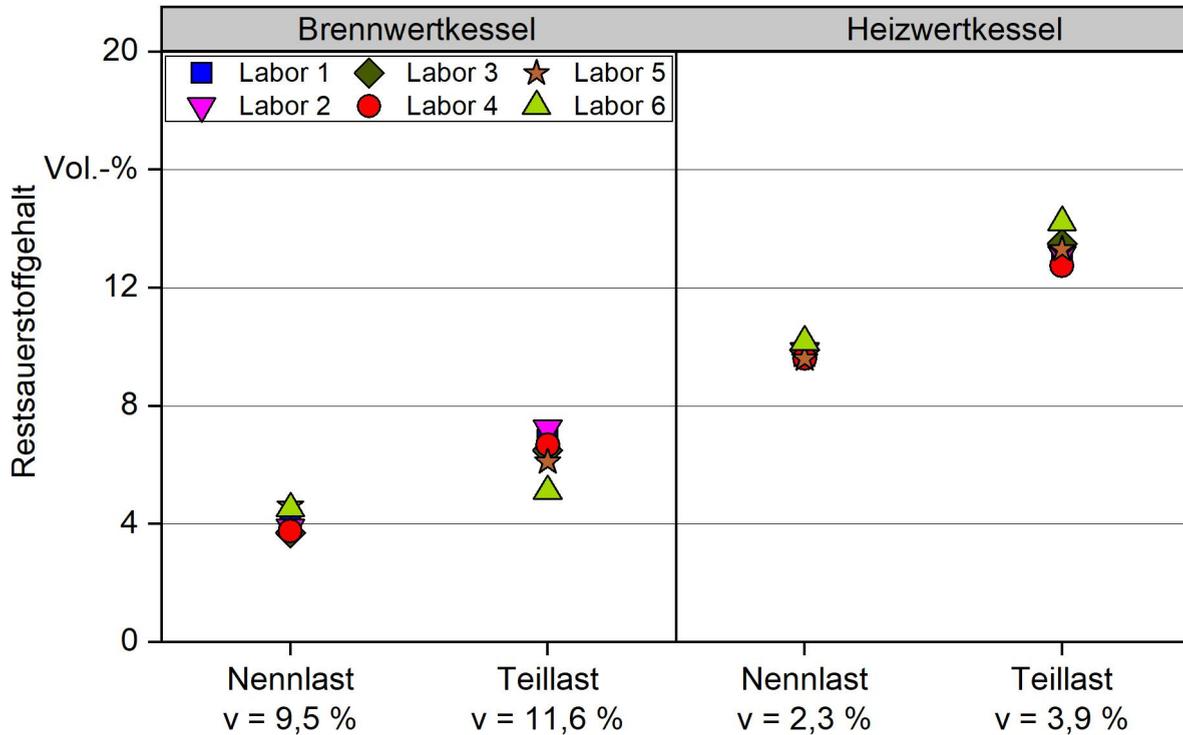


Abbildung 21: Restsauerstoffgehalt während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, v = Variationskoeffizient

Soll-Temperatur-Kriterium. Das Soll-Temperatur-Kriterium muss beim Lastzyklus zu 60 % der Versuchszeit eingehalten werden, um sicherzugehen, dass die Feuerung auf einem entsprechend hohen Temperaturniveau gefahren wird. Das Minimum beträgt für Brennwertfeuerungen 50 °C und für Heizwertfeuerungen 70 °C. Diese Vorgabe wurde bei allen Lastzyklus-Versuchen (mit beiden Kesseln an allen Prüfständen) erfüllt. Die Schwankungsbreite ist bei der Brennwertfeuerung etwas höher ($v = 10,5\%$; Heizwertfeuerung: $v = 3,5\%$; Abbildung 22), da die Soll-Kesseltemperatur bei den mit dieser Feuerung durchgeführten Versuchen nicht einheitlich eingestellt war (siehe auch Vergleich der Vorlauf-temperaturen der stationären Versuche; Abbildung 19).



Abbildung 22: Rahmenbedingung Soll-Temperatur, Bewertung der Kesseleinstellungen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln

4.2.3 Vergleich von Effizienz und Emissionen

In weiterer Folge werden die Ergebnisse der Versuche während des stationären Betriebs (Nennlast und Teillast) nach EN 303-5 sowie die Lastzyklus-Messung im Hinblick auf die Reproduzierbarkeit verglichen.

Effizienz. Die Messergebnisse bezüglich der heizwertbezogenen Effizienz aller Labore sind in Abbildung 23 zusammengestellt. Wie erwartet konnte dabei für den Kessel mit Brennwerttechnik eine höhere Effizienz festgestellt werden als für den konventionellen Kessel. Die nach Tabelle 8 geforderte Genauigkeit bei der Bestimmung der heizwertbezogenen Effizienz (d. h. maximale Abweichung der Messwerte untereinander von 4 %) konnte lediglich bei den stationären Versuchen (Nenn- und Teillast) mit der Heizwertfeuerung eingehalten werden (Tabelle 9). Der Förderdruck wurde bei Labor 4 auf -30 Pa anstatt auf den vom Hersteller vorgegebenen Wert von -15 Pa eingestellt, obwohl diese Information auch den Ringversuchsteilnehmern zur Verfügung gestellt wurde.

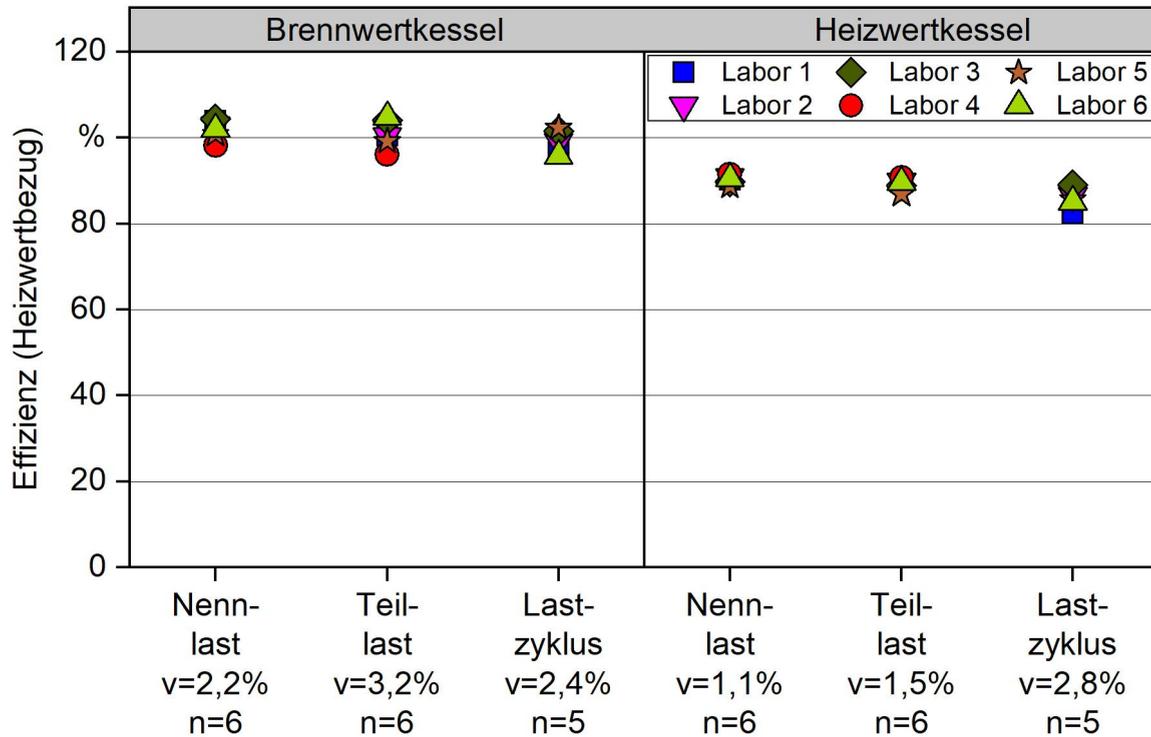


Abbildung 23: Ergebnisse zur heizwertbezogenen Effizienz im Ringversuch mit zwei Kesseln. Bei der angegebenen Varianz wurden die Ergebnisse von Labor 4 mangels Brennstoffmassenbestimmung nicht berücksichtigt, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen

Tabelle 9: Ermittelte Effizienz: minimaler und maximaler Wert sowie maximale Abweichung, ^A Brennstoffverbrauch nicht kontinuierlich erfasst, ^B Sollwert-Kesseltemperatur vermutlich falsch eingestellt

Labor	Brennwertkessel			Heizwertkessel		
	Wirkungsgrad Nennlast in %	Wirkungsgrad Teillast in %	Nutzungsgrad Lastzyklus in %	Wirkungsgrad Nennlast in %	Wirkungsgrad Teillast in %	Nutzungsgrad Lastzyklus in %
Labor 1	103,9	100,4	98,2	90,2	89,6	82,3
Labor 2	102,9	100,4	99,1	90,9	89,9	86,6
Labor 3	104,3	104,0	101,5	89,7	88,9	89,0
Labor 4	98,1 ^{A, B}	96,1 ^{A, B}	89,1 ^{A, B}	91,5 ^A	90,7 ^A	79,5 ^A
Labor 5	100,8 ^B	99,2 ^B	101,5 ^B	88,7	86,8	85,9
Labor 6	102,0	104,8	95,8	90,5	89,7	85,1
$\Delta\eta$ in %	6,2	8,7	12,4	2,8	3,9	9,5
Variationskoeffizient in %	2,2	3,2	4,8	1,1	1,5	4,0

Die Varianz der Messwerte für die etablierte Typenprüfung lag für den Heizwertkessel zwischen 1,1 % und 1,5 % und beim Brennwertkessel bei 2,2 bis 3,2 %. Etwas größere Unterschiede wurden beim Lastzyklus ermittelt: Sie betragen 4,0 % für den Heizwertkessel und 4,8 % für den Brennwertkessel. Werden die Messwerte von Labor 4 mangels kontinuierlicher Brennstoffmengenaufzeichnung nicht weiter berücksichtigt, so sinkt die Varianz auf 2,8 % für den Heizwertkessel bzw. auf 2,4 % für den Brennwertkessel und liegt dann im Bereich der Datenqualität einer Typenprüfung.

Mögliche Ursachen für den hohen Variationskoeffizienten bei der Bestimmung des Nutzungsgrads sind:

- Abgastemperatur wurde eventuell falsch bestimmt,
- unterschiedlich hoher Bedarf an Hilfsenergie (Einfluss: u. a. Zündung, Lüfter, Brennstoffzufuhr, Schnecke zur Entaschung bzw. Rostbewegung),
- Platzierung der Temperaturfühler zu ungenau/nicht einheitlich,
- Einhaltung der Abschaltprozedur gemäß der Methode (Entnahme Restenergie),
- ggf. Wärmedämmung der verwendeten Wasserschläuche,
- Herausforderung bei Brennwertkessel ist der Umgang mit dem Spülwasser.

CO-Emissionen. Die tolerierbare Schwankungsbreite der bestimmten CO-Emissionen (Abbildung 24) von 15 mg/MJ konnten mit der Brennwertfeuerung nur bei den stationären Versuchen eingehalten werden (Δ_{CO} bei Nennlastbetrieb: 12 mg/MJ; Δ_{CO} bei Teillastbetrieb: 9 mg/MJ, Tabelle 10). Der Variationskoeffizient ist bei den stationären Versuchen jedoch höher (28,9 % bzw. 51,8 %) als bei den Lastzyklus-Versuchen (28,5 %). Die Nennlastversuche mit der Heizwertfeuerung waren am besten reproduzierbar mit einer Schwankungsbreite von 13 mg/MJ ($v = 8,6 \%$). Sowohl die Schwankungsbreite der Teillastversuche (33 mg/MJ) als auch der Lastzyklus-Versuche mit der Heizwertfeuerung (51 mg/MJ) lagen höher als die Toleranzgrenze. Die beiden Variationskoeffizienten waren aufgrund des vergleichsweise hohen Emissionsniveaus gering (12,1 % bzw. 18,4 %). Die Daten von Labor 4 konnten mangels Bestimmung des Abgasvolumenstroms nicht verwendet werden und wurden bei der Auswertung der Lastzyklus-Versuche nicht berücksichtigt.

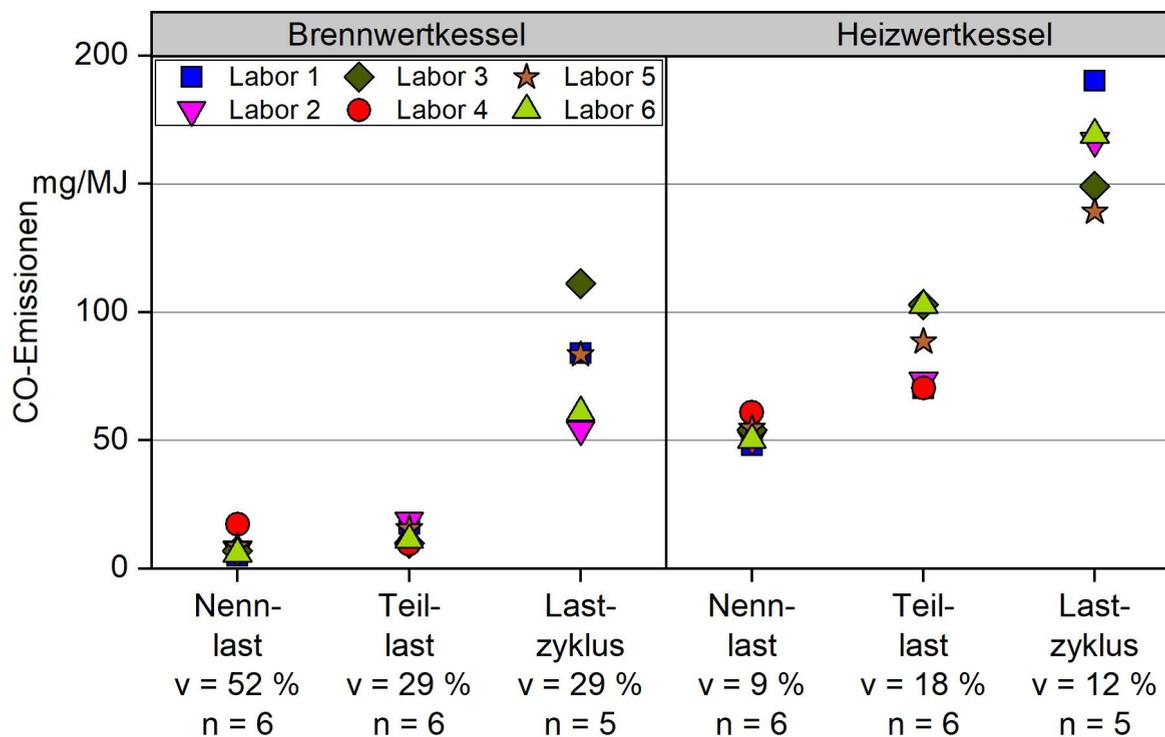


Abbildung 24: CO-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 15 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen

Tabelle 10: CO-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.)

Labor	Brennwertkessel			Heizwertkessel		
	CO bei Nennlast in mg/MJ	CO bei Teillast in mg/MJ	CO im Lastzyklus in mg/MJ	CO bei Nennlast in mg/MJ	CO bei Teillast in mg/MJ	CO im Lastzyklus in mg/MJ
Labor 1	5,0	17,3	83,9	48,0	70,4	190,3
Labor 2	7,5	18,8	54,3	50,6	73,4	166,8
Labor 3	7,0	10,0	111,2	54,0	103,0	149,1
Labor 4	17,2	9,6	n. b.	60,8	70,4	n. b.
Labor 5	8,7	15,6	83,4	54,7	88,5	139,1
Labor 6	5,9	11,3	61,0	50,2	102,7	169,2
Δ CO	12,2	9,2	56,9	12,8	32,6	51,2
Variationskoeffizient in %	51,8	28,9	28,5	8,6	18,4	12,1

Org.-C-Emissionen. Die Emissionen gasförmiger organischer Kohlenwasserstoffe war während der stationären Betriebsphasen wie zu erwarten auf einem sehr niedrigen Niveau (Abbildung 25). Vor allem der Brennwertkessel war sehr gut auf den Brennstoff eingestellt und setzte nahezu keine organischen Kohlenwasserstoffe frei. Etwas höher lagen die Org.-C-Emissionen beim Heizwertkessel (Tabelle 11). Aufgrund der Berücksichtigung des Kesselstarts und der dynamischen Leistungsanpassung fallen die Org.-C-Emissionen während des Lastzyklus höher aus. Labor 3 bestimmte keine Org.-C-Emissionen während der stationären Messungen bei Nennlast und Teillast. Die Ergebnisse der Lastzyklus-Messung von Labor 4 können mangels Abgasgeschwindigkeitsmessung nicht berücksichtigt werden.

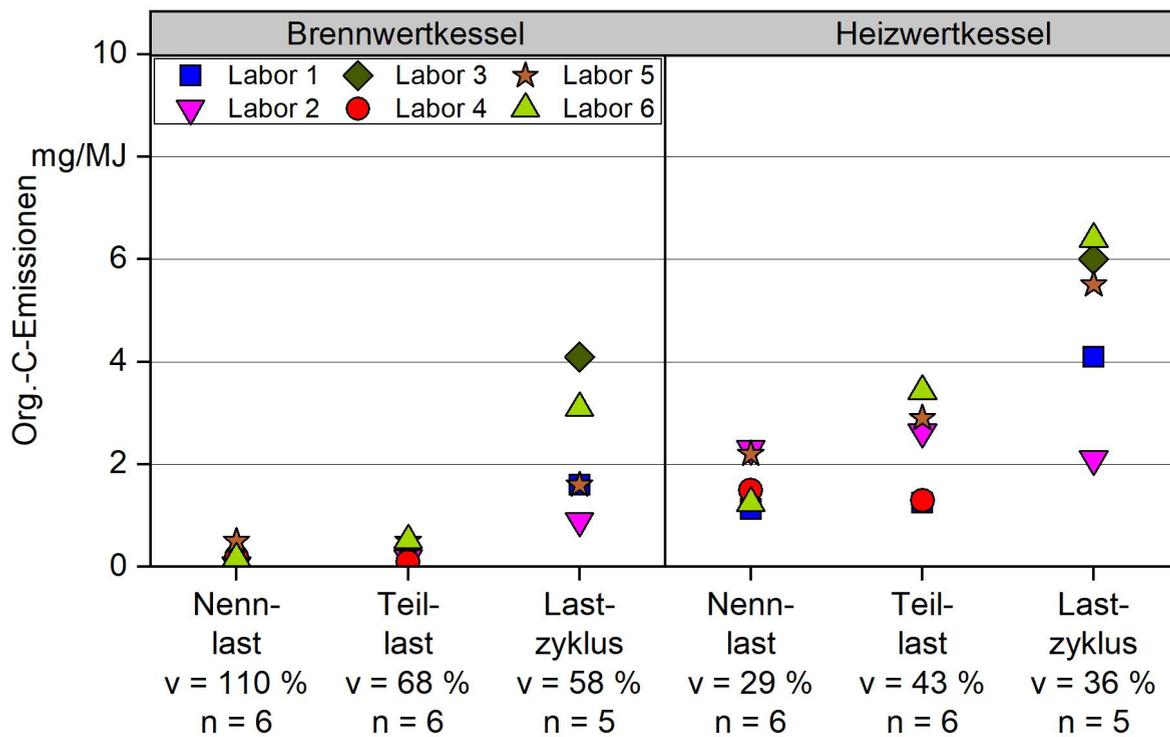


Abbildung 25: Org.-C-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 3,5 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen

Tabelle 11: *Org.-C-Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.)*

Labor	Brennwertkessel			Heizwertkessel		
	Org.-C bei Nennlast in mg/MJ	Org.-C bei Teillast in mg/MJ	Org.-C im Lastzyklus in mg/MJ	Org.-C bei Nennlast in mg/MJ	Org.-C bei Teillast in mg/MJ	Org.-C im Lastzyklus in mg/MJ
Labor 1	0,01	0,0	1,6	1,1	1,3	4,1
Labor 2	0,03	0,2	0,9	2,3	2,6	2,1
Labor 3	n. b.	n. b.	4,1	n. b.	n. b.	6,0
Labor 4	0,2	0,1	n. b.	1,5	1,3	n. b.
Labor 5	0,5	0,5	1,6	2,2	2,9	5,5
Labor 6	0,16	0,5	3,1	1,3	3,4	6,4
Δ Org.-C	< 0,5	0,5	3,2	1,2	2,1	4,3
Variationskoeffizient in %	109,2	67,8	58,4	32,5	42,6	36,4

NO_x-Emissionen. Die NO_x-Emissionen sollten aufgrund des einheitlichen Brennstoffs bei den verschiedenen Betriebszuständen vergleichbar sein. Auffällig ist, dass die NO_x-Emissionen von Labor 1 deutlich höher ausfallen als bei den anderen Laboren (Abbildung 26 und Tabelle 12). In Labor 1 kam ein abgelaufenes Prüfgas für die Kalibrierung der Gasanalyse zum Einsatz, was diese Überschätzung der NO_x-Emissionen verursacht haben könnte. Erwartungsgemäß fallen diese Emissionen unter Nennlastbedingungen wegen der höchsten Temperaturen im Brennraum am höchsten aus. Geringere NO_x-Emissionen wurden während des Teillastbetriebs bei allen Kesseln festgestellt. Die Ergebnisse der Lastzyklus-Messungen ordnen sich zwischen den Teillast- und Nennlastergebnissen ein.

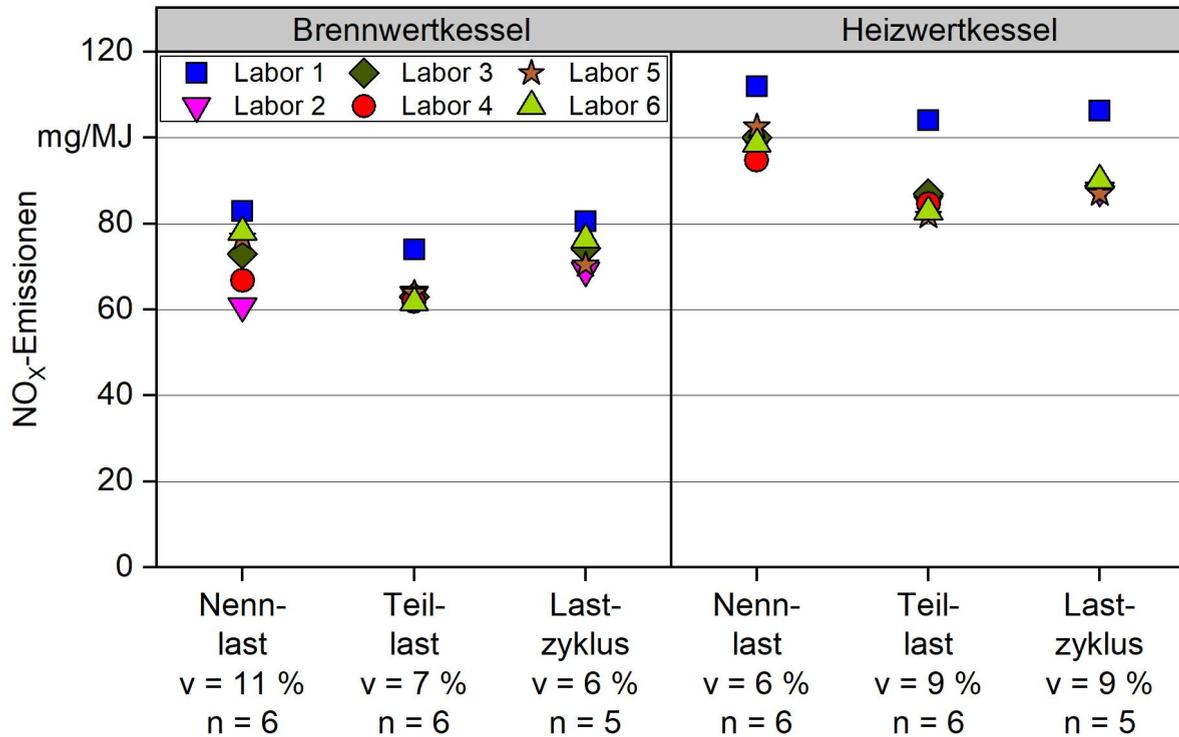


Abbildung 26: NO_x -Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 15 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen

Tabelle 12: NO_x -Emissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.), ^A Kalibration mit veraltetem Prüfgas und somit Überschätzung

Labor	Brennwertkessel			Heizwertkessel		
	NO_x bei Nennlast in mg/MJ	NO_x bei Teillast in mg/MJ	NO_x im Lastzyklus in mg/MJ	NO_x bei Nennlast in mg/MJ	NO_x bei Teillast in mg/MJ	NO_x im Lastzyklus in mg/MJ
Labor 1	83,0 ^A	73,9 ^A	80,6 ^A	112,0 ^A	104,0 ^A	106,2 ^A
Labor 2	60,8	63,6	69,1	98,4	84,6	87,7
Labor 3	73,0	63,0	74,3	100,0	87,0	88,7
Labor 4	66,8	61,9	n. b.	94,7	84,6	n. b.
Labor 5	76,7	63,8	70,4	102,5	81,7	86,9
Labor 6	78,1	61,7	76,3	98,6	82,8	90,1
ΔNO_x	22,2	12,2	11,5	17,3	22,3	19,3
Variationskoeffizient in %	11,0	7,2	6,2	5,9	9,5	8,8

Staubemissionen. Die Staubemissionen lagen beim Brennwertkessel allgemein auf einem sehr niedrigen Niveau, sodass kaum Unterschiede zwischen Teillast- und Nennlastmessungen erkennbar sind (Abbildung 27). Auch während des Lastzyklus kam es zu fast keinem Anstieg der Staubemissionen aufgrund der sehr guten Regelung und Einstellung des Brennwertkessels auf den eingesetzten Pelletbrennstoff (Tabelle 13). Die maximale Abweichung der Messergebnisse lag für diesen Kessel stets unter 4,5 mg/MJ. Im Gegensatz dazu lagen die Abweichungen beim Heizwertkessel bei deutlich über den in Tabelle 8 geforderten 4,5 mg/MJ. Erneut konnten die Ergebnisse von Labor 4 nicht bei der Lastzyklus-Messung berücksichtigt werden. Auffällig ist, dass die Staubemissionen beim Heizwertkessel während des Lastzyklus für Labor 3 deutlich unterschätzt wurden. Der Grund hierfür bestand in einer zu frühen Beendigung der Staubmessung, wodurch die Ausbrandphase des Heizwertkessels nicht vollständig berücksichtigt wurde. Die Varianz der Messergebnisse lag bei den stationären Messungen im Bereich der Lastzyklus-Messungen. Labor 4 verwendete eine Trocknungstemperatur bei der Filternachbehandlung von 145 °C anstatt der vorgegebenen 180 °C. Aufgrund der niedrigen Org.-C-Emissionen während der stationären Messungen dürfte sich das aber kaum auf die Staubemissionen auswirken, wie Erfahrungen zeigen [13].

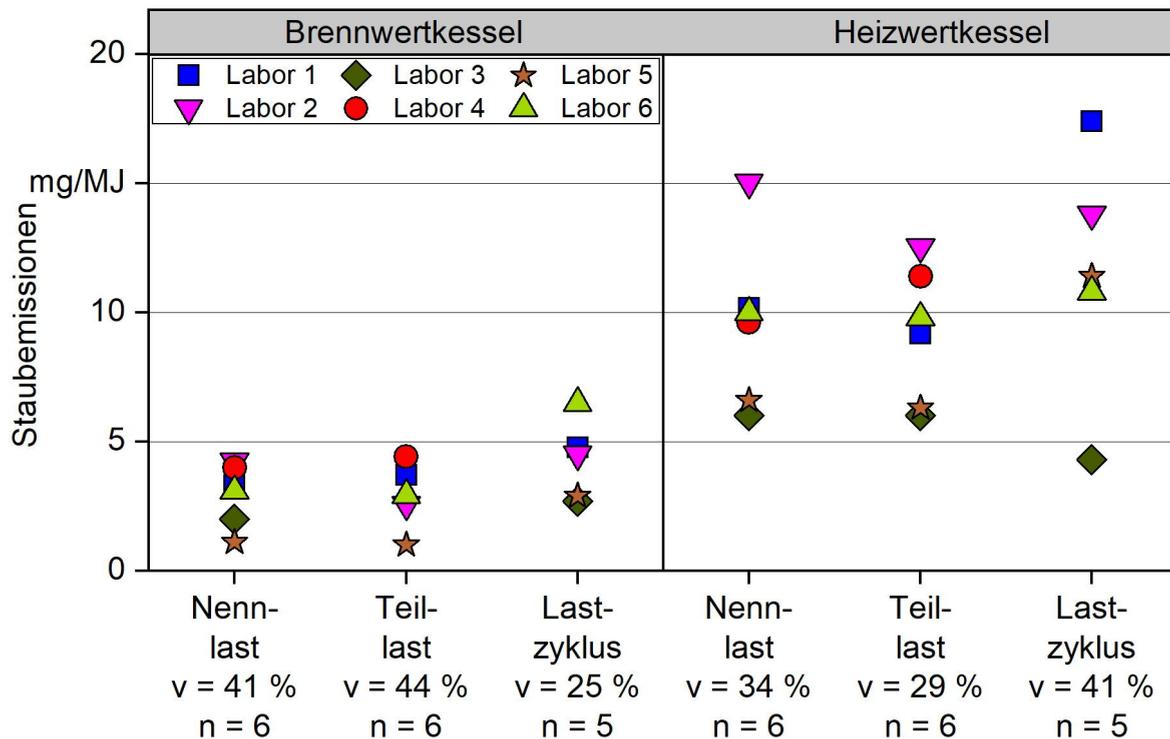


Abbildung 27: Staubemissionen während des Ringversuchs an zwei Pelletkesseln, max. Abw.: 4,5 mg/MJ, v = Variationskoeffizient, n = Anzahl Messungen

Tabelle 13: Staubemissionen während des Ringversuch an zwei Pelletkesseln. Bei Labor 4 wurden die Ergebnisse während des Lastzyklus mangels Volumenstrombestimmung nicht berücksichtigt (n. b.)

Labor	Brennwertkessel			Heizwertkessel		
	Staub bei Nennlast in mg/MJ	Staub bei Teillast in mg/MJ	Staub im Lastzyklus in mg/MJ	Staub bei Nennlast in mg/MJ	Staub bei Teillast in mg/MJ	Staub im Lastzyklus in mg/MJ
Labor 1	3,3	3,7	4,8	10,2	9,2	17,4
Labor 2	4,2	2,6	4,5	15,0	12,5	13,8
Labor 3	2,0	n. b.	2,6	6,0	6,0	4,3
Labor 4	4,0	4,4	n. b.	9,6	11,4	n. b.
Labor 5	1,1	1,0	2,9	6,6	6,3	11,4
Labor 6	3,1	2,9	6,5	10,0	9,8	10,8
Δ Staub	3,1	3,4	3,8	9,0	6,5	13,1
Variationskoeffizient in %	40,7	44,1	36,7	33,7	28,8	41,4

Zusammenfassung der Ergebnisse. Die Ergebnisse zeigen nicht vernachlässigbare Varianzen der einzelnen Werte (Wirkungsgrad, Emissionen), insbesondere den Betrieb der Brennwertfeuerung betreffend. Mögliche Gründe für Abweichungen zwischen den verschiedenen Ringversuchsteilnehmern könnten sein:

- unterschiedliche Temperaturbereiche bei der Leistungsbestimmung (die Norm ermöglicht einen breiten Spielraum möglicher Temperaturen),
- Positionierung der Temperaturfühler, Dämmungen etc. (mögliche Wärmeverluste),
- falsche Kesseleinstellungen (um das zu vermeiden, wurden Solltemperaturen vom Ringversuchsorganisator vorgegeben, dies wurde jedoch nicht von allen Prüfständen so umgesetzt wie gefordert),
- Regelung des Förderdrucks im Kamin unterschiedlich eingestellt,
- nicht einheitliche Messzeiten beim Lastzyklus,
- unterschiedliche Messtechnik, Kalibriergase,
- verschiedene Versuchsaufbauten.

4.3 Bestimmung der Wiederholbarkeit (am selben Prüfstand)

Für die Bestimmung der Wiederholbarkeit der Messergebnisse am TFZ-Prüfstand wurde die Lastzyklus-Methode am Brennwertkessel von zwei Mitarbeitern insgesamt fünfmal durchgeführt. Die Werte sind in der nachfolgenden Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Messwerte zur Bestimmung der Wiederholbarkeit der Lastzyklus-Methode am TFZ am Brennwertkessel

Versuch	Effizienz in %	CO in mg/MJ	NO _x in mg/MJ	Org.-C in mg/MJ	Staub in mg/MJ	C-Bilanz in %
09.11.2021	98,2	114,4	75,2	4,6	2,3	3,9
10.11.2021	93,9	96,3	73,8	2,6	3,4	-1,0
11.11.2021	96,7	83,6	73,0	1,1	2,8	1,5
17.11.2021	101,3	92,1	67,7	1,0	4,5	1,5
18.11.2021	98,5	80,0	73,1	2,2	2,8	1,6
Mittelwert	97,7	93,3	72,6	2,3	3,2	1,5
Standard- abweichung	2,4	12,1	2,6	1,3	0,8	1,6
Minimum/ Maximum	7,4	34,4	7,5	3,6	2,2	4,9
Variationsko- effizient in %	2,8	14,4	3,9	63,5	26,7	115,6

Die Abweichung bei der Kohlenstoffbilanz lag bei allen Versuchen am Brennwertkessel zwischen 1,0 % und 3,9 %. Somit konnte das Qualitätskriterium bezüglich der Kohlenstoffbilanz von unter 5 % stets eingehalten werden.

Die Effizienz des Kessels lag in der Regel zwischen 96,7 und 101,3 %, lediglich am zweiten Messtag fiel dieser Wert mit 93,9 % geringer aus. Die CO-Emissionen unterlagen leichten Schwankungen zwischen 80 und 114 mg/MJ. Vier von fünf Werten der NO_x-Emissionen lagen sehr dicht beieinander, lediglich der Wert mit 67,7 mg/MJ fällt hier etwas heraus, da die Effizienz an diesem Versuchstag am höchsten war, was auf eine eher niedrige Brennraumtemperatur und somit verringerte NO_x-Bildung hindeutet. Die Org.-C-Emissionen lagen auf einem sehr niedrigen Niveau und konnten gut reproduziert werden.

4.4 Vergleich des Kesselzustands zu Beginn und am Ende des Ringversuchs

Beide Biomassekessel wurden zu Beginn des Ringversuchs durch einen Partner bei Nennlast, Teillast und mit der Lastzyklus-Methode vermessen. Um eventuelle Veränderungen oder Beschädigungen des Kessels während der Reise zu den verschiedenen Laboren aufzudecken, wurden die Messungen an beiden Kesseln vom jeweiligen Partner wiederholt.

Bei den Vergleichsmessungen am Brennwertkessel zeigen sich kaum Unterschiede zwischen Anfangs- und Endmessung (Tabelle 15). Es wird jedoch deutlich, dass aufgrund zahlreicher Versuche (auch an anderen Brennwertkesseln) mit der Lastzyklus-Methode die Kohlenstoffbilanz bei der Endmessung deutlich besser geschlossen werden konnte und die Anfangsmessung sogar außerhalb der Toleranz bezüglich der Methodenbeschreibung lag. Ergänzend sind die C-Bilanzen für die stationären Versuche bei Nenn- und Teillast aufgeführt, um aufzuzeigen, dass ein solches Überprüfungskriterium auch hier möglich wäre. Alle anderen Emissionswerte liegen auf einem vergleichbaren Niveau und zeigen somit, dass der Kessel keinerlei Schäden durch die zwischenzeitliche Benutzung oder während des Transports erlitten hat.

Tabelle 15: Vergleich der Messergebnisse zu Beginn und am Ende des Ringversuchs mit dem Brennwertkessel

Versuch	Effizienz in %	CO in mg/MJ	NO _x in mg/MJ	Org.-C in mg/MJ	Staub in mg/MJ	C-Bilanz in %
Nennlast- Anfang	102,0	5,9	78,1	0,2	3,1	-3,6
Nennlast- Ende	102,1	6,1	74,2	0,0	5,0	-2,7
Teillast- Anfang	104,8	11,2	61,6	0,5	2,5	-5,6
Teillast- Ende	100,9	9,3	66,9	0,0	3,8	7,5
Lastzyklus- Anfang	95,8	61,0	76,3	3,1	6,5	-9,4
Lastzyklus- Ende	96,7	83,6	73,0	1,1	2,8	1,5

Auch beim Heizwertkessel konnten vergleichbare Messwerte zu Beginn und am Ende des Ringversuchs ermittelt (Tabelle 16) und somit die Unversehrtheit des Kessels nach dem Herumschicken bestätigt werden.

Tabelle 16: Vergleich der Messergebnisse zu Beginn und am Ende des Ringversuchs mit dem Heizwertkessel

Versuch	Effizienz in %	CO in mg/MJ	NO _x in mg/MJ	Org.-C in mg/MJ	Staub in mg/MJ	C-Bilanz in %
Nennlast Anfang	90,1	47,9	111,9	1,1	10,2	-1,9
Nennlast Ende	89,6	53,4	108,6	0,6	10,4	-0,1
Teillast Anfang	89,5	70,3	103,9	1,3	9,0	2,9
Teillast Ende	90,7	91,2	98,4	1,6	10,0	-4,4
Lastzyklus Anfang	82,3	190,3	106,2	4,1	17,4	-4,3
Lastzyklus- Ende	84,2	187,3	98,9	3,4	20,8	-3,9

4.5 Zusammenfassung der Validierung der Lastzyklus-Methode

Die Validierung umfasste zwölf Testreihen (zwei Kessel, jeweils Nenn- und Teillastbetrieb sowie Lastzyklus-Methode) von sechs Ringversuchs-Partnern.

Die Ergebnisse im Hinblick auf Wirkungsgrad und Emissionen sind reproduzierbar, zumindest ist die Reproduzierbarkeit vergleichbar mit den stationären Versuchen.

Um die Anforderungen an die Datenqualität zu erfüllen, ist es wichtig, die Rahmenbedingungen von Versuchsaufbau und -ablauf präzise zu erfüllen. Das Auswertungstool verifiziert die Datenqualität.

- Die Validierung der entwickelten Lastzyklus-Methode zeigt, dass deren Anwendung zur Bestimmung realitätsnaher Emissionen und des Nutzungsgrads für Pellet-Zentralheizungskessel empfohlen werden kann.
- Ein besonderes Augenmerk muss darauf liegen, dass die durchführenden Prüfinstitute die besonderen Anforderungen im Hinblick auf Messtechnik, Versuchsaufbau und Versuchsablauf vollständig einhalten.
- Die bisher vorliegenden Daten lassen bereits erkennen, dass die Lastzyklus-Methode eine verbesserte Differenzierung zwischen den Feuerungsanlagen ermöglicht.
- Die Lastzyklus-Methode wird vollständig in englischer Sprache dokumentiert und publiziert, sodass auch auf internationaler Ebene für Wissenschaft, Industrie und Behörden eine kostenlose Dokumentation dauerhaft zur Verfügung steht.

5 Erstellung der Datengrundlage (Serienuntersuchung)

Um die Auswirkung einer realen Betriebsweise automatisch beschickter Kessel im Vergleich zu den stationären Versuchen nach der Typenprüfung zu untersuchen, wurden acht Pelletkessel mit einem einheitlichen Pelletbrennstoff betrieben. Zusätzlich kamen zwei Holzhackschnitzelkessel zum Einsatz, in denen vier unterschiedliche Holzhackschnitzelqualitäten verbrannt wurden. Alle Daten wurden in einer Datenbank zusammengeführt. Neben dem realen Betrieb der automatisch beschickten Biomassekessel wurde auch die Anbindung an einen Pufferspeicher mit der neuen Prüfmethode beurteilt.

5.1 Material

5.1.1 Eingesetzte Feuerungen

Die Anlagen wurden so ausgewählt, dass ein breites Spektrum abgedeckt werden konnte, z. B. technologische Reife, Verbrennungstechnik oder Regelungsstrategie. Um die Interessen der Kesselhersteller zu wahren, deren Produkte für die Erstellung der Datenbasis getestet wurde, erfolgt an dieser Stelle weder eine Auflistung der Modelle noch eine detaillierte Übersicht über Nennleistung, Technologie usw.

Im Jahr 2019 (Beginn des CycleTest-Projekts) betrug der Anteil an Pellet- bzw. Pelletkombikesseln 59 % ($n = 12.564$) der über das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien (MAP) geförderten Holzheizungen ($n = 21.365$), während der Anteil an Hackgutheizungen ($n = 2.069$) nur bei 10 % lag [17]. Da Pelletkessel somit für den Markt eine um den Faktor 10 höhere Bedeutung haben, entschied sich das Projektkonsortium dazu, den Fokus für die Projektlaufzeit auf Pelletfeuerungen zu legen, zumal auch hier eine große Variantenvielfalt gegeben ist (z. B. Brennwert- und konventionelle Feuerungen ohne kondensierenden Betrieb). Zur Zielerreichung des Vorhabens – Validierung der Methodik – war es nicht zwingend erforderlich, jeweils fünf Pellet- und Holzhackschnitzelkessel für die Serienuntersuchung zu testen, sondern vielmehr mit der Datenbasis die in den Wohngebäuden am häufigsten installierten Geräte abzubilden. Daher kamen insgesamt acht Pelletkessel und zwei Holzhackschnitzelkessel zum Einsatz.

Der brennstoffseitige Einfluss weitgehend homogener Holzpellets, die bereits im Ringversuch in Kapitel 4 zum Einsatz kamen, ist gering. Dadurch können die Unterschiede der Pelletfeuerungen (Konstruktion, Regelungstechnik) und deren Auswirkungen auf Messgrößen (Emissionen, Effizienz) besser dargestellt werden. Die prinzipielle Anwendbarkeit der Lastzyklus-Methode für Holzhackschnitzelfeuerungen wurde ebenfalls untersucht, indem die Versuchsdaten zwei unterschiedlicher Holzhackschnitzelfeuerungen in die Serienuntersuchung aufgenommen wurden, anhand derer auch der Einfluss von vier unterschiedlichen Holzhackschnitzelqualitäten untersucht wurde. Im Vergleich zu Holzpellets ist die Schwankungsbreite der am Markt erhältlichen Qualitäten deutlich größer. Um spezifische Anforderungen an den Versuchsaufbau identifizieren und im Prüfstandhandbuch berücksichtigen zu können, z. B. Brennstoffzufuhr über Raumaustrag, wurden zwei Holzhackschnitzelkessel getestet.

Für den Anlagenvergleich wurden unterschiedliche Feuerungs-Technologien gewählt, um ein breites Spektrum marktüblicher Heizungen abzudecken:

- Anzahl Betriebsstunden und Zustand,
 - fabrikneue Feuerung (ohne „Grundverschmutzung“),
 - Feuerungen, die beim Hersteller bereits „eingefahren“ wurden,
 - Feuerungen, die seit mehreren Jahren in Betrieb waren,
- Feuerungsprinzipien,
 - Unterschubfeuerungen,
 - Abwurfffeuerungen,
 - Anlagen mit beweglichem Rost,
- Temperaturniveau,
 - konventionelle Feuerungen,
 - Brennwertfeuerung,
- Feuerung mit speziellen Eigenschaften, z. B.
 - Gluterhaltungsbetrieb,
 - integrierte Abgasrezirkulation,
 - integrierter elektrostatischer Staubabscheider,
 - Regelungskonzepte (siehe auch Unterkapitel 2.1),
 - Betrieb nur mit angebundenem Pufferspeicher zulässig.

Insgesamt wurden drei Pelletkessel (01 bis 03) mit Brennwerttechnik und fünf konventionelle Pelletkessel (04 bis 08) getestet, wobei Kessel 08 einen integrierten elektrostatischen Staubabscheider besaß. Die beiden Holzhackschnitzelkessel waren die Kessel 09 und 10 in der weiteren Berichterstattung.

Zur generellen Einordnung der neuen Prüfmethode wurde der Vergleich der Typen- und Lastzyklus-Methode außerdem auch an einem Heizölkessel (ohne Pufferspeicher) durchgeführt. Damit wurden nicht nur die prüftechnischen Grundlagen auf ihre Übertragbarkeit auf andere Anwendungsbereiche überprüft (für Ölkessel existieren ebenfalls keine realitätsnahen Norm-Prüfabläufe), sondern auch eine erste Einschätzung der grundsätzlichen Lastwechsel-Sensibilität zwischen den Heizungsarten ermöglicht (d. h. Vergleich Holzkes- sel mit bzw. ohne Pufferspeicher und Ölkessel ohne Pufferspeicher).

Der im Projekt eingesetzte Ölkessel war schon älter als 25 Jahre und es handelte sich dabei nicht um einen Blaubrenner.

5.1.2 Pufferspeicher

Die Einbindung von Pufferspeichern ist seit Januar 2021 mit der neuen Förderrichtlinie zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG [3]) auch für Pelletheizungen relevant. Aus diesem Grunde wurde der ursprüngliche Versuchsplan erweitert, indem alle für die Serienuntersuchung geprüften Biomassekessel mit und ohne Pufferspeicher betrieben wurden. Dafür wurden zwei baugleiche Pufferspeicher (einer für das TFZ und einer für den Projektpartner BEST) mit diversen zusätzlichen Anschlüssen erworben, um eine flexible Anbindung an verschiedene Kessel mit unterschiedlicher Leistung zu ermöglichen. Gehrungsrohre verhelfen zu einer guten Durchströmung bei der Temperierung. Die Volumina der einzelnen Anschlusshöhen wurden durch Auslitern bestimmt (Abbildung 28).

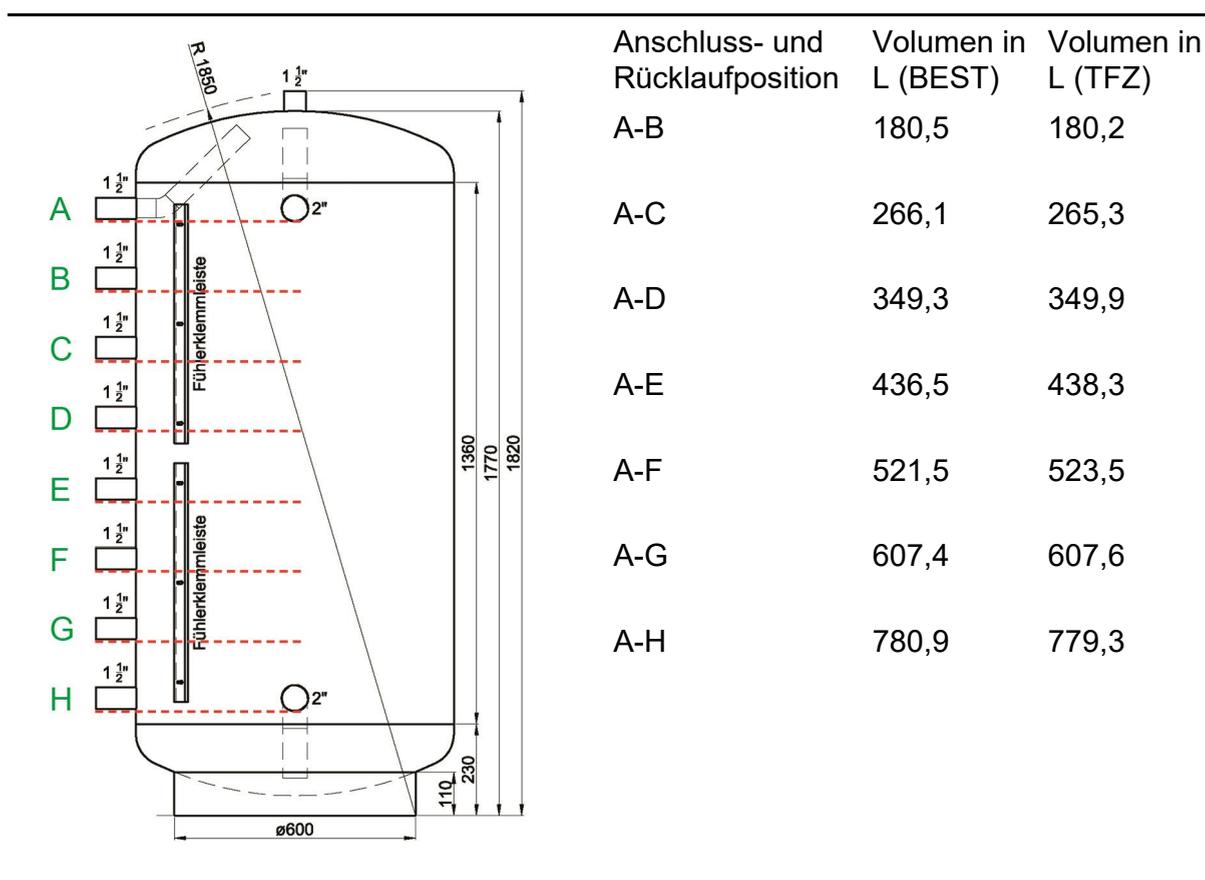


Abbildung 28: Konstruktions-Skizze des Pufferspeichers mit Volumina der einzelnen Anschlussmöglichkeiten

Durch die variablen Volumina kann ein breites Spektrum an Puffergrößen abgedeckt und die Vorgabe des BEG eines Puffervolumens von 30 L/kW (Pelletkessel) mit relativ geringen Schwankungen eingehalten werden. Da von den Herstellern unterschiedliche Fühlertypen sowie -mengen verwendet werden, war bei der Auswahl relevant, dass die Klemmleiste zugänglich war. Aus diesem Grund konnte kein Pufferspeicher der höchsten Dämmklasse mit Vakuumisolierung (Klasse A) verwendet werden. Die gewählte Isolierung ist abnehmbar und ermöglicht eine flexible Anbringung der Anlegefühler.

Da die Pufferspeicher speziell für die CycleTest-Versuche angefertigt wurden, kann der Hersteller nur einen Näherungswert für die Wärmeverluste angeben (73 W; Kategorie B). Die zusätzlich angebrachten Anschlüsse verändern den ursprünglich gemessenen Wert dieser Pufferkategorie.

Im Rahmen der Versuche mit und ohne Pufferanbindung wurde untersucht, wie sich Emissionen und Nutzungsgrad verändern und ob eine Anbindung an einen Pufferspeicher zwangsläufig von Vorteil ist oder zwischen Technologien differenziert werden muss. Es liegen bisher noch keine Untersuchungen vor, die nachweisen, dass der Schadstoffausstoß bei einem Betrieb mit Pufferspeicher signifikant geringer ist. Dieser Vorteil würde dann dem Nachteil eines höheren Wärmeverlusts und folglich dem geringeren Nutzungsgrad gegenüberstehen. Da die zehn für die Serienuntersuchung (Nennlast, Teillast, Lastzyklus) geprüften Feuerungen ohnehin auf dem Prüfstand installiert wurden, war der Mehraufwand (Lastzyklus-Versuche mit Pufferspeicher-Anbindung) vertretbar und nun ein Vergleich realitätsnaher Daten, d. h. unterschiedliche Feuerungen mit unterschiedlichem Ladeverhalten beim Betrieb mit und ohne Pufferspeicher, möglich.

5.1.3 Versuchsbrennstoffe

Holzpellets. Die eingesetzten Versuchsbrennstoffe wurden auf ihre Brennstoffeigenschaften hin analysiert. Vorrangig kam das Pelletsortiment A zum Einsatz, hierbei handelt es sich um die homogenisierte Pelletcharge, die auch im Ringversuch verwendet wurde. Das Pelletsortiment B kam lediglich bei den Versuchen am Kessel 06 zum Einsatz. Die Eigenschaften beider Pelletsortimente sind sehr ähnlich (Tabelle 17). Bei einer Vergleichsmessung an Kessel 06 unter Nennlastbedingungen zeigte sich, dass die NO_x-Emissionen mit den Pellets B um ca. 20 % geringer ausfielen, was auf einen geringeren Stickstoffgehalt im Brennstoff B zurückgeführt werden kann. Alle anderen Emissionswerte waren auf einem vergleichbaren Niveau.

Tabelle 17: *Relevante Brennstoffeigenschaften der Holzpellets (ar – im Anlieferungszustand „as received“, d – trocken, n. b. – nicht bestimmt)*

Eigenschaft	Einheit	Pellets A (TFZ)	Pellets B (BEST)
Wassergehalt	m-%, ar	6,6 bis 7,3*	5,7 bis 5,9*
Aschegehalt	m-%, d	0,34	0,32
Heizwert	kJ/kg, d	18.843	18.590
Brennwert	kJ/kg, d	20.213	k. A.
Mechanische Abriebfestigkeit	m-%, ar	99,0	n. b.
Schüttdichte	kg/m ³ , ar	688	n. b.
Partikeldichte	kg/m ³ , ar	1.209	n. b.
Kohlenstoff	m-%, d	50,5	49,6
Stickstoff	m-%, d	0,07	< 0,1
Wasserstoff	m-%, d	6,3	6,2
K-Gehalt	mg/kg, d	417	330
Si-Gehalt	mg/kg, d	217	39

* wurde bei jeder Versuchsreihe neu bestimmt

Holz hackschnitzel. Für die Untersuchung der Brennstoffqualität auf das Emissionsverhalten unter verschiedenen Versuchsbedingungen wurden vier Hackschnitzelsortimente beschafft: Fichten-Energierundholz (Fi-Erh), Fichten-Waldrestholz (Fi-Wrh), Buchen-Energierundholz (Bu-Erh) und Buchen-Waldrestholz (Bu-Wrh) (Abbildung 29). Alle Brennstoffchargen wurden sortenrein hergestellt und am TFZ mit der vorhandenen Satz Trocknung [11] technisch auf einen Wassergehalt von ca. 15 m-% getrocknet. Damit sollte der Einfluss des Wassergehalts minimiert werden.



Abbildung 29: Untersuchte Holzhackschnitzel-Qualitäten. Buche Energierundholz (oben links), Buche Waldrestholz (oben rechts), Fichte Energierundholz (unten links), Fichte Waldrestholz (unten rechts)

Die wesentlichen Eigenschaften der vier Holzhackschnitzelsortimente sind in Tabelle 18 zusammengestellt. Die beiden Sortimenten aus Waldrestholz überschreiten den Aschegehalt von 1,0 m-% (Tabelle 5), da diese Brennstoffe bereits vor der Festlegung der Eigenschaften der Testbrennstoffe ausgewählt wurden und somit eine etwas größere Bandbreite der Brennstoffqualität abgedeckt werden sollte.

Tabelle 18: *Relevante Brennstoff-Eigenschaften der Holzhackschnitzel, Fi – Fichte, Bu – Buche, Erh – Energierundholz, Wrh – Waldrestholz, ar – im Anlieferungszustand „as received“, d – trocken*

Eigenschaft	Einheit	Fi-Erh	Fi-Wrh	Bu-Erh	Bu-Wrh
Wassergehalt	m-%, ar	16,3 ... 17,8*	17,3 ... 19,1*	14,5 ... 17,5*	17,7 ... 19,6*
Aschegehalt	m-%, d	0,57	1,63	0,57	1,31
Heizwert	kJ/kg, d	19.055	19.459	18.346	19.630
Brennwert	kJ/kg, d	20.298	20.700	19.590	19.842
Kohlenstoff	m-%, d	50,8	52,2	49,5	50,0
Stickstoff	m-%, d	0,14	0,37	0,17	0,29
Wasserstoff	m-%, d	5,7	5,7	5,7	5,7
Schüttdichte	kg/m ³ , ar	194,6	220,8	293,5	265,8
Feinanteil	m-%, ar	5,2	16,7	4,9	4,8
Partikelgrößen- klasse	–	P31s	keine Klasse	P31s	P31s
Partikel < 16 mm	m-%, ar	57,8	79,1	52,0	54,8

* wurde bei jeder Versuchsreihe neu bestimmt

Öl für den Ölkessel. Für den Ölkessel wurde Diesel eingesetzt und ebenfalls analysiert. Die Ergebnisse können Tabelle 19 entnommen werden.

Tabelle 19: *Relevante Eigenschaften des verwendeten Flüssigbrennstoffs, d – trocken*

Eigenschaft	Einheit	Probe 1	Probe 2
Heizwert	kJ/kg, d	43.391	43.135
Kohlenstoff	m-%, d	85,5	85,0
Stickstoff	m-%, d	< 0,5	< 0,5
Wasserstoff	m-%, d	14,7	14,6

5.1.4 Prüfberichte mit Ergebnissen der Typenprüfung

Als weitere „Datenbasis für Gütesiegelanforderungen“ dient die Auswertung offizieller Prüfberichte (Typenprüfung nach EN 303-5). Deren Werte dienen als Basis der Berechnung von „Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad“ und „Raumheizungs-Jahres-Emissionen“ nach der Ökodesign-Verordnung. Insgesamt liegen bislang

- 78 Berichte von Typenprüfungen von Pelletfeuerungen (2010–2015) und
- 63 Berichte von Typenprüfungen von Holzhackschnitzelfeuerungen (2005–2015) vor.

Die jeweiligen Ergebnisse wurden von BEST in eine Datenbank eingepflegt.

Die Messwerte der relevanten Emissionen CO, Org.-C, NO_x und Staub wurden in die Einheit mg/Nm³ bei 10 % Restsauerstoff umgerechnet, um die entsprechenden Werte nach den in der Ökodesign-Verordnung genannten Formeln ermitteln zu können.

5.2 Ergebnisse für die Serienuntersuchung ohne und mit Pufferspeicheranbindung

Mit allen acht Pelletkesseln sowie den beiden Holzhackschnitzelkesseln wurde folgendes Versuchsprogramm durchgeführt:

- Nennlast nach EN 303-5 (NL),
- Teillast nach EN 303-5 (TL),
- Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung (LC) und
- Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung (LCP).

Jede Versuchsvariante beanspruchte mindestens einen Arbeitstag. Bei den beiden Messtagen mit dem Lastzyklus lag am Ende für jeden Prüfparameter jeweils ein Messwert für die gesamte Methode vor. Bei den beiden stationären Versuchen wurden die Werte fünf- bis sechsmal über je eine halbe Stunde ermittelt und zu einem Mittelwert zusammengefasst. Auf die Darstellung dieser Einzelwerte und auf deren Reproduzierbarkeit bei Nennlast und Teillast wird hier verzichtet.

Am TFZ wurden fünf von acht Pelletkesseln sowie die beiden Holzhackschnitzelkessel untersucht. Drei von acht Pelletkesseln kamen beim Projektpartner BEST zum Einsatz. Nachfolgend werden alle erzielten Ergebnisse grafisch dargestellt und bewertet.

5.2.1 Feuerungsseitiger Einfluss bei acht Pelletkesseln

Für alle Versuche wurde stets die gleiche homogenisierte Pelletcharge verwendet, außer bei Pelletkessel 06. Jeder Pelletkessel verfügte über einen integrierten Vorratsbehälter, sodass keine externe Brennstoffzufuhr aus einem Bunker oder anderen Vorratsbehältern erforderlich war. Die Pelletkessel standen jeweils auf einer Plattformwaage, wobei sichergestellt wurde, dass der Versuchsaufbau möglichst gut entkoppelt wurde, damit eine zuverlässige Brennstoffmengenerfassung erfolgte.

Die Pelletkessel wurden bei Nennlast, Teillast und nach der Lastzyklus-Methode ohne und mit Pufferspeicheranbindung betrieben. Bei der dynamischen Prüfmethode ohne und mit Pufferspeicheranbindung kam es bei einigen Kesseln zu Neustarts, was in Tabelle 20 zusammengefasst ist.

Tabelle 20: Anzahl der Pelletkesselstarts (ohne Kaltstart) während der Lastzyklus-Methode ohne (LC) und mit Pufferspeicheranbindung (LCP)

Kessel	01	02	03	04	05	06	07	08
LC	0	0	1	6	1	1	2	5
LCP	0	0	0	0	0	1	0	1

CO-Emissionen. Der Vergleich der gemessenen CO-Emissionen bei den unterschiedlichen Betriebszuständen der acht Pelletkessel ist in Abbildung 30 zusammengestellt. Erwartungsgemäß fallen die CO-Emissionen bei allen Pelletkesseln unter Nennlastbedingungen (NL) am geringsten aus und liegen zwischen 4 und 74 mg/MJ. Zum Teil deutlich höhere CO-Emissionen wurden während des Teillastbetriebs (TL) bei circa 30 % Kesselleistung ermittelt. Die höchsten CO-Emissionen traten fast immer im Lastzyklus (LC) auf (außer Kessel 01) und lagen zwischen 84 und 626 mg/MJ. Das liegt vor allem an der Berücksichtigung des Kesselstarts zu Beginn, den Leistungsveränderungen, aber auch an den ggf. erforderlichen Neustarts während dieser achtstündigen Lastzyklus-Messung. Die Kessel 01 und 02 starteten während der Lastzyklus-Methode nicht neu. Im Gegensatz dazu waren ein Neustart bei Kessel 05 und Kessel 06, zwei Neustarts bei Kessel 07, fünf Neustarts bei Kessel 08 und sechs Neustarts bei Kessel 04 notwendig. Diese Ergebnisse spiegeln das reale Kesselverhalten wider. Werden die Pelletkessel an einen Pufferspeicher mit ca. 30 l/kW angebunden (Variante LCP), so reduzierte sich die Anzahl der Kesselneustarts deutlich auf null bzw. auf einen einzigen Neustart bei Kessel 06 und 08. Somit konnte aufgrund der Pufferspeicheranbindung die CO-Emission um bis zu 80 % (Kessel 04) reduziert werden, sie lag zwischen 35 und 240 mg/MJ.

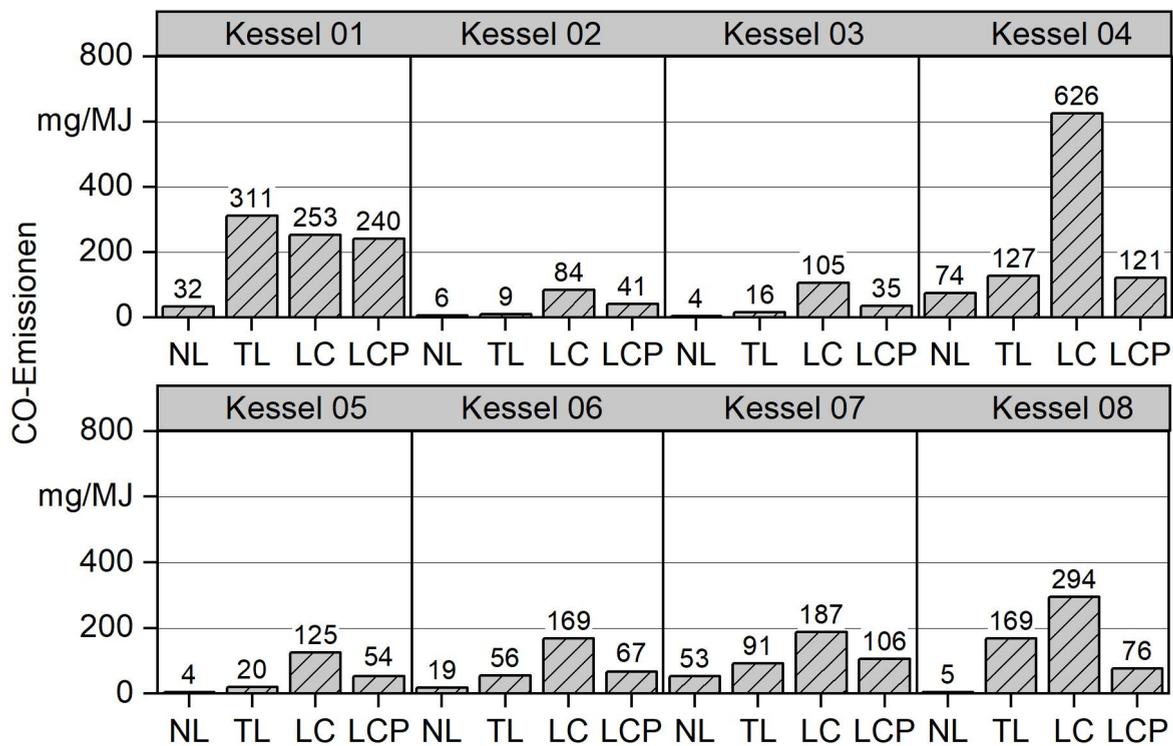


Abbildung 30: CO-Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung

Org.-C-Emissionen. Erwartungsgemäß liegen die Emissionen organischer Kohlenwasserstoffe (Org.-C) für automatisch beschickte Pelletkessel auf einem niedrigen Niveau im stationären Betrieb zwischen 0 und 5 mg/MJ (Abbildung 31). Da bei der Lastzyklus-Methode die Zündphase und die Lastwechsel mitberücksichtigt werden, fallen die Org.-C-Emissionen unter Anwendung der neuen Methode mit Werten zwischen 1 und 39 mg/MJ am höchsten aus. Lediglich Pelletkessel 02 scheint sehr gut auch auf Lastwechsel zu reagieren und setzt die geringsten Org.-C-Emissionen frei, aufgrund einer optimalen Einstellung auf den eingesetzten Brennstoff. Auch bezüglich der Org.-C-Emissionen wirkt sich eine Pufferspeicheranbindung während des Ablaufs der Lastzyklus-Methode positiv aus, denn diese Emissionen sinken deutlich, vor allem bei den häufig während der Lastzyklus-Messung ohne Pufferspeicheranbindung neu gestarteten Kesseln. Somit konnten z. B. die Org.-C-Emissionen bei Kessel 04 von 39 auf 3 mg/MJ bzw. bei Kessel 08 von 17 auf 3 mg/MJ verringert werden und liegen damit nur noch leicht über den Werten bei Nennlast. Erneut schneidet der Kessel 02 am besten ab und verursacht die niedrigsten Org.-C-Emissionen in allen Versuchsvarianten.

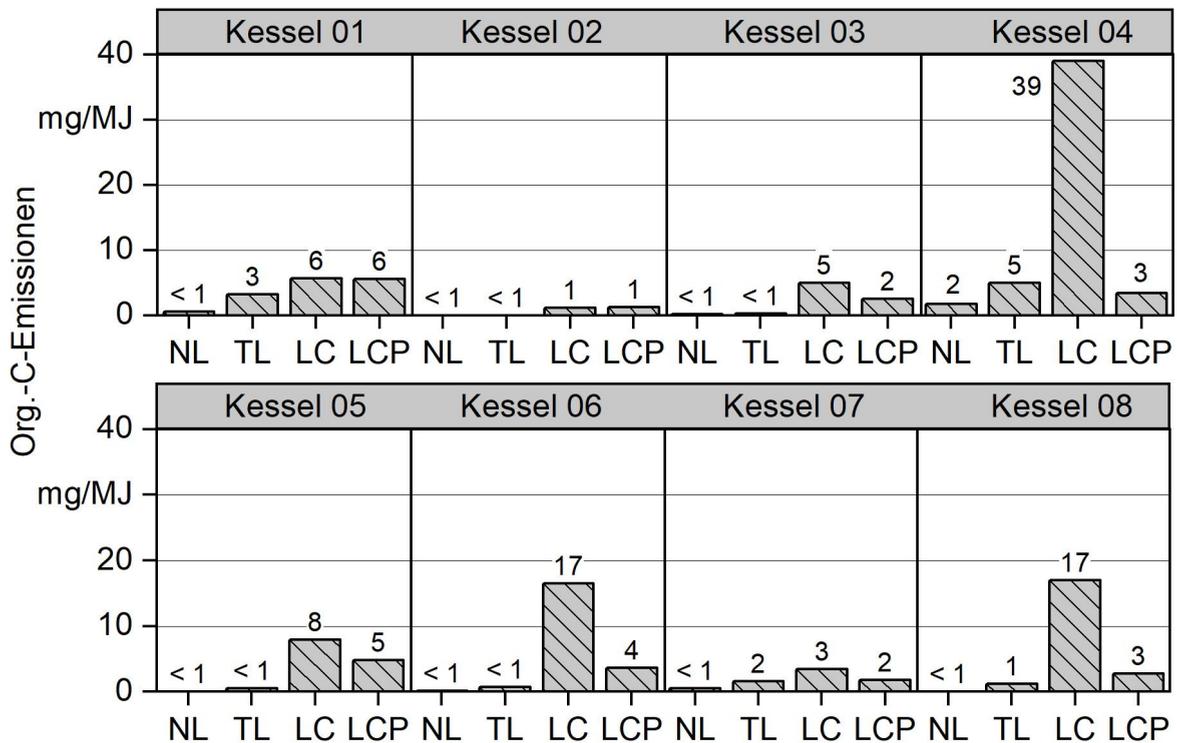


Abbildung 31: Org.-C-Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung

NO_x-Emissionen. Im Gegensatz zu den CO- und Org.-C-Emissionen wurden beim Vergleich der NO_x-Emissionen (Abbildung 32) unter Nennlastbetrieb erwartungsgemäß die höchsten Werte (74 bis 109 mg/MJ) und im Teillastbetrieb die geringsten Werte (65 und 98 mg/MJ) gemessen. Bei Kessel 06 wirkt sich der geringere Stickstoffgehalt der Pellets B aus und die gemessenen Werte liegen allgemein auf einem niedrigen Niveau. Die NO_x-Emissionen während der Lastzyklus-Methode liegen zwischen den beiden stationären Versuchsbedingungen und betragen zwischen 71 und 99 mg/MJ. Werden die Pelletkessel an den Pufferspeicher angeschlossen, so fallen die NO_x-Emissionen während der Lastzyklus-Methode etwas höher aus, außer bei Kessel 06. Die Zunahme der NO_x-Emissionen beruht auf der Tatsache, dass die Kesselsteuerung bei einer Pufferspeicherladung meist so konfiguriert ist, dass der Puffer bei hoher Kesselauslastung und somit höheren Verbrennungstemperaturen in der Brennkammer geladen wird.

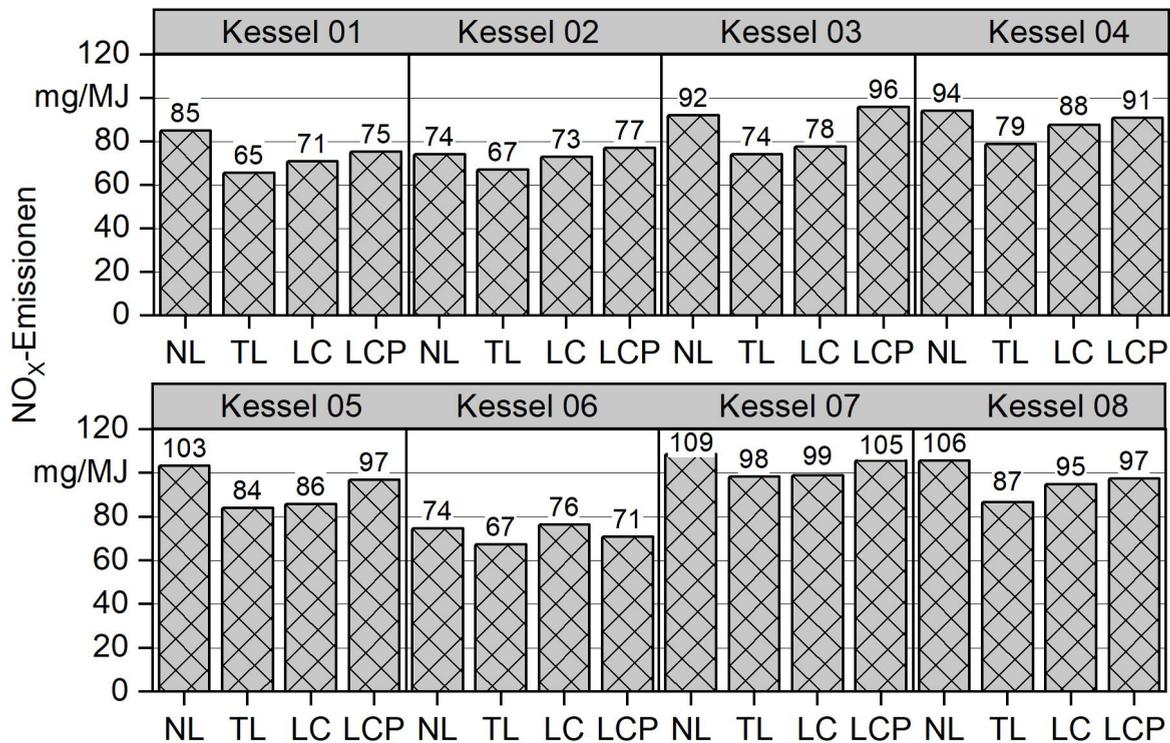


Abbildung 32: NO_x -Emissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung

Staubemissionen. Die Staubemissionen waren während des stationären Nennlastbetriebs meist am geringsten im Vergleich zu den anderen Versuchsvarianten, sie lagen zwischen 1 und 20 mg/MJ (Abbildung 33). Bei Kessel 01 und Kessel 04 waren die Staubemissionen während des Teillastbetriebs auffällig hoch, was zum einen an einer schlechten Kesseleinstellung und zum anderen an der Tatsache lag, dass Kessel 04 nicht für einen Teillastbetrieb ohne Pufferspeicheranbindung vorgesehen war. Somit lagen die Staubemissionen im Teillastbetrieb zwischen < 1 und 45 mg/MG. Generell waren die Staubemissionen während der Lastzyklus-Methode mit Werten zwischen 3 und 54 mg/MJ am höchsten, außer bei Kessel 02, der in allen Betriebszuständen sehr niedrige Staubemissionen erzielte. Fast kaum nachweisbare Staubemissionen wurden bei Kessel 08 im Nenn- und Teillastbetrieb aufgrund des integrierten elektrostatischen Staubabscheiders festgestellt. Lediglich während der Lastzyklus-Methode mit Kaltstart kam es zu Staubemissionen in Höhe von 14 mg/MJ, vermutlich da elektrostatische Staubabscheider erst ab einer Mindesttemperatur in Betrieb gehen, wodurch der ungünstige Betriebszustand während der Startphase hier ins Gewicht fällt. Die Anbindung der Pelletkessel an den Pufferspeicher verringerte die Staubemissionen teilweise deutlich, da die Kessel dann wieder weniger Neustarts während der Lastzyklus-Methode durchführten. Bei Kessel 03 lagen die Staubemissionen mit 3 mg/MJ erneut auf einem sehr niedrigen Niveau, sodass er die gleichen Werte wie ohne Pufferspeicheranbindung erzielte.

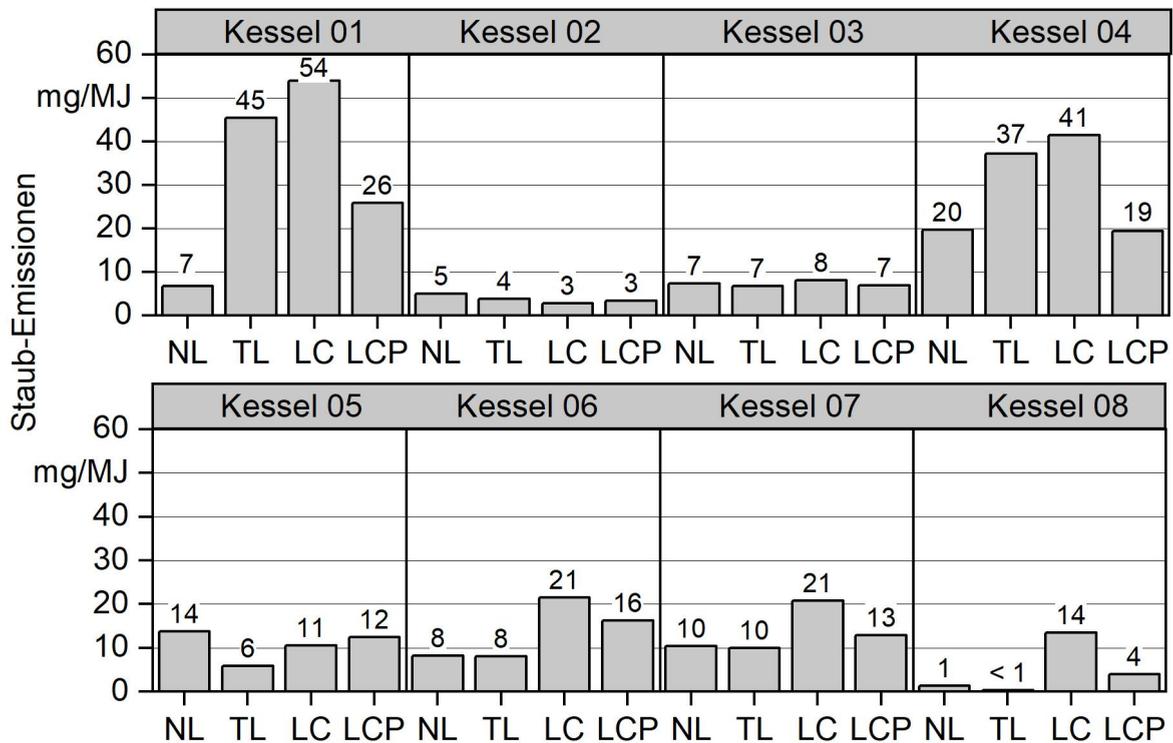


Abbildung 33: Staubemissionen von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung

Effizienz und Nutzungsgrad. Abschließend soll die brennwertbezogene Effizienz, d. h. der Wirkungs- (im stationären Betrieb) bzw. der Nutzungsgrad der Kessel während der verschiedenen Prüfmethode beurteilt werden. Erwartungsgemäß liegt die Effizienz bei den drei Brennwertfeuerungen (Kessel 01, 02 und 03) mit Werten zwischen 94 und 95 % im Nennlastbetrieb bzw. mit ca. 93 % im Teillastbetrieb am höchsten (Abbildung 34). Die konventionellen Pelletkessel ohne Brennwerttechnik erreichten Effizienzen zwischen 80 und 85 % bei Nennlast und zwischen 75 und 84 % bei Teillast. Während der Lastzyklus-Methode verringerte sich die Effizienz bei allen Kesseln auf Werte zwischen 65 und 92 %, wobei der Abfall der Effizienz bei den Brennwertkesseln weniger stark ausgeprägt war. Im Lastzyklus zeigten aber vor allem die Kessel 04 und 08 einen klaren Abfall der Effizienz zur Nenn- und Teillast, hier war die Energieausbeute um 12 bis 15 % niedriger. Die Anbindung an einen Pufferspeicher wirkte sich vor allem bei den Brennwertkesseln nachteilig aus und verringerte die Effizienz um 5 bis 9 %, was durch die verringerte Kondensation zu begründen ist. Auch bei den konventionellen Pelletkesseln verringerte sich die Effizienz in drei von fünf Fällen, wobei die Pufferspeicheranbindung vor allem bei Kessel 04 vorteilhaft war. Dieser Kessel 04 sollte laut Herstellerangaben ohnehin niemals ohne einen angebotenen Pufferspeicher betrieben werden.

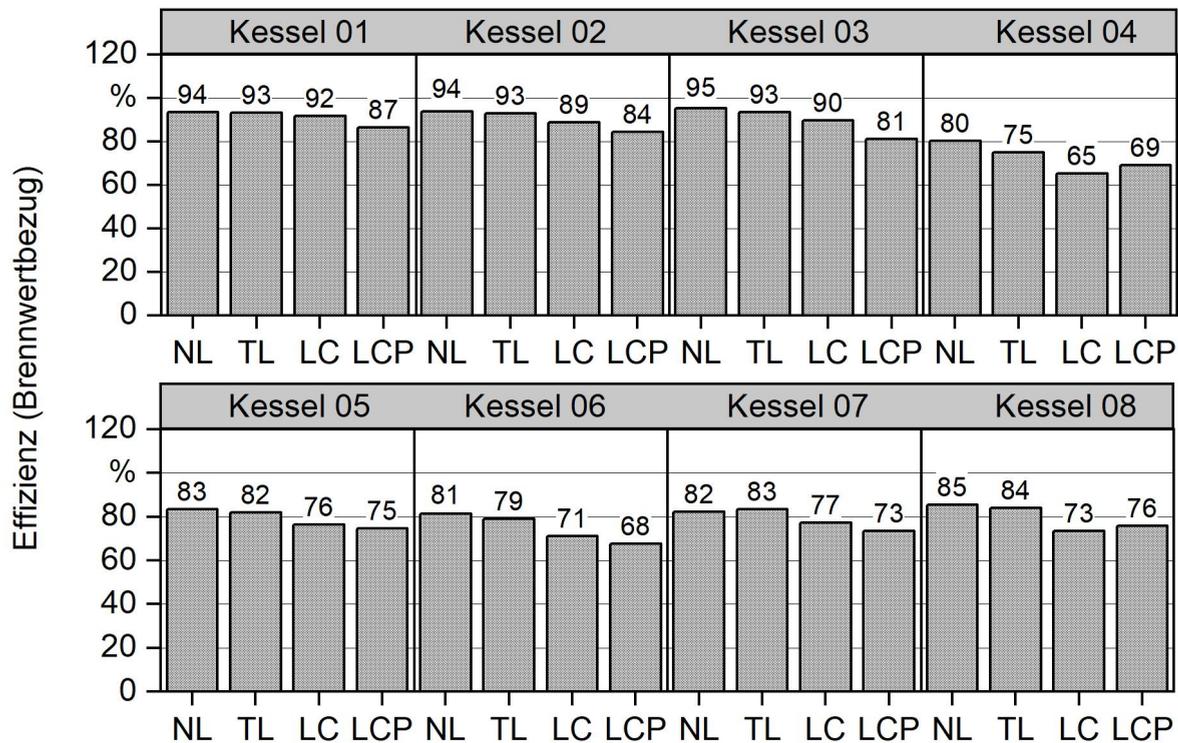


Abbildung 34: Effizienz von acht Pelletkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung

Zusammenfassung. Der Betrieb der Pelletkessel bei stationären Nennlastbedingungen führte in der Regel zu den niedrigsten CO-, Org.-C- und Staub-Emissionen, während die NO_x-Emissionen am höchsten ausfielen. Erwartungsgemäß stiegen meist die Emissionen im Teillastbetrieb an, außer bei den NO_x-Emissionen. Während des realen Kesselbetriebs unter Anwendung der Lastzyklus-Methode stiegen die CO-, Org.-C- und Staub-Emissionen meist an, wobei Kessel 03 in allen Betriebszuständen die geringsten Emissionen erzielte. Eine Pufferspeicheranbindung reduzierte zwar die Emissionen in den meisten Fällen deutlich im Vergleich mit einer Lastzyklus-Messung ohne Pufferspeicheranbindung, jedoch sank die Effizienz in den meisten Fällen. Vor allem bei den Brennwertkesseln erwies sich die Anbindung an einen Pufferspeicher als nachteilig in Bezug auf die Effizienz, da dann die Abgaskondensation nicht mehr so wirksam erfolgen konnte. Sehr gut eingestellte und regelnde Pelletkessel lieferten in allen Versuchsvarianten niedrige Emissionen und eine hohe Effizienz, jeweils ohne Pufferanbindung. Eine generelle Verpflichtung zur Anbindung an einen Pufferspeicher kann somit bei diversen Kesseltypen hinderlich sein und durchweg zu Nachteilen führen. Mit einer breiteren Anwendung der Lastzyklus-Methode könnten derartig optimierte Kesseltypen zukünftig identifiziert werden.

5.2.2 Brennstoffseitiger Einfluss bei zwei Holzhackschnitzelfeuerungen

Der Einfluss der Brennstoffeigenschaften auf die Emissionen und die Effizienz wurde anhand von Verbrennungsversuchen mit zwei unterschiedlichen Holzhackschnitzelkesseln (moderner Kessel 09 und mehr als zehn Jahre alter Kessel 10) untersucht. Bei beiden Holzhackschnitzelfeuerungen erfolgte die Brennstoffzufuhr über einen externen Austragsbehälter, der zwecks kontinuierlicher Gewichtserfassung auf einer Plattformwaage positioniert war. Dabei wurde die Austragsschnecke von der Kesselregelung gesteuert. Hauptunterschied zwischen den beiden Feuerungen war, dass Kessel 09 mit dem externen Austragsmotor automatisch kommuniziert und die Brennstoffzufuhr entsprechend angepasst werden konnte. Bei Kessel 10 erfolgte dies nur teilweise automatisiert, eine zusätzliche manuelle Justierung der Drehzahl war teilweise auch während der Versuche notwendig.

Alle vier Holzhackschnitzelsortimente aus Abschnitt 5.1.3 wurden bei den unterschiedlichen Versuchsbedingungen (Nennlast, Teillast, Lastzyklus ohne und mit Pufferanbindung) verbrannt und bewertet. Lediglich bei Kessel 10 mit den Holzhackschnitzeln aus Fichten-Waldrestholz (Fi-Wrh) konnte die Lastzyklus-Methode mit angeschlossenem Pufferspeicher aufgrund diverser technischer Ausfälle und dann wegen Brennstoffmangels nicht durchgeführt werden (n. b.).

CO-Emissionen. Die CO-Emissionen lagen bei Kessel 09 im Teillastbereich niedriger bzw. auf gleichem Niveau wie im Nennlastbereich für alle vier Holzhackschnitzelsortimente zwischen 16 und 67 mg/MJ (Abbildung 35). Während der Anwendung der Lastzyklus-Methode verzehnfachten sich die CO-Emissionen, wenn der Kessel ohne Pufferspeicher betrieben wurde, und lagen dann zwischen 378 und 602 mg/MJ. Dies könnte u. a. am Glutertaltungsbetrieb liegen, da der Kessel während der Lastzyklus-Methode nicht neu startete. War der Kessel an einen Pufferspeicher während der Lastzyklus-Methode angeschlossen, sanken die CO-Emissionen bis um den Faktor 3 (Fichte-Energierundholz). Der ältere Holzhackschnitzelkessel 10 bildete nur im Nennlastbetrieb vergleichsweise niedrige CO-Emissionen, sie lagen jedoch vor allem mit Buchenhackschnitzeln über denen von Kessel 09. Ein deutlicher Anstieg um den Faktor 10 war im Teillastbetrieb zu sehen. Beim Ablauf der Lastzyklus-Methode stiegen die CO-Emissionen weiter an und betrugen zwischen 616 und 1.150 mg/MJ. Dieser weitere Anstieg der CO-Emissionen begründete sich in den häufigen Kesselneustarts, denn der Kessel musste vier- bis siebenmal während der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung neu starten. Wurde Kessel 10 an einen Pufferspeicher angeschlossen, so war lediglich für den Brennstoff „Bu-Wrh“ noch ein Neustart erforderlich, bei den anderen Brennstoffen konnte ein Neustart vermieden werden. Daher sanken die CO-Emissionen bei einer Pufferspeicheranbindung deutlich und die CO-Emissionen lagen unter den Emissionen im Teillastbetrieb.

Ein eindeutiger Einfluss der Brennstoffqualität auf die CO-Emissionen war nicht ersichtlich. Bei Kessel 09 schienen jeweils die Sortimente aus Waldrestholz Vorteile zu haben. Auch bei den beiden Fichten-Sortimenten bei Kessel 10 schnitt das Waldrestholz etwas schlechter ab als das Energierundholz. Bei den Buchen-Sortimenten in Kessel 10 zeichnete sich kein klares Bild ab, denn während bei den stationären Versuchen das Buchen-Waldrestholz besser abschnitt, wurden bei der Lastzyklus-Methode höhere CO-Emissio-

nen festgestellt. Der Brennstoff „Fichte-Waldrestholz“ kam bei Kessel 10 während der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung nicht zum Einsatz, da nicht mehr ausreichend Brennstoff vorhanden war.

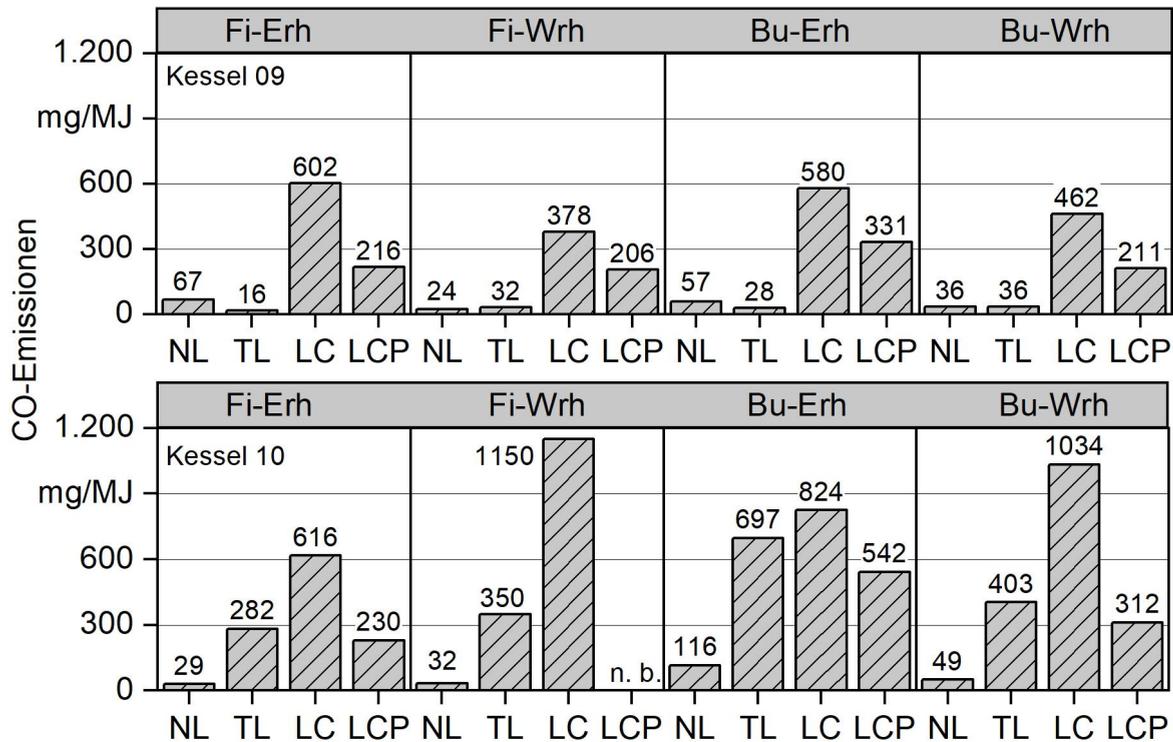


Abbildung 35: CO-Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz

Org.-C-Emissionen. Die Org.-C-Emissionen für Kessel 09 lagen während des stationären Betriebs in Nennlast und Teillast auf einem zu vernachlässigenden Niveau (Abbildung 36). Während der Lastzyklus-Methode wurden zwischen 11 und 17 mg/MJ an organischen Kohlenwasserstoffen gebildet. Eine Anbindung des Kessels an einen Pufferspeicher reduzierte diese Emissionen wieder auf 5 bis 9 mg/MJ. Ein Einfluss des eingesetzten Brennstoffs war nicht ersichtlich. Bei Kessel 10 waren während des Nennlastbetriebs ebenfalls kaum Org.-C-Emissionen festzustellen. Im Teillastbereich stiegen diese leicht auf Werte zwischen 3 und 15 mg/MJ. Die mit Abstand höchsten Org.-C-Emissionen wurden während der Lastzyklus-Methode mit den beiden Fichten-Sortimenten erreicht, sie lagen zwischen 235 und 660 mg/MJ. Ein geringer Anstieg konnte bei den beiden Buchen-Sortimenten auf Werte zwischen 68 und 90 mg/MJ im Lastzyklus-Betrieb ohne Pufferanbindung nachgewiesen werden. Auch bei diesem Kessel erwies sich die Anbindung an einen Pufferspeicher bezüglich der Org.-C-Emissionen als vorteilhaft, sodass diese Emissionen dann zwischen 15 und 48 mg/MJ betragen.

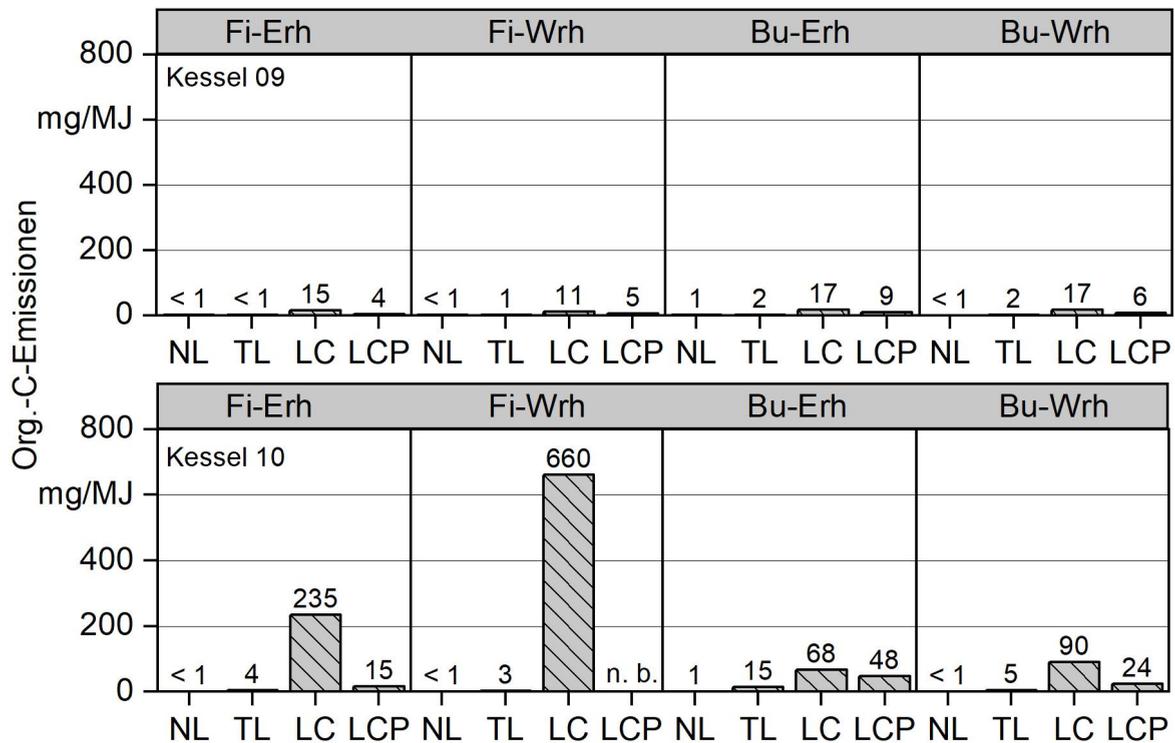


Abbildung 36: Org.-C-Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz

NO_x-Emissionen. Ein eindeutiger Brennstoffeinfluss war bei den NO_x-Emissionen beider Holzhackschnitzelkessel erkennbar, denn die Sortimente aus Waldrestholz hatten einen höheren Stickstoffgehalt im Brennstoff als die Sortimente aus Energierundholz (Abbildung 37 und Tabelle 5). Wie bereits bei den Pelletkesseln zu beobachten fielen die NO_x-Emissionen bei Nennlast höher aus als im Teillastbetrieb. Meist zwischen diesen beiden Emissionswerten sortierten sich die Ergebnisse bei Verwendung der Lastzyklus-Methode ein.

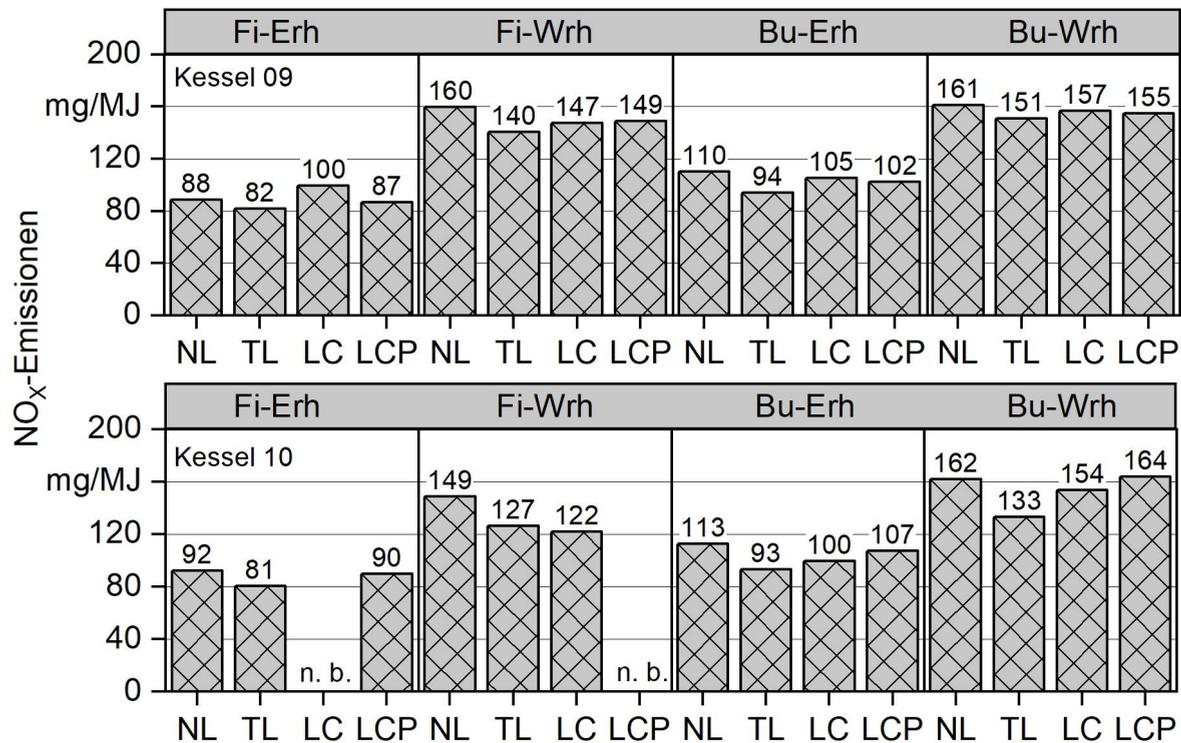


Abbildung 37: NO_x-Emissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz

Staubemissionen. Die Staubemissionen lagen bei Kessel 09 mit allen Brennstoffsorimenten auf einem niedrigen Niveau (Abbildung 38). Meist wurden die geringsten Staubemissionen während des Teillastbetriebs mit Werten zwischen 6 und 8 mg/MJ erzielt und lagen im Nennlastbetrieb bei leicht höheren Staubwerten zwischen 8 und 11 mg/MJ. Etwas überraschend fielen die Staubemissionen während der Anwendung der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher mit 14 bis 17 mg/MJ aus. Eine Pufferspeicheranbindung erhöhte die Staubemissionen minimal bei Kessel 09. Es war bei diesem Kessel kein Einfluss der Brennstoffqualität zu erkennen. Deutlich höhere Staubemissionen wurden bei Kessel 10 ermittelt, wobei die Versuche unter Nennlastbedingungen noch die geringsten Staubemissionen zwischen 36 und 55 mg/MJ ergaben. Insgesamt lagen sie aber um den Faktor 4 höher als bei Kessel 09. In der Regel wurden die höchsten Staubemissionen bei Kessel 10 während des Lastzyklus ermittelt, wobei es bei der Verbrennung von Buchen-Waldrestholz zu einem Ausfall der Gesamtstaubbestimmung kam und somit keine Werte dargestellt werden konnten. Ein leichter Brennstoffeinfluss ist insofern bei Kessel 10 zu erkennen, als die Staubemissionen meist etwas höher ausfielen, wenn Waldrestholz verbrannt wurde, im Vergleich zum höherwertigen Energierundholz.

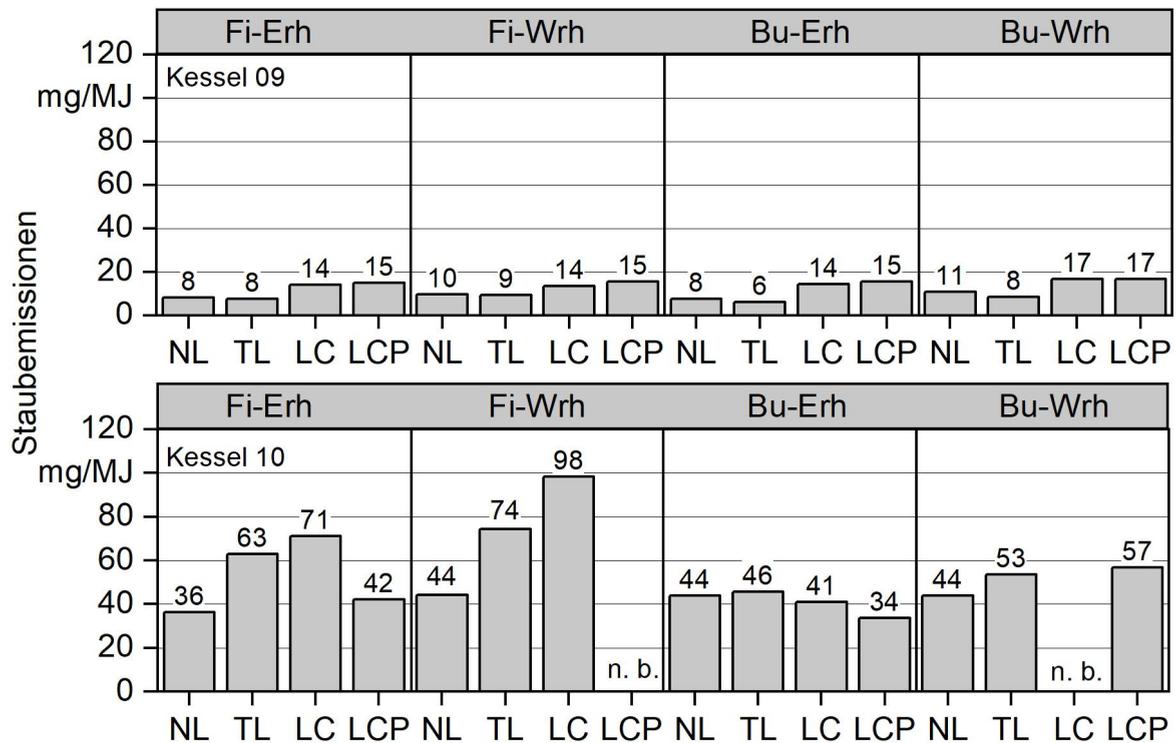


Abbildung 38: Staubemissionen von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz

Effizienz. Die brennwertbezogene Effizienz des modernen Kessels 09 lag auf einem höheren Niveau als diejenige von Kessel 10 für alle Brennstoffsortimente und alle Versuchsvarianten (Abbildung 39). Die Effizienz war während der Nennlastversuche bei Kessel 09 stets höher als im Teillastbereich und lag zwischen 82 und 83 % bzw. 75 und 85 %. Bei Anwendung der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung lag die Effizienz lediglich zwischen 65 und 70 %. Kaum Effizienzvorteile lieferte die Pufferanbindung bei Kessel 09. Ein ähnliches Verhalten zeigte Kessel 10, wobei es stets zu einer Verringerung der Effizienz um 3 bis 5 % kam, sobald der Kessel an einen Pufferspeicher angeschlossen und nach der Lastzyklus-Methode geprüft wurde.

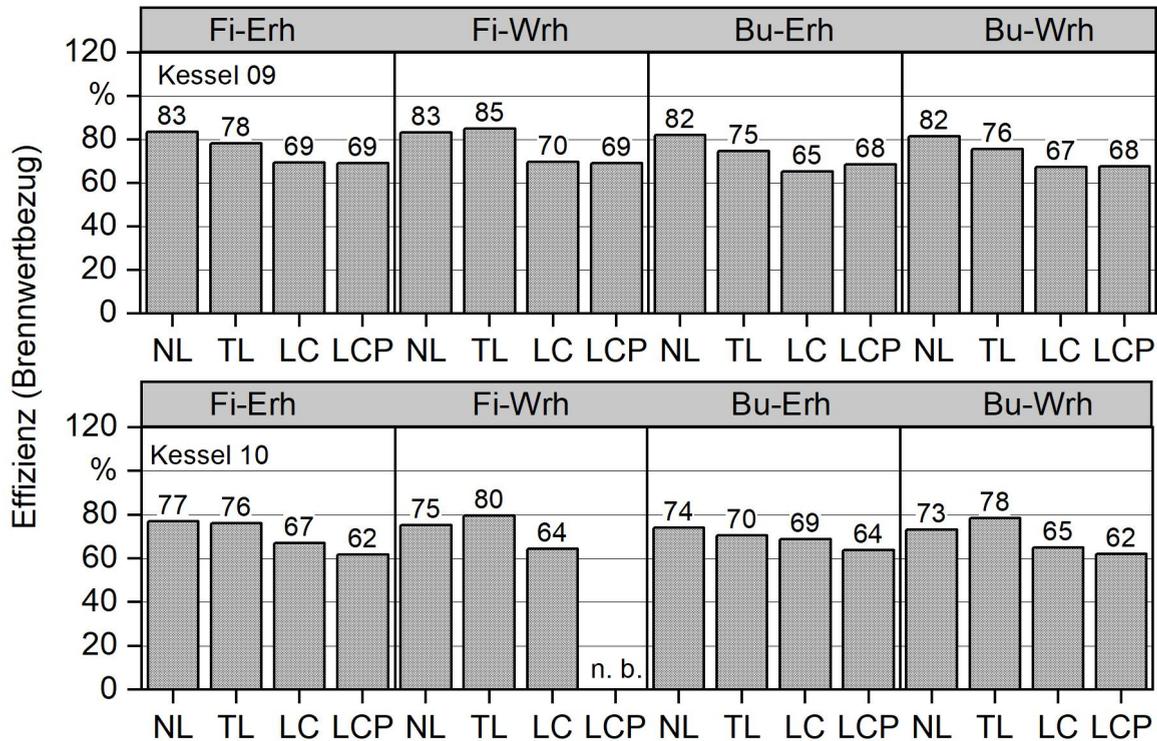


Abbildung 39: Effizienz (brennwertbezogen) von zwei Holzhackschnitzelkesseln, NL = Nennlastbetrieb, TL = Teillastbetrieb, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, Fi = Fichte, Bu = Buche, Erh = Energierundholz, Wrh = Waldrestholz

Zusammenfassung. Zwei Holzhackschnitzelkessel wurden mit jeweils vier verschiedenen Brennstoffsportimenten bei Nennlast, Teillast, mit der Lastzyklus-Methode ohne und mit Pufferspeicheranbindung betrieben. Der modernere Holzhackschnitzelkessel, Kessel 09, reagierte relativ unempfindlich auf die verschiedenen Brennstoffqualitäten. Generell lag das Emissionsniveau im Teillastbetrieb niedriger als im Nennlastbetrieb. Im realen Kesselbetrieb nach der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung kam es zu einem deutlichen Anstieg der Emissionen und einem Abfall der Effizienz. Die Pufferspeicheranbindung konnte das teilweise wieder kompensieren und die Emissionen fielen niedriger aus, jedoch lagen diese stets über den Werten, die bei stationären Versuchsbedingungen gemessen wurden. Der etwas ältere Holzhackschnitzelkessel, Kessel 10, verursachte in vielen Versuchsvarianten höhere Emissionen als Kessel 09. Besonders hohe Emissionen wurden während der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung freigesetzt, diese konnten jedoch bei einer Speicheranbindung teilweise kompensiert werden. Die brennwertbezogene Effizienz fiel bei einer Pufferanbindung am niedrigsten aus. Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass die Anbindung an einen Pufferspeicher zwar die Emissionen aufgrund der geringeren Anzahl Neustarts reduziert, dieser Vorteil geht jedoch zulasten der Effizienz.

5.2.3 Ergebnisse mit dem Ölkessel

Um die Anwendbarkeit der entwickelten Lastzyklus-Methode auch bei anderen Feuerungstypen zu überprüfen, wurde ein Ölkessel mit 25 kW Leistung am Feuerungsprüfstand des TFZ aufgebaut und bei Nennlast, Teillast und während der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung gemessen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 21 zusammengestellt. Die CO- und NO_x-Emissionen liegen auf einem sehr niedrigen Niveau, ebenso die Staubemissionen. Lediglich die Org.-C-Emissionen waren im Vergleich zu den Versuchen an den Pelletkesseln deutlich höher und zum Teil auch höher als bei den beiden Holzhackschnitzelkesseln. Während der Lastzyklus-Methode lagen die Emissionen im Bereich der Nennlast- und Teillastmessungen. Lediglich bei der Effizienz kam es zu einer deutlichen Verringerung von 81,7 % bei Nennlast auf 74,9 % im realen Kesselbetrieb (hier bei Brennwertbezug). Die Ergebnisse zeigen, dass die entwickelte Lastzyklus-Methode auch bei Ölkesseln angewendet werden kann.

Tabelle 21: Emissionen und Effizienz des untersuchten Ölkessels

Parameter	Einheit	Nennlast	Teillast	Lastzyklus-Methode
CO-Emissionen	mg/MJ	0,6	1,6	0,9
Org.-C-Emissionen	mg/MJ	70,8	65,3	65,4
NO _x -Emissionen	mg/MJ	0,4	3,0	1,1
Staubemissionen	mg/MJ	0,07	1,1	0,02
Effizienz (Heizwertbezug)	%	87,8	85,1	80,5
Effizienz (Brennwertbezug)	%	81,7	79,2	74,9

5.3 Vergleich mit Daten nach Ökodesign-Verordnung

Die Auswertung von Typenprüfberichten zeigt, dass eine Berechnung nach der Ökodesign-Verordnung in vielen Fällen zu einer Besser-Bewertung der Feuerung führt, insbesondere hinsichtlich der Staub- und NO_x-Emissionen (Tabelle 22). Kaum ein Unterschied ist hingegen bei den CO- und Org.-C-Emissionen eingetreten.

Die Berechnung der Emissionswerte nach der Ökodesign-Verordnung ergibt sich aus der prozentuellen Wichtung der Ergebnisse aus der Typenprüfung, wobei die Nennlastergebnisse zu 15 % und die Teillastergebnisse zu 85 % einfließen. Weitaus komplexer und teilweise nicht machbar war die Berechnung des Jahresnutzungsgrads auf Basis der Typenprüfergebnisse, da dazu der Hilfsstromverbrauch in Nenn- und Teillastbetrieb erforderlich ist, der bei der Typenprüfung in der Regel nicht erfasst bzw. ausgewiesen wird. Die Berechnungsvorschrift gewichtet zwar die Nennlast zu 15 % und die Teillastergebnisse zu 85 %, jedoch werden noch weitere Parameter, wie der Hilfsstromverbrauch oder Verluste durch eine Temperaturregelung abgezogen [8].

Laut Ökodesign-Verordnung sind – soweit anwendbar – die Werte des Brennstoff-Wirkungsgrads η_n , η_p sowie die Werte der Nutzwärme P_n , P_p jeweils bei Nennlast (n) und Teillast (p) zu messen [8].

Der Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad η_s wird als Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad im Betriebszustand η_{son} berechnet und um Beiträge berichtigt, mit denen die Temperaturregelung und der Hilfsstromverbrauch berücksichtigt werden. Der Stromverbrauch wird mit einem Umrechnungskoeffizienten CC von 2,5 multipliziert.

Der Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad η_s ist definiert als:

$$\eta_s = \eta_{son} - F(1) - F(2) + F(3) \quad (5.1)$$

η_{son} ist der Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad im Betriebszustand, angegeben in % und berechnet gemäß:

$$\eta_{son} = 0,85 \times \eta_p + 0,15\eta_n \quad (5.2)$$

bei automatisch befeuerten Festbrennstoffkesseln basierend auf den Nutzungsgraden bei Teillast (η_p) und Nennlast (η_n).

$F(1)$ steht für einen Verlust des Raumheizungs-Jahresnutzungsgrads aufgrund der angepassten Beiträge der Temperaturregelung und beträgt 3 %.

$F(2)$ steht für einen negativen Beitrag zum Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad durch den Hilfsstromverbrauch, angegeben in % und berechnet gemäß

$$F(2) = \frac{2,5 \times (0,15 \times el_{max} + 0,85 \times el_{min} + 1,3 \times P_{SB})}{0,15 \times P_n + 0,85 \times P_p} \times 100 \quad (5.3)$$

P_{SB} bezeichnet die elektrische Leistungsaufnahme eines Festbrennstoffkessels im Bereitschaftszustand und P_n bzw. P_p die elektrische Leistungsaufnahme bei Nennlast und Teillast. Weiterhin sind el_{max} bzw. el_{min} der maximale bzw. minimale elektrische Energiebedarf.

$F(3)$ steht für einen positiven Beitrag zum Raumheizungs-Jahresnutzungsgrad durch den elektrischen Wirkungsgrad von Festbrennstoffkesseln mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), angegeben in % und wie folgt berechnet $F(3) = 2,5 \times \eta_{el,n}$. Mangels KWK wird dieser Faktor auf null gesetzt.

Die Raumheizungs-Jahres-Emissionen von Staub, gasförmigen organischen Verbindungen, Kohlenmonoxid und Stickstoffoxiden werden in standardisierter Form bezogen auf trockenes Rauchgas mit einem Sauerstoffgehalt von 10 % und unter Normbedingungen bei 0 °C und 1.013 mbar angegeben.

Die Raumheizungs-Jahres-Emissionen E_s von Staub, gasförmigen organischen Verbindungen, Kohlenmonoxid und Stickstoffoxiden werden wie folgt berechnet:

$$E_s = 0,85 \times E_{s,p} + 0,15 \times E_{s,n} \quad (5.4)$$

$E_{s,p}$: jeweils bei 30 % oder 50 % der Nennwärmeleistung gemessene Emissionen von Staub, gasförmigen organischen Verbindungen, Kohlenmonoxid und Stickstoffoxiden und

$E_{s,n}$: bei Nennwärmeleistung gemessene Emissionen von Staub, gasförmigen organischen Verbindungen, Kohlenmonoxid und Stickstoffoxiden.

Alle Gleichungen können auch in der Ökodesign-Verordnung nachgeschlagen werden [8].

Tabelle 22: Besser-Bewertung der Kessel, wenn die Berechnung nach Ökodesign-Verordnung im Vergleich zur Nennlastmessung erfolgt

Parameter	Besserbewertung nach Ökodesign in % aller Fälle, bei Pelletkesseln	Besserbewertung nach Ökodesign in % aller Fälle, bei Holzhackschnitzelkesseln
CO-Emissionen	6	19
Org.-C-Emissionen	6	11
NO _x -Emissionen	99	92
Staubemissionen	56	67

Beispielhaft sind die Ergebnisse der Bewertung der Staubemissionen in Abbildung 40 dargestellt. Während bei einer Beurteilung der Staubemissionen unter Nennlastbedingungen 67 Kessel unter 15 mg/m³ freisetzen, sind es bei einer Bewertung nach Ökodesign bereits 81 Kessel.

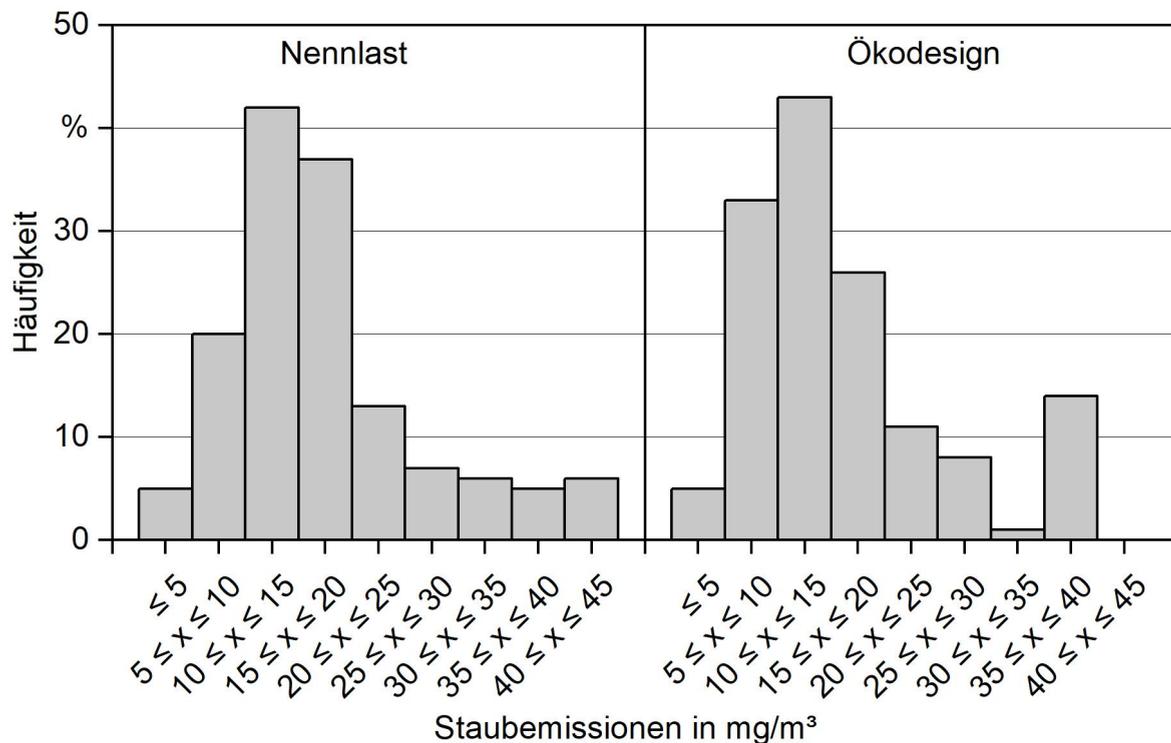


Abbildung 40: Staubemissionen bei Nennlast und nach Ökodesign als Beispiel für die Besser-Bewertung (Daten von BEST, Auswertungen vom TFZ)

Diese Bewertung zeigt, dass sich die Verhältnisse nach der Ökodesignbewertung im Vergleich zur Realität offenbar umkehren, was bei der Lastzyklus-Methode jedoch nicht zu erwarten ist. Die Daten der zehn Feuerungen, die für den Anlagenvergleich nach der Lastzyklus-Methode untersucht werden, werden ebenfalls in Bezug auf Ergebnisse der Typenprüfung sowie die Bewertung nach Ökodesign-Verordnung verglichen, um Informationen für ein mögliches Gütesiegel für automatisch beschickte Kessel zu erhalten.

Die Daten, die aus den Verbrennungsversuchen stammen (Unterkapitel 5.2), wurden mit den Daten, die im Rahmen der Typenprüfungen der einzelnen Feuerungen ermittelt wurden, verglichen, wobei hier nicht die Typenprüfergebnisse der einzelnen Kessel bei Nennlast und Teillast ausgewiesen werden, sondern es wird nur der direkt nach der Ökodesign-Verordnung berechnete Wert aufgezeigt, um die Anonymität der Kesselhersteller zu wahren. Die Werte der „Nominal annual emission factors“ und die Werte der einzelnen Prüfberichte wurden in mg/MJ umgerechnet, sofern sie nicht bereits entsprechend ausgewiesen waren. Die Wirkungs- und Nutzungsgrade (hier zusammenfassend als „Effizienz“ bezeichnet) wurden auf den Brennwert bezogen. Für die beiden Holzhackschnitzelkessel wurden jeweils die Ergebnisse aus den Versuchen mit dem Fichten-Energierundholz (Fi-Erh) herangezogen, da auch während einer Typenprüfung meist hochwertige und somit aschearme Brennstoffe verwendet werden.

CO-Emissionen. Bei allen Pelletkesseln (01 bis 08) fallen die CO-Emissionen bei der Verrechnung der offiziellen Typenprüfwerte nach der Ökodesign-Verordnung (ÖDTP) am niedrigsten aus (Abbildung 41). Erfolgt diese Verrechnung mit den Werten aus dem Projekt (ÖDPD), so wurden meist deutlich höhere CO-Emissionen ermittelt, außer bei den Kesseln 05 und 07. Bei beiden Holzhackschnittzelkesseln liegen die CO-Emissionen niedriger, wenn die Daten aus diesem Projekt herangezogen werden. Auffällig ist ebenfalls, dass die CO-Emissionen der Lastzyklus-Messung meist deutlich höher ausfallen als die nach Ökodesign verrechneten Werte aus Nennlast und Teillast.

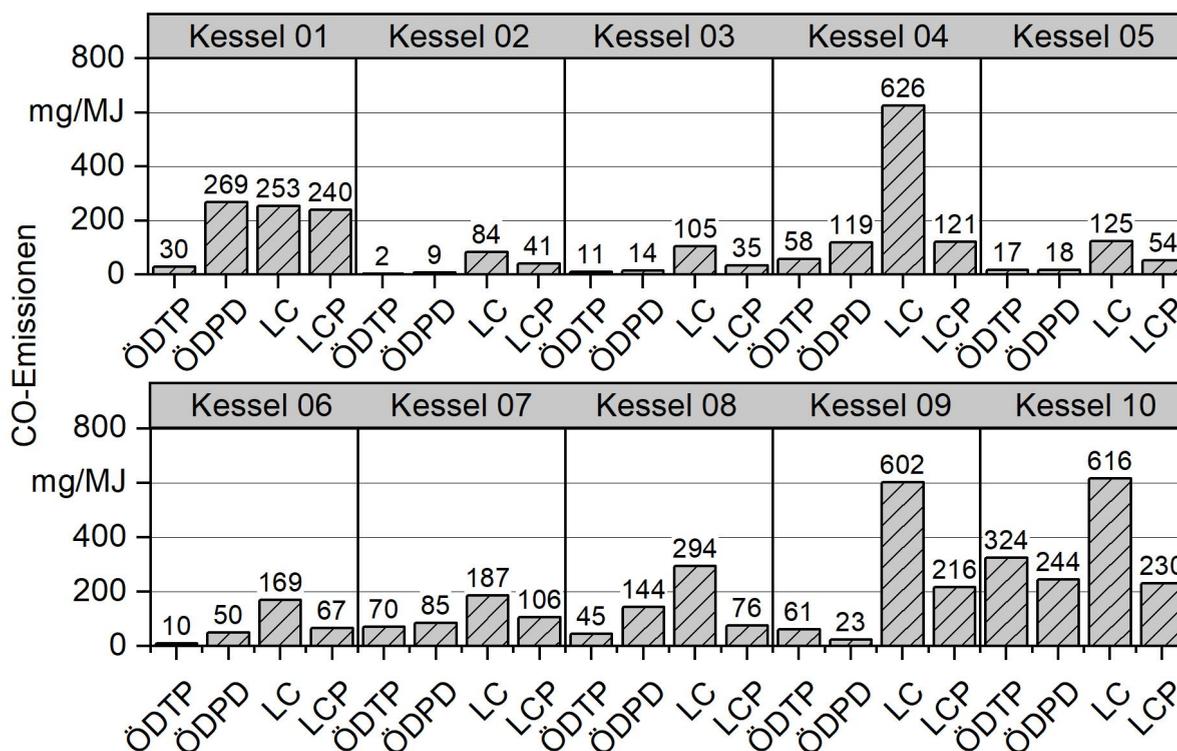


Abbildung 41: Vergleich der CO-Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der s-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP)

Für die Bewertung der Reihenfolge der Kessel untereinander nach den verschiedenen Berechnungs- und Messmethoden wurde eine sogenannte Heatmap erstellt (Tabelle 23). Hierbei zeigt die Farbe Grün den jeweils besten und die Farbe Rot den schlechtesten Wert an. Alle Farben dazwischen veranschaulichen die Abstufungen der Kessel. Während beispielsweise Kessel 06 nach der Verrechnung der offiziellen Typenprüfwerte den 2. Platz mit lediglich 10 mg/MJ belegt, fällt dieser Kessel bei einer Bewertung nach der Lastzyklus-Methode auf den 4. Platz mit 169 mg/MJ zurück. Im Gegensatz dazu verbessert sich Kessel 07 vom 9. Platz mit 70 mg/MJ auf den 5. Platz mit 187 mg/MJ während der Lastzyklus-Methode. Die Reihenfolge der Verbrennungsqualität der Biomassekessel ändert sich somit, wenn verschiedene Bewertungsmethoden zugrunde gelegt werden.

Tabelle 23: Heatmap der CO-Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ

Kessel	Ökodesign mit Typenprüfwerten	Nennlast	Teillast	Ökodesign berechnet	Lastzyklus ohne Puffer	Lastzyklus mit Puffer
Kessel 01	30	32	311	269	253	240
Kessel 02	2,3	6	9	9	84	41
Kessel 03	11	4	16	14	105	35
Kessel 04	58	74	127	119	626	121
Kessel 05	17	4	20	18	125	54
Kessel 06	10	19	56	50	169	67
Kessel 07	70	53	91	85	187	106
Kessel 08	45	5	169	144	294	76
Kessel 09	61	67	16	23	602	216
Kessel 10	324	29	282	244	616	230

Org.-C-Emissionen. Die Org.-C-Emissionen fielen während der offiziellen Typenprüfung sehr niedrig aus und lagen nach der Umrechnung gemäß der Ökodesign-Verordnung für nahezu alle Pelletkessel bei unter 1 mg/MJ (Abbildung 42). Somit ist anhand dieses Parameters keine Unterscheidung der Kessel möglich. Die Unterschiede treten vor allem dann auf, wenn die Ergebnisse der Lastzyklus-Methode verglichen werden mit Werten zwischen 1 und 39 mg/MJ für Pelletkessel bzw. zwischen 15 und 235 mg/MJ für die beiden Holzhackschnittelkessel.

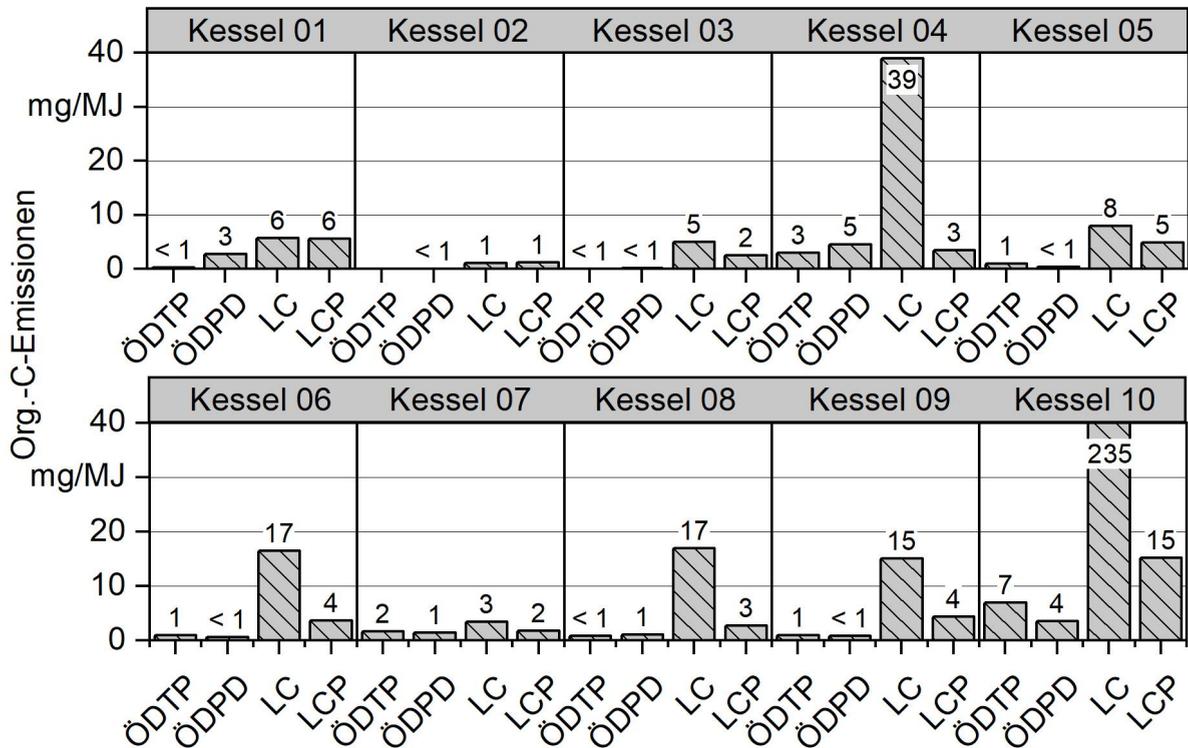


Abbildung 42: Vergleich der Org.-C-Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP)

Analog zu den CO-Emissionen wurde mit den Org.-C-Emissionen eine Heatmap erstellt, um die Kessel schneller beurteilen zu können (Tabelle 24). Dabei belegt Kessel 01 bei der Verrechnung der Typenprüfwerte den 1. Platz mit 0,3 mg/MJ, fällt jedoch auf den 7. Platz zurück, wenn die im Projekt ermittelten Daten aus der Nenn- und Teillastmessung verwendet werden. Erfolgt die Bewertung jedoch nach der Lastzyklus-Methode, so rangiert Kessel 01 auf Platz 4 mit 5,7 mg/MJ, fällt jedoch bei der Bewertung mit der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung wieder auf Platz 9 zurück, obwohl fast das gleiche Ergebnis erzielt wurde wie bei der Methode ohne Pufferanbindung.

Tabelle 24: Heatmap der Org.-C-Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ

Kessel	Ökodesign mit Typenprüfwerten	Nennlast	Teillast	Ökodesign berechnet	Lastzyklus ohne Puffer	Lastzyklus mit Puffer
Kessel 01	0,3	0,6	3,2	2,8	5,7	5,6
Kessel 02	k. A.	0,0	0,0	0,0	1,1	1,2
Kessel 03	0,0	0,1	0,2	0,2	5,0	2,5
Kessel 04	3,0	1,7	5,0	4,5	39,0	3,5
Kessel 05	1,0	0,0	0,5	0,4	7,9	4,8
Kessel 06	1,0	0,1	0,7	0,6	16,5	3,7
Kessel 07	1,7	0,6	1,6	1,4	3,4	1,8
Kessel 08	0,8	0,0	1,2	1,1	17,0	2,7
Kessel 09	1,0	0,5	0,9	0,8	15,1	4,4
Kessel 10	7,0	0,4	4,1	3,5	234,9	15,2

NO_x-Emissionen. Die NO_x-Emissionen fallen in der Regel bei der Verrechnung der Typenprüfwerte nach der Ökodesign-Verordnung am niedrigsten aus, da im Rahmen von Typenprüfungen vorzugsweise stickstoffarme und somit auch rindenfreie Holzpellets eingesetzt werden. Auffällig sind hier die beiden NO_x-Werte bei den Kesseln 03 und 09 mit Werten von 35 bzw. 40 mg/MJ. Sie liegen somit nur halb so hoch wie die Ergebnisse, die mit den Brennstoffen aus dem vorliegenden Projekt bestimmt wurden (Abbildung 43). Da der Teillastbetrieb mit einer 85 %igen Gewichtung in das Ergebnis eingeht, fallen die Werte für die Bewertung nach Ökodesign-Verordnung mit Werten zwischen 68 und 100 mg/MJ meist niedriger aus als die NO_x-Emissionen der Lastzyklus-Methode ohne oder mit Pufferspeicheranbindung.

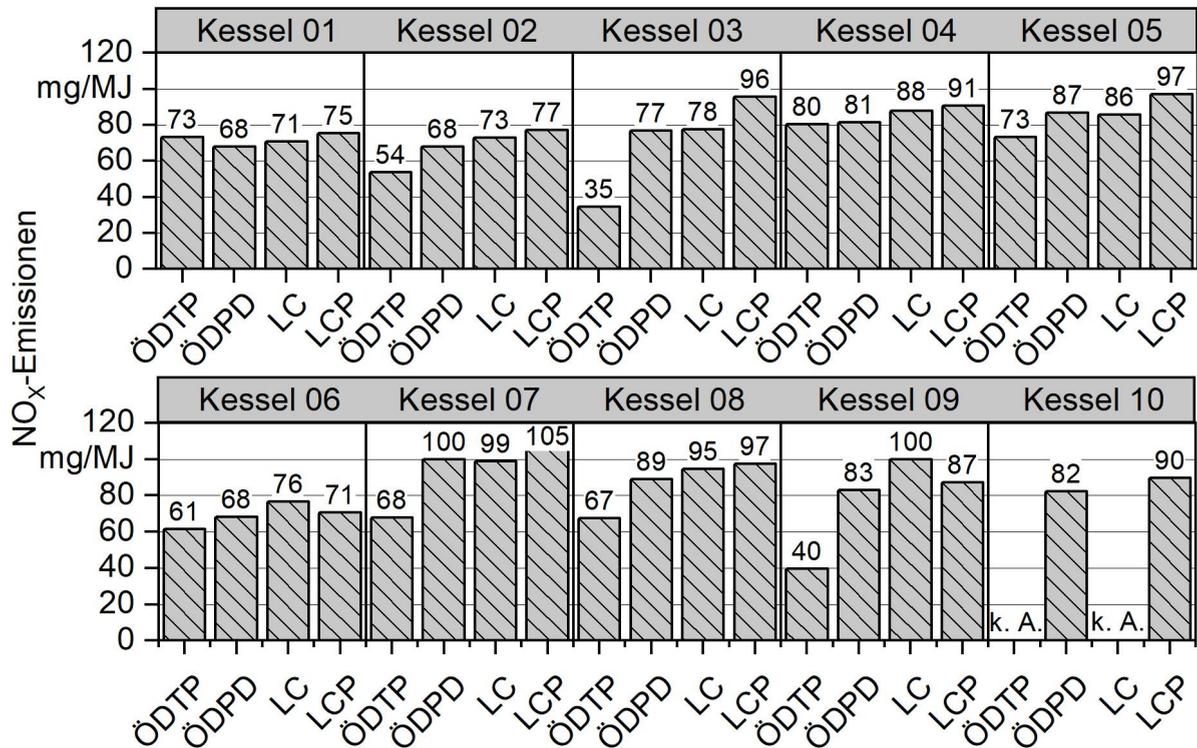


Abbildung 43: Vergleich der NO_x-Emissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP)

Die Heatmap für die NO_x-Emissionen ist in der nachfolgenden Tabelle zu sehen. Werden nur die Ergebnisse der offiziellen Typenprüfung herangezogen (Spalte 1), so würden die Kessel 03 und 09 am besten abschneiden und Kessel 04 würde die höchsten NO_x-Emissionen von 80 mg/MJ freisetzen (Tabelle 25). Vergleicht man aber die Werte aus der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung miteinander, so rutscht Kessel 03 vom ersten auf den siebenten Platz ab.

Tabelle 25: Heatmap der NO_x-Emissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ

Kessel	Ökodesign mit Typenprüfwerten	Nennlast	Teillast	Ökodesign berechnet	Lastzyklus ohne Puffer	Lastzyklus mit Puffer
Kessel 01	73,1	85	65	68	71	75
Kessel 02	53,7	74	67	68	73	77
Kessel 03	34,5	92	74	77	78	96
Kessel 04	80,2	94	79	81	88	91
Kessel 05	73,2	103	84	87	86	97
Kessel 06	61,3	74	67	68	77	71
Kessel 07	67,6	109	98	100	99	106
Kessel 08	67,3	106	87	89	95	98
Kessel 09	39,7	88,5	81,8	83	100	87
Kessel 10	k. A.	92,4	80,5	82	k. A.	89,6

Staubemissionen. Bei den Staubemissionen wurden die niedrigsten Werte bei der Verrechnung der Werte aus der offiziellen Typenprüfung erzielt (Abbildung 44). Lediglich bei Kessel 05 waren die Staubemissionen mit den im Projekt gewonnenen Messdaten geringer. Meist waren die Staubemissionen um bis zum Zehnfachen (Kessel 01) höher, wenn die Messergebnisse mit dem einheitlichen Versuchsbrennstoff des Projekts erzielt wurden, im Vergleich zur offiziellen Typenprüfung. Für die Kessel 02 und 03 kam es auf sehr niedrigem Emissionsniveau nur zu einem geringfügigen Anstieg der Staubemissionen, wenn die Lastzyklus-Methode ohne und mit Pufferspeicher bewertet wurde.

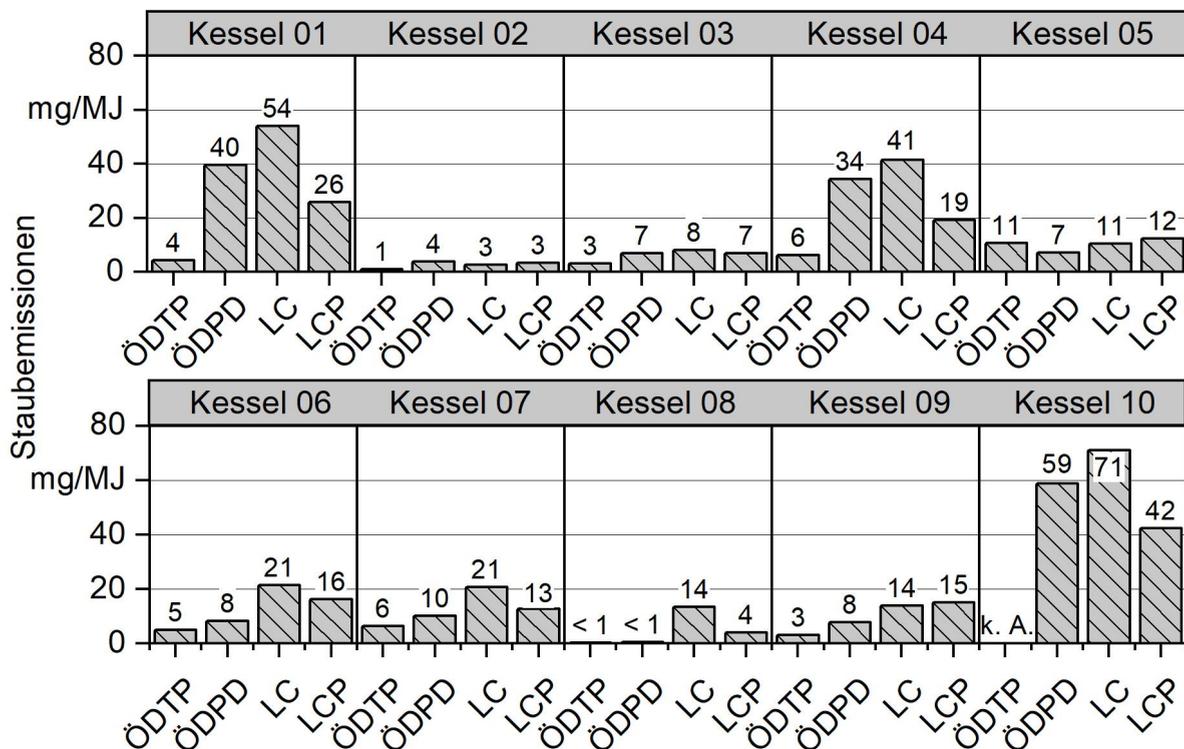


Abbildung 44: Vergleich der Staubemissionen nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP)

Für die Staubemissionen wurde ebenfalls eine Heatmap erstellt, in der die Reihenfolge der Kessel zu sehen ist (Tabelle 26). Am deutlichsten ist eine Veränderung der Platzierung für Kessel 05 zu erkennen. Dieser belegt mit ca. 11 mg/MJ den 9. Platz, wenn die Typenprüfwerte nach Ökodesign-Verordnung verrechnet werden. Werden die Werte der nachgestellten Typenprüfung herangezogen, so schneidet der Kessel mit Platz 4 ab. Eine nochmalige Verbesserung zeigt der Kessel 05, wenn die Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicheranbindung durchgeführt wird. Die höchsten Staubemissionen lieferte stets Kessel 10 (alter Holzhackschnitzelkessel), gefolgt von Kessel 01, einem Pelletkessel mit Brennwerttechnik.

Tabelle 26: Heatmap der Staubemissionen bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in mg/MJ

Kessel	Ökodesign mit Typenprüfwerten	Nennlast	Teillast	Ökodesign berechnet	Lastzyklus ohne Puffer	Lastzyklus mit Puffer
Kessel 01	4,3	7	45	39,6	54	26
Kessel 02	1,1	5	4	3,9	3	3
Kessel 03	3,2	7	7	6,9	8	7
Kessel 04	6,2	20	37	34,5	41	19
Kessel 05	10,7	14	6	7,1	11	12
Kessel 06	4,9	8	8	8,2	21	16
Kessel 07	6,3	10	10	10,1	21	13
Kessel 08	0,3	1	0,3	0,5	14	4
Kessel 09	3,0	8	8	7,7	14	15
Kessel 10	k. A.	36,3	62,9	58,9	71	42,3

Effizienz (brennwertbezogen). Bei der Effizienz erzielen die drei Brennwertkessel die höchsten Effizienzen. Da die Effizienz auf den Brennwert bezogen ist, liegen die ausgewiesenen Nutzungsgrade durchweg unter 100 % (Abbildung 45). Es ist hierbei anzumerken, dass einige Nutzungsgrade aus den offiziellen Typenprüfwerten aufgrund fehlender Informationen nicht umgerechnet werden konnten bzw. diese Ergebnisse nicht in den Prüfberichten enthalten waren, daher konnte keine Angabe erfolgen (k. A.). Alle anderen Effizienzen sind brennwertbezogen aufgeführt. Für die Kessel 02, 03 und 05 sind kaum Unterschiede zwischen den Nutzungsgraden, basierend auf den Typenprüfergebnissen und der Lastzyklus-Methode, ersichtlich. Lediglich bei Kessel 08 sinkt der Nutzungsgrad deutlich von 81 % auf nur 73 %.

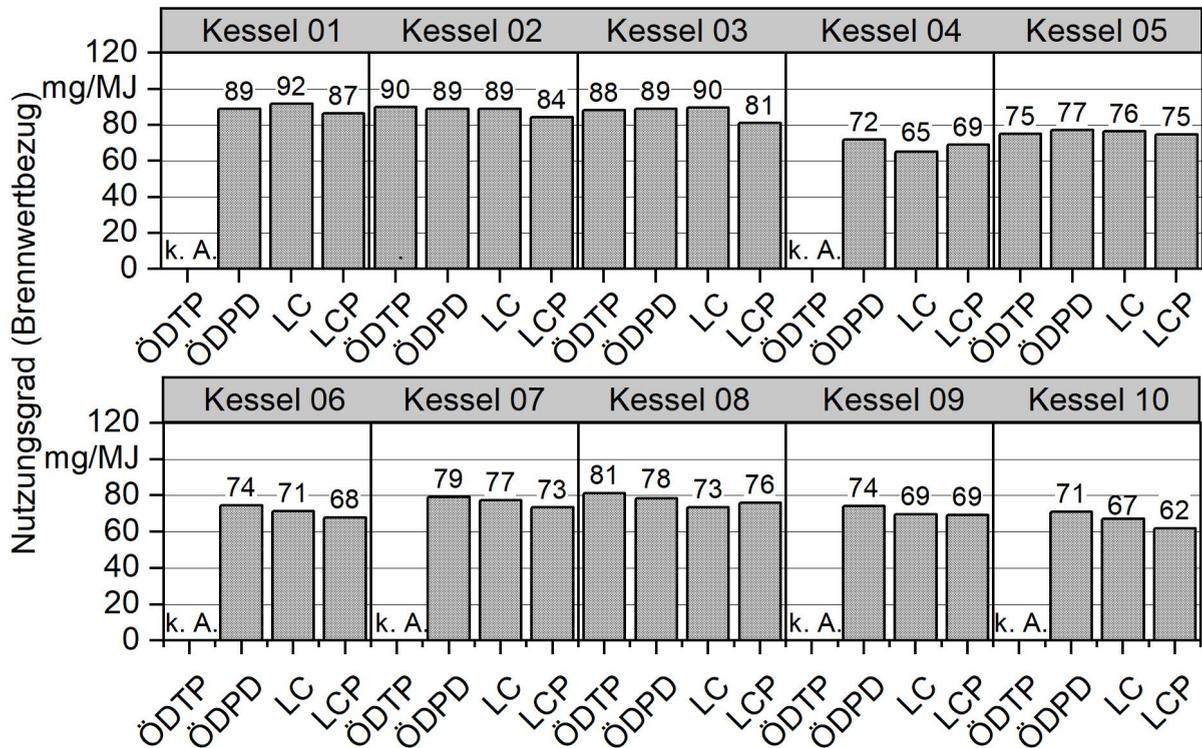


Abbildung 45: Vergleich der Nutzungsgrade nach Ökodesign-Verordnung mit den Typenprüfwerten (ÖDTP), mit den Projektdaten (ÖDPD), mit der Lastzyklus-Methode ohne Pufferspeicher (LC) und der Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicher (LCP)

Die Auflistung der Nutzungsgrade in der Heatmap verdeutlicht, dass die Brennwertkessel stets die höchsten Nutzungsgrade erzielen (grün hinterlegte Werte, Tabelle 27).

Tabelle 27: Heatmap der brennwertbezogenen Nutzungsgrade bei nachgestellten Nennlast- und Teillastbedingungen nach EN 303-5 und daraus berechnete Ökodesign-Werte, Ökodesign-Werte unter Verwendung der offiziellen Typenprüfwerte, der Lastzyklus-Methode und der Lastzyklus-Methode mit Pufferanbindung, Werte in %, k. A. = keine Angaben dazu im Typenprüfbericht

Kessel	Ökodesign mit Typenprüfwerten	Nennlast	Teillast	Ökodesign berechnet	Lastzyklus ohne Puffer	Lastzyklus mit Puffer
Kessel 01	k. A.	93,5	93,3	88,8	91,6	86,5
Kessel 02	90,0	93,8	92,7	88,9	88,9	84,4
Kessel 03	88,3	95,3	93,9	89,0	89,6	81,1
Kessel 04	k. A.	80,1	75,1	71,8	65,2	69,0
Kessel 05	75,0	83,3	81,9	77,1	76,3	74,7
Kessel 06	k. A.	81,3	79,1	74,3	71,2	67,6
Kessel 07	k. A.	82,3	83,3	79,0	77,3	73,4
Kessel 08	81,0	85,3	84,1	78,3	73,4	75,8
Kessel 09	k. A.	83,4	78,3	74,1	69,4	69,1
Kessel 10	k. A.	77,0	76,0	71,0	67,1	61,9

5.4 Zusammenfassung der Serienuntersuchung

Für die Erstellung der Serienuntersuchung wurden acht Pelletkessel und zwei Holzhackschnitzelkessel unter Typenprüfbedingungen sowie mit der neu entwickelten Lastzyklus-Methode ohne und mit Pufferspeicheranbindung getestet. Bei den Pelletkesseln kam fast in allen Kesseln ein einheitlicher Brennstoff zum Einsatz, während bei den beiden Holzhackschnitzelkesseln vier verschiedene Holzhackschnitzelqualitäten eingesetzt wurden.

Es zeigte sich, dass die Emissionen (CO, Org.-C und Staub) unter stationären Bedingungen, wie sie in der Typenprüfung gefordert sind, am niedrigsten ausfallen. Überdies war auffällig, dass die Emissionen bei zwei der drei Brennwertkessel am niedrigsten waren. Wurde die Lastzyklus-Methode angewendet, stiegen die Emissionen zum Teil deutlich an, da nun auch ungünstige Betriebszustände wie Kesselstart, verschiedene Lastwechsel, aber auch Kesselneustarts, die vor allem in der 13%-Lastphase auftreten, stattfanden. Wurden die Kessel an einen Pufferspeicher angeschlossen, so verringerten sich die Emissionen wieder deutlich, erreichten jedoch nicht das Niveau einer Messung bei konstanter Nennlast nach Typenprüfungsvorgabe. Der Grund der Emissionsreduzierung mit Pufferspeicher ist in der verringerten Anzahl an Kesselneustarts während einer Lastzyklus-Prüfung zu finden.

Die Effizienz war in allen Messungen während der konstanten Nennlast am höchsten und sank leicht während des Teillastbetriebs. Eine weitere Verringerung der Effizienz wurde während der Lastzyklus-Methode ermittelt. Wie erwartet sank die Effizienz, wenn der Kessel an einen Pufferspeicher angeschlossen wurde. Dies ist mit den zusätzlichen Wärmeverlusten des Pufferspeichers und der Leitungsverluste zu begründen. Die Pufferverluste könnten durch Wahl eines Pufferspeichers der Klasse A verringert werden (hier kam die Effizienzklasse B zum Einsatz). Am stärksten sank die mit Pufferspeicher gemessene Effizienz bei den Brennwertkesseln, da die Kondensation des Abgases vermindert wird, im Vergleich zum Betrieb ohne Pufferspeicheranbindung während der Lastzyklus-Methode.

Ein Vergleich der Ökodesign-Werte basierend auf den offiziellen Typenprüfungen und den nachgestellten Typenprüfungen im Rahmen des Projekts zeigt wieder einmal, dass die niedrigen Emissionswerte einer offiziellen Typenprüfung oft nicht reproduziert werden können und die nachgestellte Typenprüfung meist höhere Werte liefert. Es zeigte sich in den meisten Fällen, dass die Emissionen unter Anwendung der Lastzyklus-Methode nochmals höher ausfallen als die bereits höheren Emissionen der nachgestellten Typenprüfung.

Ein Vergleich der brennwertbezogenen Effizienz mit den Ergebnissen aus der Typenprüfung nach Ökodesign war nicht immer möglich, da relevante Kenngrößen nicht im Typenprüfbericht der verwendeten Kessel enthalten waren. Generell zeigt sich, dass die Effizienz während des realen Betriebs im Lastzyklus niedriger ausfällt als bei der Verrechnung der Nennlast- und Teillastergebnisse nach Ökodesign. Ausnahmen ergeben sich aber bei den Brennwertkesseln.

6 Zusammenfassung

Für die Beschreibung eines realen Betriebs von Biomassekesseln soll eine neuartige Methode erarbeitet, erprobt, validiert und angewendet werden. Diese neue Methode soll nicht, wie bisher, den stationären Betrieb bei 100 % bzw. 30 % Leistung erfassen, sondern auch den Kesselstart aus dem kalten Zustand, die Laständerungen, verschiedene Lastzustände, aber auch ggf. den taktenden Betrieb bei niedriger Leistungsanforderung berücksichtigen.

In einem ersten Schritt wurde der Ablauf der Lastzyklus-Methode mit verschiedenen Wärmeanforderungsstufen über einen festgelegten Zeitraum definiert und alle notwendigen Parameter und Randbedingungen auch an die Messtechnik festgelegt. Hierzu wurde eine Vielzahl experimenteller Untersuchungen vorgenommen, um beispielsweise eine möglichst korrekte Brennstofffassung oder eine zuverlässige Bestimmung von Gesamtstaubemissionen zu gewährleisten. Ebenso wurde die Anwendbarkeit für Brennwertfeuerungen getestet sowie eine Pufferspeichereinbindung erprobt. Für die Vergleichbarkeit der Messergebnisse wurden strengere und erweiterte Kriterien an den Pelletbrennstoff sowie an die Holzhackschnitzel erstellt. Alle Erkenntnisse wurden in einem englischsprachigen Prüfstandhandbuch festgeschrieben, um auch international Anwendung finden zu können.

Für die Beurteilung und Übertragbarkeit der Lastzyklus-Methode war es erforderlich, dass die Ergebnisse wiederholbar und reproduzierbar sind. Daher wurde ein Ringversuch mit insgesamt sechs erfahrenen Prüfstellen mit einem Brennwertkessel und einem konventionellen Kessel durchgeführt. Um Brennstoffeinflüsse auszuschließen, wurde ein homogener Pelletbrennstoff allen Prüfstellen zur Verfügung gestellt. Alle Ringversuchspartner wurden vor Beginn der Messungen im Rahmen eines Workshops hinsichtlich der teilweise neuen Messaufgaben und Anforderungen an die Prüfstellenausstattung geschult. Es zeigte sich, dass die Befolgung der Messmethode akribisch erfolgen muss und die Anforderungen an die Messinfrastruktur unbedingt einzuhalten sind, um vergleichbare Ergebnisse zu erzielen. Die Validierung der Methode hat aber gezeigt, dass deren Anwendung zur Bestimmung realitätsnaher Emissionen und des Nutzungsgrads für Pellet-Zentralheizungskessel empfohlen werden kann. Die vorliegenden Daten lassen bereits erkennen, dass die Lastzyklus-Methode eine bessere Differenzierung zwischen den Feuerungsanlagen ermöglicht. Die Lastzyklus-Methode wurde vollständig in englischer Sprache dokumentiert und publiziert, sodass auch auf internationaler Ebene für Wissenschaft, Industrie und Behörden eine kostenlose Dokumentation dauerhaft zur Verfügung steht.

Abschließend wurde die neu entwickelte Lastzyklus-Methode an acht Pelletkesseln, zwei Holzhackschnitzelkesseln und einem Ölkessel angewendet. Für eine bessere Beurteilung der Messergebnisse wurde an allen Kesseln die Typenprüfung bei Nennlast und Teillast nachgestellt. Ebenso wurde die Lastzyklus-Methode ohne und mit Pufferspeicheranbindung durchgeführt und ausgewertet.

Es zeigte sich, dass die Emissionen (CO, Org.-C und Staub) unter den stationären Bedingungen, wie sie in einer Typenprüfung gefordert sind, am niedrigsten ausfallen. Zudem war auffällig, dass die Emissionen bei zwei der drei Brennwertkessel am niedrigsten wa-

ren, im Vergleich zu Heizwertkesseln. Wurde die Lastzyklus-Methode angewendet, stiegen die Emissionen zum Teil deutlich an, da nun auch ungünstige Betriebszustände wie Kesselstart, verschiedene Lastwechsel, aber auch Kesselneustarts, die vor allem in der 13-%-Lastphase auftreten, stattfanden. Wurden die Kessel an einen Pufferspeicher angeschlossen, so verringerten sich die Emissionen wieder deutlich, erreichten jedoch nicht das Niveau einer Messung bei konstanter Nennlast nach Typenprüfungsvorgabe. Der Grund der Emissionsreduzierung mit Pufferspeicher ist in der verringerten Anzahl an Kesselneustarts während einer Lastzyklus-Prüfung zu finden. Bei der Effizienz zeigte sich, dass diese im realen Betrieb niedriger ausfällt als unter stationären Bedingungen. Wie erwartet verringerte sich die Effizienz bei einer Pufferspeicheranbindung des Kessels, was auf Wärmeverluste des Pufferspeichers und der Zufuhrleitungen zurückzuführen ist. Vor allem beim Betrieb der drei Brennwertkessel sank die Effizienz mit einer Pufferspeicheranbindung nochmals deutlich, da die Kondensation nicht mehr optimal erfolgen konnte.

Beim Vergleich der Kessel anhand der verschiedenen Prüfmethode verändert sich deren Rangfolge. Somit kann ein Kessel, der in der Typenprüfung die niedrigsten Emissionen erzielt, während der Lastzyklus-Methode höhere Emissionen freisetzen als andere Kessel. Ohne eine solche realitätsnahe Kesselprüfung wie nach der Lastzyklus-Methode besteht die Gefahr, dass vielfach Kessel positiv hervorgehoben oder ausgezeichnet werden, die eine solche Auszeichnung wegen ihrer im Anlagenvergleich höheren Emissionen im Realbetrieb eigentlich nicht verdienen.

Die Lastzyklus-Methode konnte auch erfolgreich bei einem Ölkessel angewendet werden. Für diesen Ölkessel zeigte sich auch eine deutlich geringere Effizienz im realen Betrieb als unter stationären Versuchsbedingungen.

Für die Zukunft steht mit der hier erarbeiteten Lastzyklus-Prüfung eine validierte und gut dokumentierte Prüfmethode zur Verfügung, durch die eine zuverlässige Bewertung von Kesseln im realen Betrieb ermöglicht wird. Eine solche realitätsnahe Anlagenbeurteilung kann für viele Anwendungen interessant sein, hierzu zählt unter anderem die Vergabe eines Gütesiegels für automatisch beschickte Holzzentralheizungen. Die Methode ermöglicht aber auch einen Einstieg in eine direkte versuchstechnische Bestimmung des Anlagennutzungsgrads bzw. der Emissionsfaktoren für Zentralheizungskessel, wie sie beispielsweise für die Erfüllung luftreinhaltungsbezogener Meldepflichten erforderlich sind. Nicht zuletzt ist die Methode auch für Entwickler und Werksprüfstände aufschlussreich, die Optimierungsmaßnahmen an ihrer Kesselsteuerung einer praxisähnlichen Überprüfung unterziehen möchten.

7 Quellenverzeichnis

- [1] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA) (2018): Förderübersicht Biomasse (Basis-, Innovation- und Zusatzförderung), Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ew_biomasse_foerderuebersicht.pdf, 1 Seite (Stand: 02.01.2018)
- [2] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA) (2020): Merkblatt zu den technischen Mindestanforderungen – Heizen mit Erneuerbaren Energien. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_merkblatt_technische_anforderungen.pdf, 20 Seiten (Stand: 08.06.2020)
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi) (2022): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG-WG) vom 7. Dezember 2021, Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, B1, vom 25.01.2022, 19 Seiten
- [4] CARLON, E.; VERMA, V. K.; SCHWARZ, M.; GOLICZA, L.; PRADA, A.; BARATIERI, M.; HASLINGER, W.; SCHMIDL, C. (2015): Experimental validation of a thermodynamic boiler model under steady state and dynamic conditions. Applied Energy, Bd. 138, Nr. 1 (January), S. 505–516
- [5] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2018): DIN EN Entwurf 303-5: Heizkessel – Teil 5: Heizkessel für feste Brennstoffe, manuell und automatisch beschickte Feuerungen, Nennwärmeleistung bis 500 kW – Begriffe, Anforderungen, Prüfungen und Kennzeichnung; deutsche und englische Fassung prEN 303-5:2018; Mai 2018. Berlin: Beuth, 195 Seiten
- [6] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2020): DIN EN ISO 17225-2 Entwurf: Biogene Festbrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 2: Klassifizierung von Holzpellets (ISO/DIS 17225-2:2020); deutsche und englische Fassung prEN ISO 17225-2:2020; April 2020. Berlin: Beuth, 31 Seiten
- [7] DEUTSCHES PELLETINSTITUT GMBH (DEPI); PROPELLETS AUSTRIA; PROPELLETS.CH; EUROPEAN PELLET COUNCIL (2015): ENplus Qualitätszertifizierung für Holzpellets. ENplus-Handbuch für Deutschland, Österreich und die Schweiz. Version 3.0, August 2015. Gesamtausgabe. Berlin: Deutsches Pelletinstitut GmbH (DEPI), 100 Seiten
- [8] EUROPÄISCHE KOMMISSION (2015): Verordnung (EU) 2015/1189 der Kommission zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Festbrennstoffkesseln. Brüssel: Europäische Kommission. Amtsblatt der Europäischen Union, Nr. L 193 vom 21.07.2015. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1189> (Stand: 21.07.2015), 14 Seiten
- [9] FELDMEIER, S.; SCHWARZ, M.; ROßMANN, P.; HARTMANN, H.; SCHÖN, C. (2023): Load cycle test method for the assessment of real-life performance of automatically stoked biomass boilers – Manual for test stands. Veröffentlichung auf der TFZ-Website in 2023

- [10] HECKMANN, M.; FRIEDL, G.; SCHWARZ, M.; ROSSMANN, P.; HARTMANN, H.; BAUMGARTNER, H.; LASSELSBERGER, L.; THEMESSI, A. (2010): Bestimmung von Jahresnutzungsgrad und Emissionsfaktoren von Biomasse-Kleinfeuerungen am Prüfstand – Projekt-Endbericht. Projektnummer ISEB / 815 650 / nK-I-1-42, Projektlaufzeit 1. März 2008 bis 30. Juni 2010, Wieselburg. Bioenergy 2020+ GmbH; AEE Kärnten Villach; FJ-BLT Wieselburg; Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ). Bioenergy2020+-Bericht, Nr. 420 TR nK-I-1-42 02, 162 Seiten
- [11] KUPTZ, D.; HOFMANN, N.; MENDEL, T.; LESCHE, S.; RIEBLER, M.; SCHULMEYER, F.; SCHÖN, C.; BURGER, F.; BORCHERT, H.; HARTMANN, H. (2020): Effiziente Lagerungs- und Aufbereitungsverfahren für Holzhackschnitzel. Berichte aus dem TFZ, Nr. 70. Straubing: Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), 328 Seiten, ISSN 1614-1008
- [12] MACK, R.; SCHÖN, C.; HARTMANN, H.; BRUNNER, T.; OBERNBERGER, I. (2022): Erweiterte Holzpelletcharakterisierung – Einfluss bekannter und neuer Brennstoffparameter auf die Emissionen aus Pelletöfen und -kesseln. Berichte aus dem TFZ, Nr. 74. Straubing: Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), 420 Seiten, ISSN 1614-1008
- [13] SCHÖN, C.; HARTMANN, H. (2018): Status on PM emission measurement methods and new developments – Technical Report. IEA Bioenergy, Task 32, July 2018, 50 pages, Copenhagen, Denmark: IEA Bioenergy Task 32. URL: https://task32.iea.bioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2018/09/IEA-Paper_PM_determination.pdf (Stand: 24.11.2022)
- [14] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (2008): VDI 4655 – Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Mai 2008. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 40 Seiten
- [15] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (2019): VDI 4655-Blatt 1 Entwurf – Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen, September 2019. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 36 Seiten
- [16] VERMA, V.; SCHWARZ, M.; CARON, EL; KERSCHBAUM, M.; ROßMANN, P.; KARAMPINIS, M.; CHIESA, M.; TRIGO, A.; BÜCHNER, D. (2014): BIOMAXEFF: Cost efficient biomass boiler systems with maximum annual efficiency and lowest emissions. Grant-ID: 268217, Project Summary Report (Final publishable). Brüssel: European Commission, 41 Seiten
- [17] ZECH, D.; ULLRICH, S.; WÜLBECK, H.-F.; STUIBLE, A.; WAPLER, J.; AMENDT, L.; MIARA, M.; OLTERSDORF, T.; WERNER, F.; OROZALIEV, J.; VAJEN, K.; SCHRÖDER, G.; HARTMANN, H.; REISINGER, K. (2020): Evaluation und Perspektiven des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2019 bis 2020. Bericht Endfassung. Berlin, Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Fichtner GmbH & Co. KG. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/evaluation-marktanreizprogramms-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (Stand: 24.11.2022)

- [18] ZECH, D.; ULLRICH, S.; WÜLBECK, H.-F.; STUIBLE, A.; WAPLER, J.; AMENDT, L.; MIARA, M.; OLTERS DORF, T.; WERNER, F.; OROZALIEV, J.; VALENBREDER, P.; MEYER, R.; MIARA, M.; VAJEN, K.; WERNER, F.; OROZALIEV, J.; SCHUHMAN, E.; ERLER, R.; HEINRICH, P.; SCHRÖDER, G.; HARTMANN, H.; REISINGER, K. (2018): Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018, Oktober 2018. Berlin, Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Fichtner GmbH & Co. KG. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand: 24.11.2022)

8 Anhang: Weitere Messwerte

Tabelle 28: Emissions- und Effizienzwerte der acht untersuchten Pelletkessel – Teil 1, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt

Kessel	Pellet	Versuch	CO	NO _x	Org.-C	Staub	Effizienz (HW)	Effizienz (BW)
			in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in %	in %
01	A	NL	32,3	84,9	< 1	6,7	101,7	93,5
01	A	TL	310,7	65,5	3,2	45,4	101,5	93,3
01	A	LC	252,8	70,9	5,7	53,9	99,7	91,6
01	A	LCP	240,0	75,3	5,6	25,8	94,2	86,5
02	A	NL	6,1	74,2	< 1	4,9	102,1	93,8
02	A	TL	9,4	66,9	< 1	3,8	100,9	92,7
02	A	LC	83,6	73,0	1,1	2,8	96,7	88,9
02	A	LCP	40,9	77,0	1,2	3,3	91,8	84,4
03	A	NL	4,1	91,9	< 1	7,3	103,7	95,3
03	A	TL	15,5	74,0	< 1	6,8	101,6	93,3
03	A	LC	105,1	77,5	5,0	8,1	97,4	89,6
03	A	LCP	34,7	95,7	2,5	6,9	88,3	81,1
04	A	NL	73,8	94,0	1,7	19,7	86,9	80,1
04	A	TL	127,4	78,9	5,0	37,1	81,4	75,1
04	A	LC	625,9	87,7	39,0	41,4	70,6	65,2
04	A	LCP	121,2	90,8	3,4	19,3	74,7	69,0

Tabelle 29: Emissions- und Effizienzwerte der acht untersuchten Pelletkessel – Teil 2, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt

Kessel	Pellet	Versuch	CO	NO _x	Org.-C	Staub	Effizienz (HW)	Effizienz (BW)
			in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in %	in %
05	A	NL	4,4	103,1	< 1	13,8	90,6	83,3
05	A	TL	19,8	84,1	< 1	5,9	89,0	81,9
05	A	LC	124,8	85,7	7,9	10,5	83,0	76,3
05	A	LCP	53,7	96,9	4,8	12,5	81,3	74,7
06	B	NL	18,8	74,5	< 1	8,3	88,5	81,3

06	B	TL	55,8	67,3	< 1	8,1	86,1	79,1
06	B	LC	168,9	76,4	16,5	21,5	78,4	71,2
06	B	LCP	66,6	70,7	3,6	16,3	74,4	67,6
07	A	NL	53,4	108,6	< 1	10,4	89,6	82,3
07	A	TL	91,2	98,4	1,6	10,0	90,7	83,3
07	A	LC	187,3	98,9	3,4	20,8	84,2	77,3
07	A	LCP	105,6	105,5	1,8	12,8	80,0	73,4
08	A	NL	4,9	105,5	< 1	1,3	92,9	85,3
08	A	TL	168,6	86,7	1,2	< 1	91,5	84,1
08	A	LC	294,2	94,7	17,0	13,5	80,0	73,4
08	A	LCP	76,0	97,5	2,7	3,9	82,6	75,8

Tabelle 30: Emissions- und Effizienzwerte von Kessel 09, einem Holzhackschnitzelkessel, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt

Kessel	Brennstoff	Versuch	CO	NO _x	Org.-C	Staub	Effizienz (HW)	Effizienz (BW)
			in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in %	in %
09	Fi-Erh	NL	67,0	88,5	< 1	8,2	91,4	83,4
09	Fi-Erh	TL	15,8	81,8	< 1	7,6	85,8	78,3
09	Fi-Erh	LC	602,4	99,5	15,1	14,1	75,9	69,4
09	Fi-Erh	LCP	215,9	86,6	4,4	14,9	75,6	69,1
09	Fi-Wrh	NL	24,16	159,9	< 1	9,6	91,3	83,3
09	Fi-Wrh	TL	32,1	140,3	1,4	9,2	93,2	85,0
09	Fi-Wrh	LC	378,4	147,3	10,9	13,6	76,3	69,8
09	Fi-Wrh	LCP	205,7	149,1	5,0	15,4	75,4	69,0
09	Bu-Erh	NL	56,7	110,0	1,4	7,7	90,3	82,1
09	Bu-Erh	TL	27,8	94,1	1,8	6,0	82,1	74,6
09	Bu-Erh	LC	579,5	105,1	17,1	14,4	71,3	65,2
09	Bu-Erh	LCP	331,1	102,3	8,7	15,4	74,7	68,3
09	Bu-Wrh	NL	35,7	161,1	< 1	10,9	89,9	81,5
09	Bu-Wrh	TL	36,0	150,8	1,8	8,5	83,3	75,6
09	Bu-Wrh	LC	461,8	156,9	16,7	16,7	73,9	67,3
09	Bu-Wrh	LCP	211,1	154,7	6,4	16,7	74,3	67,7

Tabelle 31: Emissions- und Effizienzwerte von Kessel 10, einem Holzhackschnitzelkessel, NL = Nennlast, TL = Teillast, LC = Lastzyklus-Methode, LCP = Lastzyklus-Methode mit Pufferspeicheranbindung, HW = heizwertbezogen, BW = brennwertbezogen, n. b. = nicht bestimmt

Kessel	Brennstoff	Versuch	CO	NO _x	Org.-C	Staub	Effizienz (HW)	Effizienz (BW)
			in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in mg/MJ	in %	in %
10	Fi-Erh	NL	29,2	92,4	< 1	36,3	84,5	77,0
10	Fi-Erh	TL	281,9	80,5	4,1	62,9	83,3	76,0
10	Fi-Erh	LC	616,2	n. b.	234,9	71,0	73,5	67,1
10	Fi-Erh	LCP	230,1	89,6	15,2	42,3	67,7	61,9
10	Fi-Wrh	NL	32,2	148,8	< 1	44,2	82,5	75,2
10	Fi-Wrh	TL	349,8	126,5	3,1	74,3	87,3	79,6
10	Fi-Wrh	LC	1150,3	121,7	660,4	98,4	70,5	64,4
10	Fi-Wrh	LCP	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.	n. b.
10	Bu-Erh	NL	115,9	112,7	1,4	43,9	81,1	74,2
10	Bu-Erh	TL	697,2	93,0	15,1	45,7	77,0	70,5
10	Bu-Erh	LC	824,4	99,6	67,5	41,0	75,6	68,8
10	Bu-Erh	LCP	542,0	107,5	47,9	33,8	70,0	63,7
10	Bu-Wrh	NL	49,3	161,8	< 1	43,9	80,4	73,2
10	Bu-Wrh	TL	402,7	133,0	4,7	53,5	86,0	78,3
10	Bu-Wrh	LC	1.033,9	153,7	89,6	n. b.	70,9	64,9
09	Bu-Wrh	LCP	311,5	163,8	24,1	56,9	67,9	62,2

9 Manual for test stands – Load cycle test method for the assessment of real-life performance of automatically stoked biomass boilers

SABINE FELDMIEER, MARKUS SCHWARZ, PAUL ROßMANN, HANS HARTMANN, CLAUDIA SCHÖN

9.1 Introduction and field of application

The objective of the CycleTest project was the development of a method to determine the efficiency and emissions of biomass boilers. In contrast to existing test methods, the Load Cycle Test is conducted under real-life operating conditions.

The Load Cycle Test simulates the operation of a boiler which is either directly connected to a building's heating circuit or connected via an accumulator storage tank. Therefore, the heat output of the boiler shall vary according to a standard load pattern. The duration of each dynamic boiler operating test is 8 hours with an additional 12-hour standby phase at the end of each test run, followed by a short timespan to reach a defined equilibrium temperature.

Due to dynamic measurements, the test stand setup is an enhanced version of the setup necessary for the type test method according to EN 303-5:2021 [23]. It requires additional measurement infrastructure, particularly in terms of the determination of flue gas velocity, a transient way of particulate matter (PM) sampling, and a heat transfer system which controls a defined and variable heat demand (i. e. is capable of water flow rate variation).

In order to cover particular implementation requirements of the manufacturer, the Cycle Test Method optionally allows to perform the test in combination with an accumulator storage tank or a configuration with a hydraulic separator to enable a higher range of return temperature.

The test procedure covers the measurement of several pollutant emissions and the annual system efficiency under varying operational conditions of the boiler. In contrast to the type testing procedure of EN 303-5:2021 [23], non-stationary operational conditions are also measured and evaluated.

Overall, some enhanced accuracy requirements need to be met for the Load Cycle Test and special measuring devices are required (e. g. accurate flow meters, sample gas pumps with highly variable flow amplitude, high-precision balance for fuel mass determination, additional electric power meter, etc.).

As the volume flow rate of the flue gas varies during dynamic operation, it is necessary to determine pollutant emissions proportionally to the dynamics of the flue gas flow as well. This volume flow varies considerably throughout the load cycle, e. g. when the boiler performs an on-and-off operation in order to achieve the heat output of the given load phase.

Method specifications are even more demanding for the determination of particle emissions. Not only the total particle mass shall be determined over a long period of time without major interruptions, but also the volume flow of the extracted gas for PM sampling shall be synchronized with the simultaneously measured dynamic volume flow in the flue gas duct.

The entire test cycle includes all boiler operation phases (cold start, warm start, varying heat demand, steady-state operation at different loads, shutdown, and standstill) and allows the annual standard efficiency and the annual standard emission factors to be measured in a short period of time. Each load change in the resulting 8-hour Load Cycle Test is provided with defined gradients.

9.2 Terms and definitions

For the purpose of this method, the following terms and definitions apply:

Accumulator storage tank

Container which stores excess heat (resulting from the difference between the boiler heat output and the actual heat load to the heating system)

Nominal annual efficiency

The nominal annual efficiency is equivalent to the value measured for the rate of efficiency throughout the test cycle. It also takes into account electricity demand of the boiler. It is related to the total energy supplied in the form of fuel and auxiliary electric energy consumed.

Nominal annual emission (level) (mass)

Nominal annual emission (level) corresponds to the emission freight of the boiler over a one-year period. It is the absolute level of emissions emitted by the boiler having a thermal energy output of 2000 full load hours.

Quality criteria

Results of additional calculations to rate the quality of measurement, on the one hand, how well balances are closed and, on the other hand, if the test stand fulfils the requirements of the Load Cycle Test.

Standard reference conditions, standard temperature, and pressure (STP)

According to DIN 1343 [5], standard reference conditions of temperature and pressure for expressing gas volumes are 0 °C and 101,325 kPa.

Flue gas measuring section

Flue gas pipe with reduced diameter to increase flue gas velocity to reach better performance in flue gas velocity measurement.

Reference temperature

This is the temperature to which the test setup is tempered prior to and after the Load Cycle Test. Furthermore, it is the set temperature of the return flow.

The reference temperature is 45 °C for conventional and 25 °C for condensing boilers.

Setpoint temperature

The setpoint temperature for operation is 70 °C for conventional and 50 °C for condensing boilers.

Standard load pattern

The standard load pattern considers the reference load profiles provided by VDI guideline 4655:2019 [28]. Varying daytime heat demand profile.

9.3 Reference to norms

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

Table 32: References needed for load cycle test method

Norm	Title of norm
DIN 1343:1990	Reference conditions, normal conditions, normal volume; concepts and values
DIN EN 303-5:2021	Heating boilers – Part 5: Heating boilers for solid fuels, manually and automatically stoked, nominal heat output of up to 500 kW – Terminology, requirements, testing and marking
DIN EN 304:2018	Heating boilers – Test code for heating boilers for atomizing oil burners
OIML R 75-1 Edition 2002 (E)	Heat meters – Part 1: General requirements
OENORM A 6403:2010	Rounding of numbers and results of measurements
VDI 4655-1:2019	Reference load profiles of residential buildings for power, heat and domestic hot water as well reference generation profiles for photovoltaic plants

DIN EN 12619:2013	Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of total gaseous organic carbon – Continuous flame ionisation detector method
VDI 2066-1:2021	Particulate matter measurement – Dust measurement in flowing gases – Gravimetric determination of dust load
ISO 13284-1:2018	Stationary source emissions – Determination of low range mass concentration of dust – Part 1: Manual gravimetric method
ISO 15456:2008	Heating boilers – Electrical power consumption for heat generators – System boundaries – Measurements
ISO 17829:2016	Solid biofuels – Determination of length and diameter of pellets
ISO 18122:2015	Solid biofuels – Determination of ash content
ISO 18134-1:2015	Solid biofuels – Determination of moisture content - Oven dry method – Part 1: Total moisture – Reference method
ISO 17831-1:2015	Solid biofuels – Determination of mechanical durability of pellets and briquettes – Part 1: Pellets
ISO 18846:2016	Solid biofuels – Determination of fines content in samples of pellets
ISO 21404:2020	Solid biofuels – Determination of ash melting behaviour
ISO 18125:2017	Solid biofuels – Determination of calorific value
ISO 17828:2015	Solid biofuels – Determination of bulk density
ISO 18847:2016	Solid biofuels – Determination of particle density of pellets and briquettes
ISO 16948:2015	Solid biofuels – Determination of total content of carbon, hydrogen and nitrogen
ISO 16967:2015	Solid biofuels – Determination of major elements – Al, Ca, Fe, Mg, P, K, Si, Na and Ti
ISO 17225-4:2021	Solid biofuels – Fuel specification and classes – Part 4: Graded wood chips
ISO 17827-2:2018	Solid biofuels – Determination of particle size distribution for uncompressed fuels
DIN EN ISO/IEC 17025:2018	General requirements for the competence of testing and calibration laboratories

9.4 Boiler assembly and test setup

To conduct the standard Load Cycle Test (see section 9.6.3), a specific infrastructure and further requirements are necessary. They are described in the following.

9.4.1 Ambient conditions

The ambient temperature in the test facilities shall be between 15 °C and 30 °C. Changes in ambient temperature during the performance of tests shall not exceed 2 K/h. The test assembly is to be protected against any direct impact from other potential (external) heat or cold sources, e. g. adjacent test assemblies, sunlight, or accidentally open doors. The ambient temperature shall be determined continuously throughout the Load Cycle Test. Atmospheric pressure shall be determined at least once. If significant fluctuations can be expected, repeated or continuous measurements should be conducted.

9.4.2 Hydraulic configuration

To consider different boiler systems, the setup includes several options for connecting the boiler with the heat transfer system (see section 9.4.5):

- If the boiler manufacturer requires the operation with accumulator storage tank → Integration of accumulator storage tank (see section 9.4.3).
- The manual of the manufacturer allows an operation of the boiler with a return temperature of 45 °C for conventional boilers and 25 °C for condensing boilers → Direct connection to heat transfer system.
- The boiler requires a higher return temperature and is equipped with an internal circulation pump and a mixer → A hydraulic separator shall be installed to connect the boiler.
- The boiler requires an increase of return temperature but is not equipped with an internal circulation pump → A hydraulic separator, an external circulation pump and a mixer shall be installed to connect the boiler.
- If the boiler manufacturer recommends the integration of a device (mixer and circulation pump) for increasing the return temperature when an accumulator storage tank is connected → This device shall be installed independent of temperature ranges.

Before designing the setup, the manuals and instructions shall be checked to answer the questions according to the boiler setup flow chart (Figure 46):

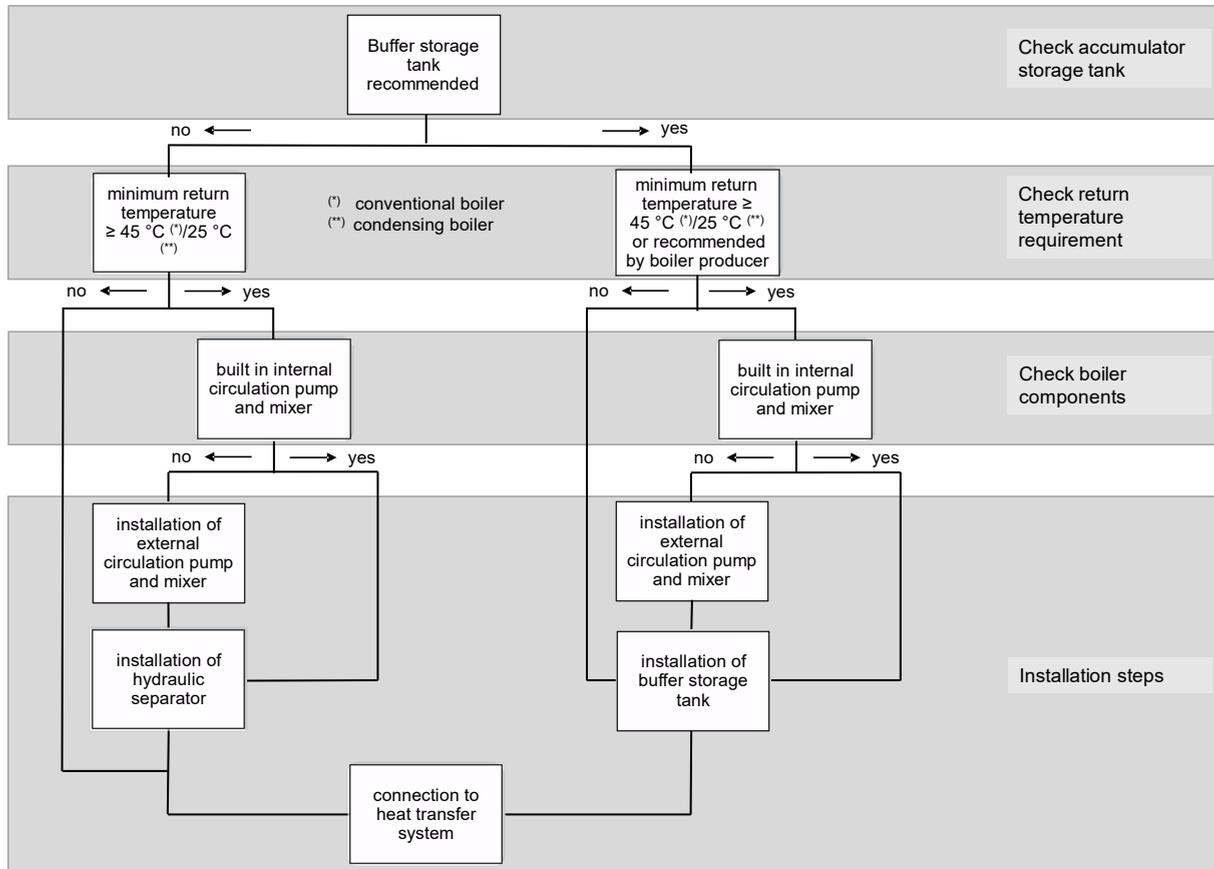


Figure 46: Flow chart boiler setup

The hydraulic separator enables the boiler to operate more independently by controlling the flow rate (circulation pump) and the temperature (mixer) of the return water. Thus, it decouples the mass flow of the primary circuit (boiler, within system boundaries) and the mass flow of the secondary circuit (heat transfer system). In this case, additional sensors for flow and return temperature of the boiler circuit are necessary.

Figure 47 shows these two options, i. e. with and without hydraulic separator, and indicates the respective system boundaries. For installation setup with an accumulator storage tank, additional specifications are given in section 9.4.3.

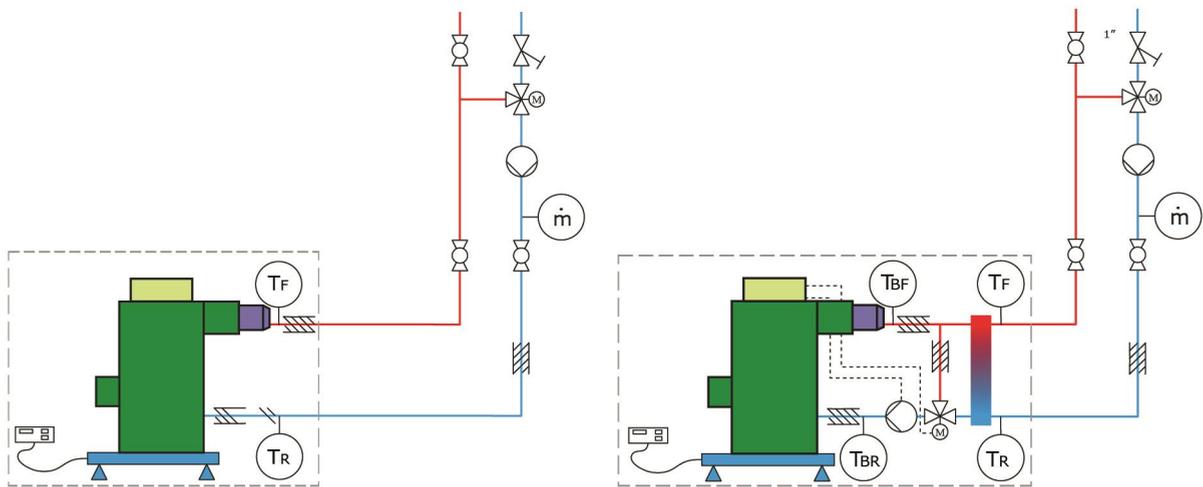


Figure 47: Boiler system without (left) and with hydraulic separator, external circulation pump and mixer (right) on the test stand, the system boundaries are indicated. T_F = flow temperature, T_R = return temperature, T_{BF} = flow temperature at boiler, T_{BR} = return temperature at boiler, \dot{m} = water mass flow.

The insulation of the surfaces within the system boundary is shown in Figure 47. For pipe diameters of 25 mm, material with an insulation layer thickness of 30 mm shall be used, given that the thermal conductivity is 0.035 W/(m·K). For other materials, the minimum thickness of the insulation layer shall be adapted accordingly.¹

9.4.3 Accumulator storage tank requirements

The volume of the accumulator storage tank shall be 25...35 L/kW nominal load. It shall fulfil the requirements of energy labelling category A or B according to EU Regulation 812/2013 [26]. When the installation of a device for increasing the return temperature is recommended by the boiler manufacturer or the required return temperature is higher than the reference temperature (see section 9.6.3), the integration of an additional mixer and a circulation pump is necessary.

The diameter of the connecting pipes shall be 25 mm or more, and the length of the flow and return temperature shall be 3 meters and 5 meters, respectively. The thermal insulation of the hoses or pipes shall meet the requirements as specified in section 9.4.2. Suitable insulation layer thicknesses are 20 mm (inner diameter up to 22 mm), 30 mm (inner diameter more than 22 mm), or 35 mm (inner diameter more than 35 mm) if material specifications are met. In the setup, an expansion vessel may be required.

The mode of operation shall be based on the settings of the boiler control, i. e. the temperature range of the accumulator storage tank, circulation pump, etc. Therefore, the boiler

¹ This is in line with the German Energy Act for Buildings (Gebäudeenergiegesetz – GEG [1], which implements the EU Directive on the energy performance of buildings – 2010/31/EU, [25]).

manufacturer shall provide suitable temperature sensors. These sensors shall be installed according to the boiler manufacturer's guideline.

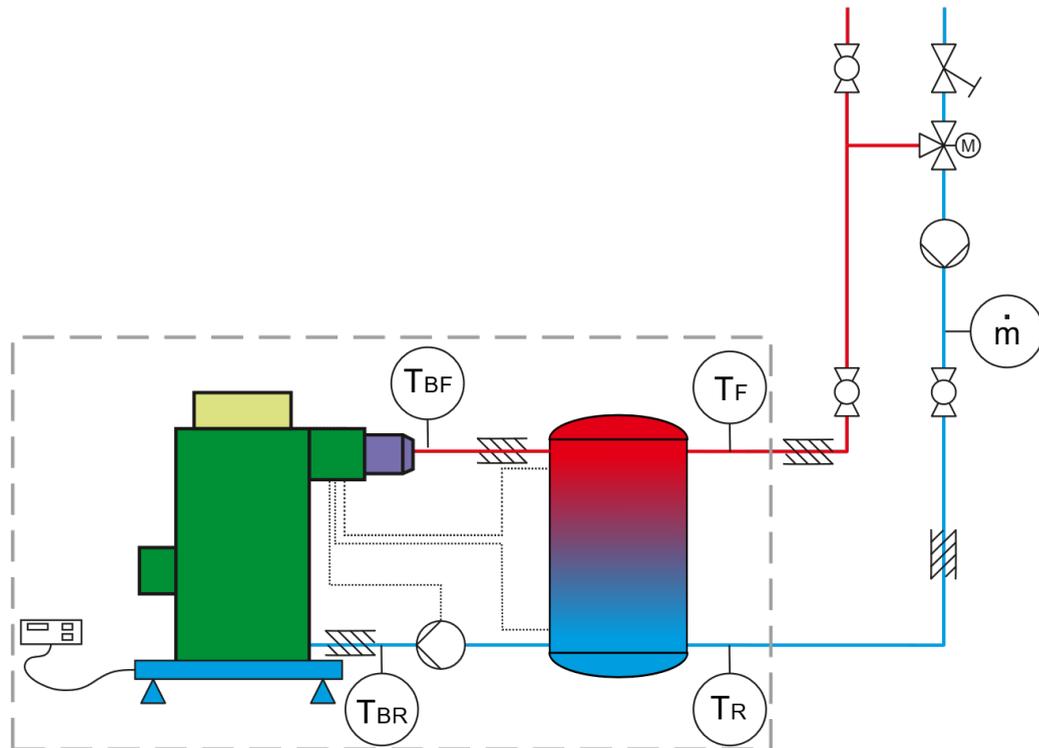


Figure 48: Boiler system with accumulator storage tank and buffer charge pump on the test stand, the system boundaries are indicated, the expansion vessel is not shown. T_F = flow temperature, T_R = return temperature, T_{BF} = flow temperature at boiler, T_{BR} = return temperature at boiler, \dot{m} = water mass flow. This setup shows the installation with direct connection to the accumulator storage tank without increase of the return temperature.

9.4.4 Determination of fuel consumption

An accurate determination of fuel consumption is one of the most crucial tasks of the method. Fuel consumption shall be determined continuously and recorded over the complete observation period. The following methods are permitted:²

Setup A) The boiler is placed on a balance (Figure 49, left). The minimization of frictional connections via the flue gas ducts and water hoses (mass decoupling) shall be realized with great care³ in order to meet the accuracy requirement set down in Table 33.

² Determining fuel consumption by recording the mass needed to refill the fuel supply container to the initial level is regarded as inaccurate.

³ It is strongly recommended to ensure that all connections (flue gas, water, electricity) are positioned horizontally in order to prevent any impact from occurring forces on the balance. Be aware that heating

Further inaccuracies may occur due to the density differences of the boiler water, they are compensated by the fact that the observation period of the whole cycle begins and ends at a uniform temperature level.

Setup B) The fuel supply container is placed on a balance (Figure 49, right).

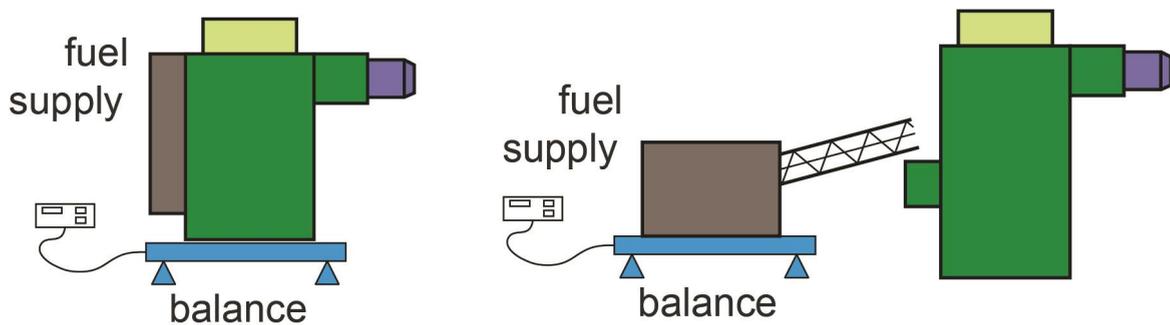


Figure 49: Boiler system with integrated fuel supply container (left) and boiler system with separate fuel supply container (right) on the test stand.

It shall be possible to determine the efficiency during stationary operation as well as through the standard load cycle within a tolerance threshold of $\pm 3\%$, as also specified in EN 303-5:2021 [23].

For boilers which are installed on a balance, a correction for the remaining ash is required. The amount of ash formed during the test is calculated via the ash content and the combusted fuel (see equation in section 9.7.1.1). The evaluation software (Annex A) considers this correction automatically. For boilers equipped with an external fuel supply container, no correction for ash content is required.

9.4.5 Heat transfer system

The configuration of the heat transfer system shall allow for continuous, sufficiently fast, and accurate control of heat transfer. The facilities for the measurement of the following parameters shall be provided: flow temperature, return temperature and mass flow rate of the water. The hydraulic configuration is described in section 9.4.2 and section 9.4.3.

Flow and return temperatures shall be measured, using appropriate sensors, right at the boundaries of the system (Figure 47). The determination of water mass flow rate, or alternatively, the calculation via volume flow and water density, is required.

The return temperature from the heat transfer system shall be set at $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ for conventional boilers or $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ for condensing boilers. In case the boiler control system requires a higher

and cooling of the flue gas duct and water hoses causes length variations that would in a vertical position severely affect measurement accuracy.

return temperature, the temperature increase should be controlled by the boiler system (installation with hydraulic separator, see section 9.4.2), if possible. The heat output is calculated according to EN 304:2018 [21].

Requirements regarding heat output variation. The heat transfer system shall be fitted with suitable controls allowing for continuous adjustment of the heat output according to the set values of the load cycle. This adjustment should preferably be performed automatically by variations of water mass flow proportional to the standard load pattern (Figure 51, see section 9.6.3). The test stand shall provide an appropriate infrastructure that allows to follow the standard load pattern accurately. The spread between flow and return temperatures at rated capacity shall be held constant at 25 K. Therefore, the return temperature shall increase if boiler temperature is above 70 °C or 50 °C for condensing boilers but shall not fall below the defined return temperatures. The heat output delivered by the boiler system shall correspond to the target heat demand specified by the standard load pattern. This criterion shall be verified by the evaluation of the mass flow dynamics.

The Flow deviation criterion:

The variable heat demand is controlled by variation of water mass flow. The dynamics shall be proportional to the standard load pattern ($dQ \sim dT \cdot dm/dt$). The proportionality shall be realized and proven by the test stand.

The normalized average deviation of realized mass flow shall deviate by a maximum of 2 % compared to the corresponding target mass flow values as defined by the standard load pattern.

For the calculation, see section 9.7.3.3.

Preheating of boiler water. To enable the compilation of an energy balance between initial and final state, the initial and final conditions shall be comparable. Thus, prior to and upon completion of testing, the whole test setup (= system boundary) including boiler water shall be heated to 45 °C for conventional boilers and 25 °C for condensing boilers. A suitable heating device (e. g. electrical heating cartridge or hot water storage tank) should be used for this purpose. The procedure is described in section 9.6.3.

Determination of auxiliary electric energy supply. The auxiliary electric energy required by the boiler, e. g. for ignition, forced draught fan or fuel supply, is also determined. In addition, the electricity demand of any boiler-installed circulation pump and/or external feeding system (e. g. fuel supply container for wood chips) shall be recorded separately in order to allow for corrections of the measured total electricity requirement and to achieve compatible results for different boiler types (see section 9.4.7).

9.4.6 Flue gas measuring section

The inner diameter at the entrance to the flue gas measuring section shall correspond to the outside diameter of the flue gas socket of the boiler system, as required by EN 304:2018 [21]. The flue gas duct shall be connected in compliance with the requirement to avoid frictional connections from the balance, in accordance with section 9.4.2.⁴ Examples for measuring sections are shown in Figure 50.

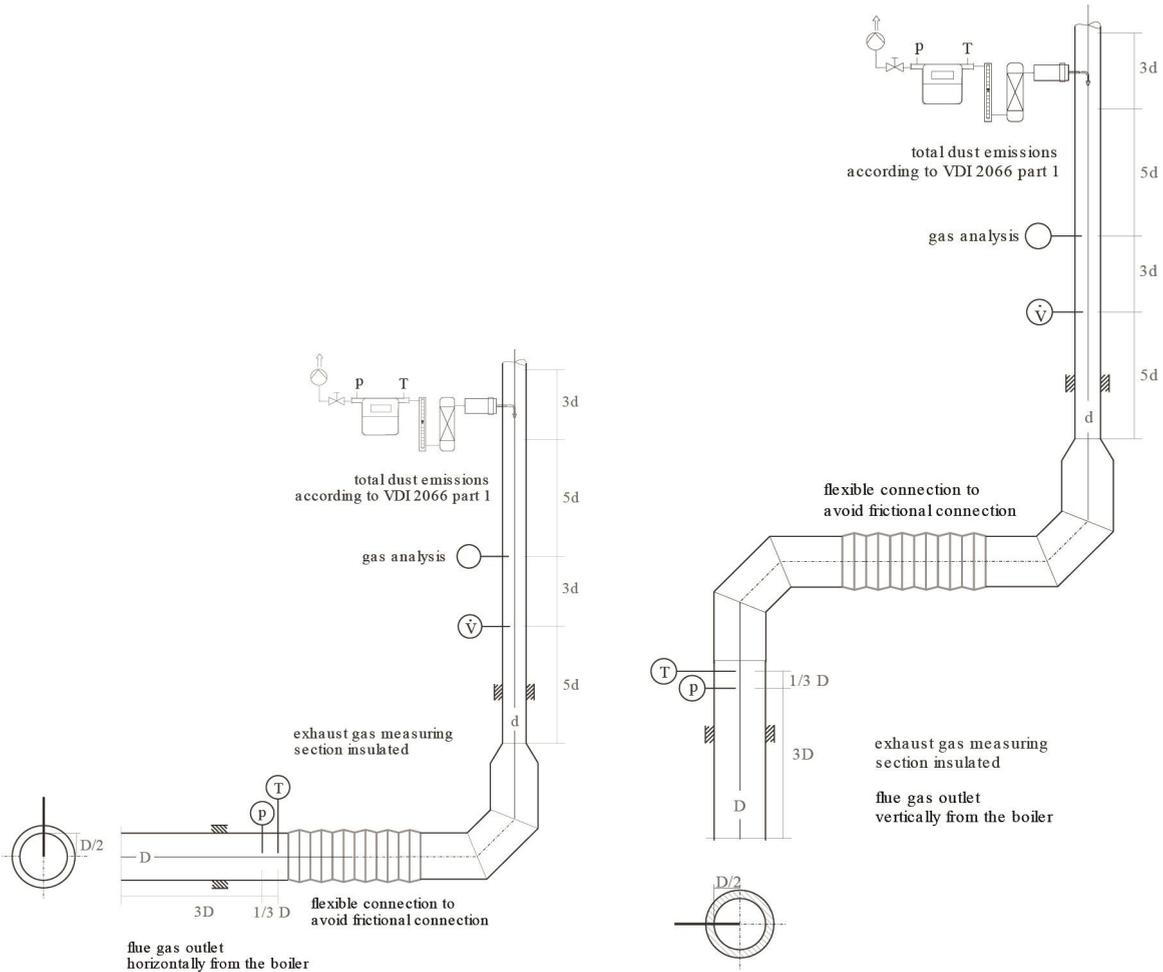


Figure 50: Examples for flue gas measuring sections: Connection socket either at the back (left) or on top of the boiler (right) of the boiler. D = diameter of connection socket, d = diameter of measuring section, p = chimney draught, T = flue gas temperature, V = flue gas volume flow.

It may be necessary to reduce the diameter of the measuring section (i. e. below the diameter of the boiler’s flue gas socket) in order to increase the velocity of the flue gas flow and thus to achieve a better accuracy of flow meter measurements. Such tapering, however, shall not cause any hindrance for the easy installation and disassembly of the particle

⁴ Pre-tests showed that a temperature-resistant textile hose has proven to be an appropriate solution for this purpose.

sampling units and other measuring devices (e. g. flow rate measuring instruments). No measurements by way of extraction shall be taken upstream of the measuring point for the determination of the volume flow rate, since this would affect the measurement of flue gas flows.⁵ The flue gas measuring section should be completely encased for insulation with a 40 mm layer of mineral fibre material (thermal conductivity: 0.035 W/(m·K)) or similar materials. The connecting piece should be encased with the same thermal insulation material used for the measurement section.

For the determination of the chimney draught, a pipe with an inner diameter of 6 mm should be inserted in the flue gas measuring section, as specified under EN 304:2018 [21]. Controls for the adjustment of the draught system should be installed in order to maintain a constant chimney draught (e. g. exhaust fan controls). The chimney draught at the measuring point shall be set according to the boiler manufacturer's specifications. If corresponding specifications are not available, the required chimney draught shall be specified according to EN 303-5:2021 [23].

The chimney draught shall be controlled during the complete Load Cycle Test. The actual chimney draught should not deviate by more than max. ± 3 Pa on average from the rated value specified according to EN 303-5:2021 [23].

Flue gas temperature shall be determined continuously in accordance with EN 304:2018 [21].

The flue gas volume flow rate can be measured either directly or by measuring flue gas velocity and calculating the nominal volume flow rate. Depending on the applied device, the measurement of flue gas temperature and atmospheric pressure, as well as other values at the point of measurement, may additionally be considered to enable the determination of the standard volume flow (in m³/h). It shall be ensured that the selected test equipment is capable of determining flue gas velocities as low as 0.5 m/s and that the utilized equipment meets the accuracy requirements in accordance with section 9.4.7 under operating conditions with very low flue gas velocity.

The analysis of the flue gas components CO, O₂, CO₂, H₂O, NO_x and OGC (organic gaseous carbon) shall be performed continuously. For data evaluation, OGC values shall be converted to C1 equivalent values, corresponding to DIN EN 12619:2013 [8].⁶

⁵ An extraction of flue gas would reduce the volume flow of the remaining gas in the measuring section and lead to wrong results.

⁶ Conversion and reporting of C1 values is essential to provide the data in a correct format for uniform data evaluation.

Carbon balance criterion:

The total deviation of all carbon input to all carbon output shall not exceed 5 % in each Load Cycle Test.

The total carbon which is released to the gas phase or remains as residue in the ash shall be equal to the total carbon input via the fuel. Deviations are due to inaccuracies along the measurement process. In order to assess the overall accuracy and data quality of each Load Cycle Test, a carbon balance calculation is introduced as a novel quality criterion.

Several individual measurement parameters contribute to the total deviation from a perfect carbon balance. These parameters are fuel analysis (carbon and moisture content), fuel consumption, flue gas analysis (CO₂, CO, OGC, H₂O), flue gas volume flow and temperature. Other minor parameters can be neglected: inorganic and unburnt carbon in the ash residues and inorganic and unburnt carbon in particle emissions.

The equation for calculating the carbon balance is given in section 6.7.3.2.

The volume flow extracted for PM sampling shall be proportionally (preferably in an isokinetic way) controlled in relation to the nominal flue gas volumetric flow rate throughout the whole measuring cycle. Continuous sampling can be performed through alternating operations of two PM sampling devices arranged in tandem. If only one sampling unit is available and the load threshold of the filtration medium has been exceeded, it is also possible to perform a quick change of filtration media during phases of constant boiler operation. In this case, interruptions may not exceed 4 % in total of the overall sampling duration. The PM sampling installation shall be configured in accordance with VDI 2066-1 [27] or EN 13284-1 [20]; i. e. the required sampling temperature is $(180 \pm 10) \text{ }^\circ\text{C}$. The same temperature⁷ shall also be applied for filter pre- and post-conditioning. Drying shall be done for a minimum of 1 hour and desiccator cooling for a minimum of 8 hours.

The suction of PM samples is done at the centre of the cross-section of the measurement section. If there is a lower limit for the volumes which can be extracted by the measuring device, the minimum amount will be extracted continuously from this point forward. The selection of the appropriate nozzle diameter can be a useful measure to adapt to phases with higher or low flue gas velocity. If flue gas flow is below the measurement range of the used metering device, measurement shall be continued at the flue gas flow that corresponds to the threshold value of the device.

According to EN 13284-1 [20], the probe shall be rinsed once, i. e. after the Load Cycle Test is completed.

⁷ The sampling temperatures of OGC and particles shall be equal to prevent that any organic substances can be determined twice, i.e. in solid and in volatile phase.

9.4.7 Measuring accuracy

The applied measurement devices shall be selected in such a way that the requirements concerning uncertainty of measurement (Table 33) are met.

The demand for electric power during start, stand-by and normal operations is to be determined in accordance with DIN EN 15456:2008 [7]. The boiler circulation pump (if installed, see 9.4.2 for hydraulic configuration) serves the heat distribution. Thus, the energy consumption of the circulation pump shall not be considered when determining the auxiliary electric power. Similarly, the energy consumption of the external feeding system (e. g. fuel supply container for wood chips) shall not be considered as auxiliary energy demand.

Table 33: *Maximum uncertainty of measurement of the test method*

Measurement value	Unit	Max. uncertainty of measurement or range
Atmospheric pressure	mbar	± 10 mbar
Ambient temperature	$^{\circ}\text{C}$	± 1 K
Flue gas water vapour content	vol-%	± 0.5 vol-%
Flue gas temperature	$^{\circ}\text{C}$	± 1 K
Chimney draught (static pressure)	Pa	± 1 Pa
Flue gas volume flow	$\text{m}^3\text{stp/s}$	± 10 % for the lowest recorded value
Min. measurement range of flue gas velocity	m/s	max. 0.5 m/s
CO concentration	ppm	± 10 % of measured value but with a maximum of ± 10 ppm at a measuring range of 500 ppm; ± 45 ppm at a measuring range of 3,000 ppm
O ₂ and CO ₂ concentration	vol-%	± 5 % of measured value but max. ± 0.4 vol-%
NO _x concentration	ppm	± 5 % of measured value but max. ± 15 ppm
OGC concentration	ppm	± 10 % of measured value but max. ± 5 ppm
Particle concentration	mg/m^3	± 15 % of measured value but max. 10 mg/m^3
PM sampling gas volume flow		Suitable to fulfil the flue gas velocity requirement above
Fuel mass	kg	± 0.2 % of the total fuel consumption
Generated heat output	kW	± 1.5 % of measured value
Auxiliary electric power (active power)	W	± 1.0 % of measured value
Water volume of the boiler	L	± 1 %

9.5 Requirements on test fuel properties

9.5.1 Wood pellets

The properties of pellet fuels were defined according to ENplus certification [24] or within the ISO 17225-2 [3]. Further limitations are based on pre-tests during the development process of the Load Cycle Test method, see Table 34. The energy density (bulk density multiplied by net calorific value of the fuel) may require an adaption of the boiler settings regarding fuel supply and fuel-to-air-ratio (depending on control strategy). This affects the transient behaviour of the combustion appliance in particular. Quality-related parameters (ash content, content of fines, K, Si) were defined to eliminate the fuel-related influence on the combustion process and the release of emissions.

Table 34: Properties of pellet test fuel, d = dry basis, ar = as received

Parameter	Standard	Unit	Range of value
Diameter	ISO 17829:2016 [13]	mm	6 ± 0.5
Distribution of length	ISO 17829:2016 [13]	mm	$< 20 \text{ m-}\% \leq 10 \text{ mm}$
Ash content	ISO 18122:2015 [16]	w-%, d	0.2 ... 0.45
Moisture content	ISO 18134-1:2015 [12]	w-%, ar	5 ... 10
Mechanical durability	ISO 17831-1:2015 [11]	w-%, ar	≥ 99.0
Content of fines	ISO 18846:2016 [17]	w-%, ar	< 0.5
Ash deformation temperature (DT)	ISO 21404:2020 [22]	°C	$\geq 1,300$
Net calorific value	ISO 18125:2017 [19]	kWh/kg, ar	≥ 4.8
Bulk density	ISO 17828:2015 [14]	kg/m ³ , ar	660 ... 720
Particle density	ISO 18847:2016 [18]	kg/dm ³ , ar	$\geq 1,250$
Nitrogen content	ISO 16948:2015 [9]	w-%, d	≤ 0.15
Potassium content	ISO 16967:2015 [10]	mg/kg, d	≤ 500
Silicon content	ISO 16967:2015 [10]	mg/kg, d	≤ 300

9.5.2 Wood chips

The fuel quality of wood chips varies strongly depending on raw material and as-delivered condition. Thus, properties of the test fuels were further limited to reduce the effect on the combustion process. The basis for these limitations are combustion tests and a resulting sensitivity analysis.

Table 35: Properties of wood chips test fuel, *d* = dry basis, *ar* = as received

Parameter	Standard	Unit	Range
Origin and source	ISO 17225-1 [2]	-	1.1.3.2 and 1.2.1.2 (coniferous with bark) and 1.2.1.3 (Broad-leaf without bark) and 1.2.1.4 (coniferous without bark)
Particle size 1*	ISO 17225-4:2021 [4]	mm	P31s; additional requirement: ≤ 40 w-% < 16 mm
Particle size 2*	ISO 17225-4:2021 [4]	mm	P45s; additional requirement: ≤ 40 w-% < 31 mm
Content of fines	ISO 17827-2:2016 [15]	w-%, <i>ar</i>	≤ 5
Ash content	ISO 18122:2015 [16]	w-%, <i>d</i>	≤ 1.0
Moisture content 1*	ISO 18134-1:2015 [12]	w-%, <i>ar</i>	≥ 10 to ≤ 25
Moisture content 2*	ISO 18134-1:2015 [12]	w-%, <i>ar</i>	≥ 30 to ≤ 45
Nitrogen content	ISO 16948:2015 [9]	w-%, <i>d</i>	≤ 1.0
Net calorific value	ISO 18125:2017 [19]	kWh/kg, <i>ar</i>	≥ 4.7

* Particle size and moisture content shall be chosen by the boiler manufacturer.

9.5.3 Required fuel analysis data

In addition, the compilation of an energy balance requires a fuel analysis with regard to moisture content [12] and carbon and hydrogen content by way of CHN analysis [9].

9.6 Test procedure

9.6.1 Standard load pattern

During the Load Cycle Test, the boiler's heat output shall follow a standard load pattern representing a varying heat demand. The Load Cycle Test is based on reference load profiles as provided by VDI 4655:2019 [28]. The standard load pattern is presented in Figure 51, where 100 % utilization of boiler capacity is equivalent to the nominal heat output of the boiler specified by the manufacturer.

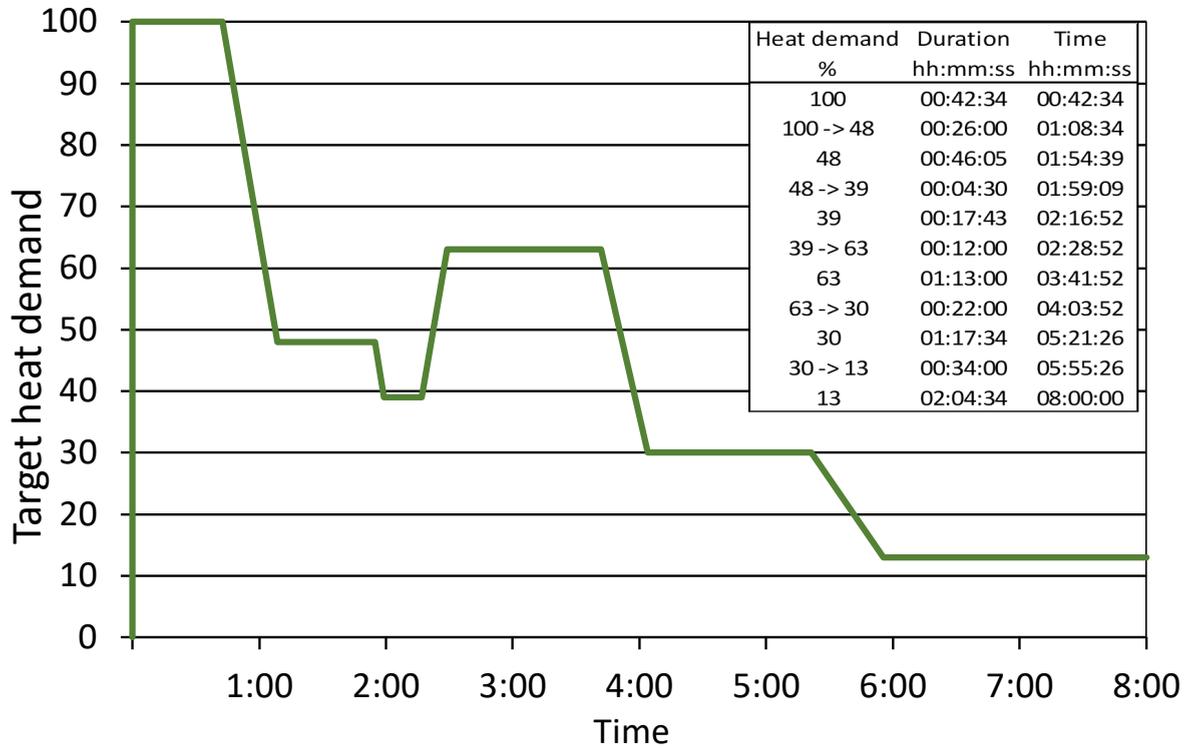


Figure 51: Standard load pattern of the Load Cycle Test method (without 12 hours of standby phase)

9.6.2 Boiler condition and settings

The type label shall indicate the nominal load of the boiler as declared by the manufacturer. The boiler shall be prepared according to the manufacturer’s specification and the pre-use time of the boiler shall be 20 hours minimum before performing a Load Cycle Test. Prior to the Load Cycle Test, the boiler (grate, combustion chamber, and heat exchanger) shall not be cleaned to avoid resuspension of ash and residues.⁸

The heat exchanger of a condensing boiler shall be rinsed with fresh water prior to the test. To avoid differences in mass caused by refilling or evaporation, care shall be taken that the filling level of any condensate containers is equal before and after the test. Determination of the amount of condensate is not necessary.

When performing the Load Cycle Test, the boiler controls shall be set to a temperature of 70 °C (for conventional boilers) or 50 °C (for condensing boilers) (see section 9.4.5) or higher.

⁸ Some boilers are designed to use the formed bottom ash to seal the ash container and to use the formed grate ash to improve ignition behaviour.

Setpoint Temperature Criterion

Flow temperature at boiler exit (TBF) shall remain above the setpoint temperatures over a minimum of 60 % of the duration of the test for all hydraulic configurations (i. e. direct connection, hydraulic separator, or accumulator storage tank).

Flow temperatures at boiler exit are:

- 70 °C for conventional boilers.
- 50 °C for condensing boilers.

For the calculation, see section 9.7.3.4.

The method development process has shown that there is a considerable effect of specific control settings (hysteresis, shut down criteria as boiler temperature, flue gas temperature, inertia of control parameters, etc.) on the transient behaviour. The control settings shall be chosen by the manufacturer.

9.6.3 Procedure of the Load Cycle Test

The boiler should be tested in the condition and configuration as intended for normal use. Operating and assembly instructions shall be followed. All phases and associated times of the Load Cycle Test are defined in Table 36 and visualized in Figure 52 and Figure 8.

Identical conditions for the initial and final state are a prerequisite for accurate weight measurements.

Reference temperature requirements

At the start and the end of a test, the reference temperature shall be:

- **45.0 °C for conventional boilers.**
- **25.0 °C for condensing boilers.**

The equations in section 9.7.3.1 define the tolerances in terms of reference temperature. The conformity with this requirement is relevant for the energy and carbon balance.

Adjustment to start temperature: The water in the whole test system needs to be set to a temperature of 45.0 °C for conventional and 25.0 °C for condensing boilers with the assistance of an external source of heat. At the start time of the Load Cycle Test, the circulation pump is switched on and through external heating the boiler is brought to a stable initial starting temperature (t_0), with both flow and return temperatures set at 45 °C or 25 °C (for conventional boilers and condensing boilers, respectively). Measurements, i. e. data recording, will be started at this point at the latest. Practical trials have shown that a suitable

ble starting and end point is achieved when the average flow and return temperature is close to 45 °C (or 25 °C) and when the difference between flow and return temperature is below 0.5 K.

Start of load cycle operation: After the required chimney draught has been set by the regulated exhaust fan, the boiler is started simultaneously with the load cycle. Emission measurement and PM sampling shall begin at this point as well. During the heat up phase of the boiler, the external heating device shall be switched on until the boiler's heat production is higher than the test stand's heat losses. Typically, the external heater can be switched off as soon as the flow temperature exceeds 55 °C for conventional or 35 °C for condensing boilers (i. e. 10 K above the initial state).

Load cycle operation: The heat output of the boiler shall follow the standard load pattern of the CycleTest method, according to the profile and the corresponding data given in Figure 51. Water mass flow and temperature spread both shall be set according to section 9.4.5. The measurement and gas sampling shall be continued during this phase without interruption, if possible, see section 9.4.6.

Cool-down phase: At the end of the load pattern, the boiler is switched off (t_2) and heat transfer is continued until the flow temperature has declined to 55 °C for conventional or 35 °C for condensing boilers (t_4). Heat transfer of up to nominal heat output is acceptable. Subsequently, the circulation pump of the heat transfer system (HTS) is switched off.

Measurements of emissions (gaseous and particles) shall be continued until the boiler is in standby mode (t_3), which can either be determined by an appropriate message on the boiler's operation display or if the boiler stops its internal fan (which can also be identified if flue gas volume flow drops to a minimum).

Completion of testing: After 12 hours in standby phase (t_5), the boiler water needs to be 45 °C for conventional or 25 °C for condensing boilers, reached through further heating up or cooling down, before testing is completed (t_6). The determination of mass at this state is required to close the mass and energy balance. Finally, the cleaning process shall be started and residual ashes have to be removed.

Table 36: Definition of time intervals, testing conditions and sequence of test procedures under standard load cycle conditions

Time interval	Testing conditions	Testing operation
t_0	Boiler temperature 45 °C/25 °C for conventional/condensing boiler	Start of boiler and load cycle
t_1	Flow temperature above 55 °C/35 °C for conventional/condensing boiler	Stop of external heating
t_2	End of load cycle, start of cool-down phase	Transfer of usable heat at 100 % of nominal heat output
t_3	Boiler operation stopped	End of emission measurements

Time interval	Testing conditions	Testing operation
t_4	Flow temperature below 55 °C/35 °C for conventional/condensing boiler	Termination of heat transfer, determination of heat loss
t_5	End of 12-hour standby phase	Activation of heat transfer for temperature equalization
t_6	Boiler temperature 45 °C/25 °C for conventional/condensing boiler	End of testing

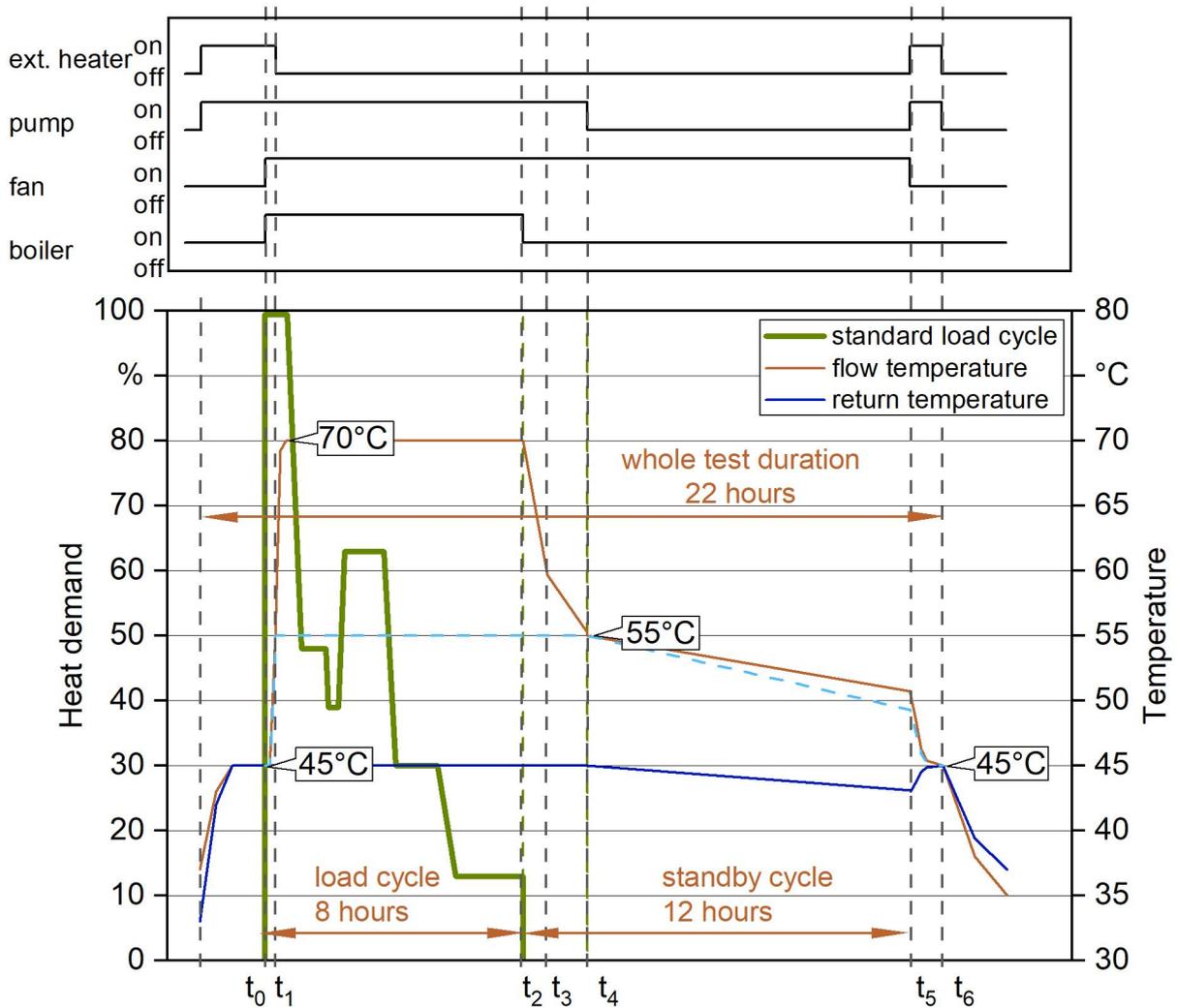


Figure 52: Flowchart of test sequences during a Standard Load Cycle Test for a conventional boiler

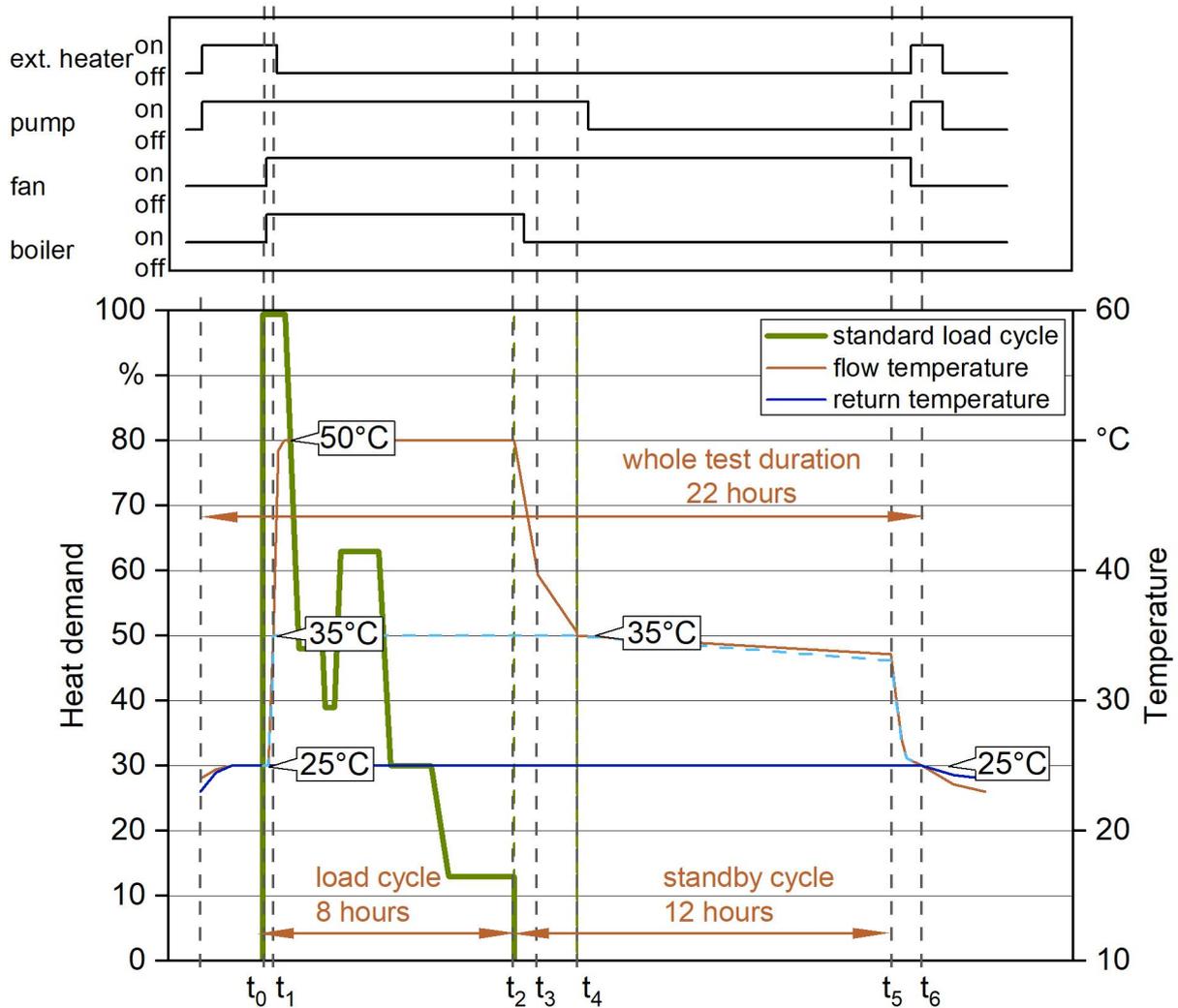


Figure 53: Flowchart of test sequences during a Standard Load Cycle Test for a condensing boiler

9.6.4 Data acquisition

At least the following measurement values shall be logged/recorded.

Continuous data recording: The following parameters shall be recorded in maximum intervals of 10 s and recorded as mean values at maximum intervals of 30 s. The time intervals are to be chosen in such a way that fluctuations in the measured values are recorded with sufficient accuracy:

- Date and time in DD.MM.YYYY and hh:mm:ss format
- Flue gas composition:
- Oxygen content – dry flue gas
- Carbon dioxide content – dry flue gas
- Moisture content – flue gas

- Carbon monoxide content – dry flue gas
- Nitrogen oxides content – dry flue gas
- C1 equivalent of OGC – moist flue gas
- Flow and return temperature at boiler (if directly connected)
- Flow and return temperature of heat transfer system (when hydraulic separator or accumulator storage tank is installed)
- Mass flow rate of water of heat transfer system
- Flue gas temperature
- Standard volume flow of moist flue gas
- Chimney draught
- Fuel balance (with or without boiler or fuel supply container)
- Heat output
- Auxiliary electric power
- Auxiliary electric power of circulation pump, if installed in boiler
- Ambient temperature

Individual data documentation:

- Atmospheric pressure
- PM emission in flue gas (no reference value for oxygen specified)
- Nominal heat output of boiler (according to type label)
- Used water volume of accumulator storage tank (if applied)
- Lower limit of PM sampling volume flow rate⁹

If the provided evaluation software for Load Cycle Test is applied, the units of the above parameters are specified.

⁹ The lower limit is determined by either of two devices: the velocity determination or the lowest possible volume flow rate of the sampling pump. Select the highest of both which shall always be below the required 0.5 m/s (in consideration of temperature range, diameter of nozzle and measuring section).

9.7 Data evaluation and calculations

Due to the dynamic nature of the Load Cycle Test method, the data evaluation is more complex compared to the evaluation of a combustion test conducted under stationary conditions. The method defines several relevant points in time which are used to define the evaluation periods. These time points are described in section 9.6.3. Different time intervals are considered for evaluation. Overall, the evaluation includes the calculation of results and computation of quality criteria, which provide information to rate the quality of the measurement. The evaluation itself is performed by importing the logged measurement data into the evaluation software tool (see section 9.7.4).

9.7.1 Determination of heat output and boiler efficiency

9.7.1.1 Determination of fuel mass and fuel energy input

The amount of consumed fuel (m_{fuel}) is calculated based on the change in mass (difference in the total mass, as received, on the balance between the start of the test and the end of the test). To exclude the influence of the change of the density of the boiler water, the boiler shall be tempered prior to and after the test (see section 9.7.3.1, reference temperature).

Setup A) Fuel supply container on balance

$m_{fuel} = m_{t_0} - m_{t_6}$	in kg	1
--------------------------------	-------	---

- m_{fuel} Mass of fuel consumed, in kg
- m_{t_0} Mass of fuel supply container at t_0 , in kg
- m_{t_6} Mass of fuel supply container at t_6 , in kg

Setup B) Boiler on balance

When the boiler is installed on a balance, it is assumed that the formed ash remains in the boiler. Thus, the determined amount of consumed fuel shall be corrected.

$m_{fuel} = \frac{m_{t_0} - m_{t_6}}{1 - a \cdot (1 - M)}$	in kg	2
--	-------	---

- m_{fuel} Mass of fuel consumed, in kg ar
- m_{t_0} Mass of fuel supply container at t_0 , in kg
- m_{t_6} Mass of fuel supply container at t_6 , in kg
- a Ash content of the fuel, in kg/kg d
- M Moisture content of fuel, in kg/kg ar

Energy supply in the form of fuel (Q_{fuel})

The fuel energy input during the complete test period is calculated based on the mass of the fuel consumed and the net calorific value of the fuel (ar).

$Q_{\text{fuel,NCV}} = m_{\text{fuel}} \cdot \text{NCV}_{\text{ar}}$	in kJ	3
$Q_{\text{fuel,GCV}} = m_{\text{fuel}} \cdot \text{GCV}_{\text{ar}}$	in kJ	4

- NCV_{ar} Net calorific value of fuel as received, in kJ/kg
- GCV_{ar} Gross calorific value of fuel as received, in kJ/kg

Based on the net calorific value (NCV), the moisture content of the fuel as received and the hydrogen content from the lab analysis of the dry fuel, the gross calorific value (GCV) can be calculated using the following equation:

$\text{GCV}_{\text{ar}} = \text{NCV}_{\text{ar}} + \frac{r \cdot 9 \cdot H}{1 - M} + r \cdot M$	in kJ/kg	5
---	----------	---

- NCV_{ar} Net calorific value of fuel, in kJ/kg ar
- r Heat of evaporation of water; 2.442 kJ/kg
- H Hydrogen content of fuel, in kg/kg d
- M Moisture content of fuel, in kg/kg ar

9.7.1.2 Determination of heat output

The usable heat output delivered to the heat transfer system (HTS) is determined by measuring the mass flow of water circulated in the boiler circuit and its temperature increase.

$P_{\text{HTS}} = \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot c_{p,\text{m,H}_2\text{O}} \cdot (T_{\text{F}} - T_{\text{R}})$	in kW	6
$Q_{\text{heat}} = \sum_{t_0}^{t_6} (P_{\text{HTS}} \cdot \Delta t)$	in kJ	7

- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$ Mass flow of water, in kg/s
- $c_{p,\text{m,H}_2\text{O}}$ Average specific heat capacity over temperature range from T_{R} to T_{F} , in kJ/(kg·K)
- T_{F} Exit temperature of water (flow temperature), in °C
- T_{R} Temperature of water on cold side (return temperature), in °C

- P_{HTS} Power to water released measured at the heat transfer system (HTS), in kW
- Δt Duration of time step of recording, in s

9.7.1.3 Calculation of nominal annual efficiency (η_{NEA})

Efficiency. The boiler efficiency in the load cycle operation is calculated as the ratio of energy provided by the hydraulic system and the energy provided as fuel based on its lower heating value. The nominal annual efficiency is then related to the sum of energy supplied as fuel and as auxiliary electric energy consumed. To close the energy balance, the whole test setup including the boiler shall have the same temperature at the beginning and at the end of the Load Cycle Test (= reference temperature, see section 9.6.3).

Time interval from t_0 to t_6 : Determination of efficiency: Mass and energy balance are considered from t_0 to t_6 , whereby auxiliary electric energy is only considered during boiler operation and standby, i. e. from t_0 to t_5 .

The auxiliary electric energy required by the boiler, e. g. for ignition, forced draught fan or fuel supply is the product of the measured supply of power and the corresponding time interval from t_0 to t_5 . Electric power demand for circulation pumps is not taken into consideration.

$$W_{el} = \sum_{t_0}^{t_5} (P_{el} - P_{e,cp}) \cdot \Delta t \quad \text{in kJ} \quad 8$$

- W_{el} Auxiliary electric energy, in kJ
- P_{el} Measured supply of electric power for operation of the boiler, in kW
- $P_{e,cp}$ Measured supply of electric power of circulation pump, in kW
- Δt Duration of time step of recording, in s

Nominal annual efficiency is calculated on the basis of energy transferred by the water and energy stored in the boiler, as well as energy supplied by fuel and auxiliary electric energy.

$$\eta_{NAE,G} = \frac{Q_{heat}}{Q_{fuel,GCV} + W_{el}} \cdot 100 \quad \text{in \%} \quad 9$$

- $\eta_{NAE,G}$ Nominal annual efficiency of the boiler in % (based on GCV)

$$\eta_{NAE,N} = \frac{Q_{heat}}{Q_{fuel,NCV} + W_{el}} \cdot 100 \quad \text{in \%} \quad 10$$

- $\eta_{NAE,N}$ Nominal annual efficiency of the boiler, in % (based on NCV)

9.7.2 Determination of emission factors

Due to dynamic boiler operation and the resulting variation in flue gas volume, emission values cannot be stated as simple average values. They shall be determined as momentary mass flows in relation to flue gas volume flow, based on which the overall mass flow is then aggregated for the complete evaluation period. For the calculation of nominal annual emission factors, the overall mass flow of the measured gaseous components and particle emissions are related to the total amount of energy supplied by the fuel.

Time interval from t_0 to t_3 : Determination of emissions: Only considered during time of potential boiler operation, i. e. from t_0 to t_3 .

9.7.2.1 Calculation of aggregated emission load over the Load Cycle (m_{EM})

Emission release is calculated by multiplying the pollutant concentration with the flue gas volume flow, the density of the pollutant at standard temperature and pressure (STP) and the duration of each time interval. CO and NO_x are determined through measurement of the flow of dry flue gas. As the volume flow is determined based on wet flue gas, the values shall be converted from dry STP to wet STP conditions by the factor $(1-w_{fg})$.

$$m_{EM} = \sum_{t_0}^{t_3} \frac{c_{EM}}{1000000} \cdot \rho_{EM,STP} \cdot \dot{V}_{fg,STP} \cdot (1 - w_{fg}) \cdot \Delta t \quad \text{in kg} \quad 11$$

- c_{EM} Concentration of emission, in ppm (CO, NO_x)
- $\rho_{EM,STP}$ Density of gases emitted under standard testing conditions, in kg/m³
- w_{fg} Water vapour content of flue gas, in m³/m³
- $\dot{V}_{fg,STP}$ Flue gas volume flow at standard temperature (273 K) and pressure (1.013 bar), in m³/s
- Δt Duration of time step of recording, in s

The gas densities (STP conditions) are:

Com- pound	O ₂	CO ₂	H ₂ O	CO	NO _x	SO ₂	OGC
□ in kg/m ³	1.429	1.977	0.803	1.251	2.054	2.857	0.536

Multiplication with the factor $(1-w_{fg})$ is not required for gaseous organic carbon, as measurements are taken from the flow of moist flue gas.

$$m_{\text{OGC}} = \sum_{t_0}^{t_3} \frac{c_{\text{OGC}}}{1000000} \cdot \rho_{\text{OGC,STP}} \cdot \dot{V}_{\text{fg,STP}} \cdot \Delta t \quad \text{in kg} \quad 12$$

- c_{OGC} Concentration of organic gaseous carbon, in ppm
- $\rho_{\text{OGC,STP}}$ Density of organic gaseous carbon under standard testing conditions, in kg/m^3
- $\dot{V}_{\text{fg,STP}}$ Flue gas volume flow under standard temperature (273 K) and pressure (1.013 bar), in m^3/s
- Δt Duration of time step of recording, in s

Total particulate matter (PM) emissions are already determined as mass concentration. The calculation follows equation 13. All PM filters and the corresponding sampled volume are considered. As PM sampling is conducted based on dry flue gas, the values shall be converted to wet STP conditions by the factor $(1-w_{\text{fg}})$.

$$m_{\text{PM}} = c_{\text{PM}} \cdot (1 - w_{\text{fg}}) \cdot \dot{V}_{\text{fg,STP}} \cdot \Delta t \quad \text{in kg} \quad 13$$

- c_{PM} Emission of particulate matter, in kg/m^3
- w_{fg} Water content of flue gas, in m^3/m^3
- $\dot{V}_{\text{fg,STP}}$ Flue gas volume flow under standard temperature (273 K) and pressure (1.013 bar), in m^3/s
- Δt Duration of time step of recording, in s

9.7.2.2 Calculation of nominal annual emission factors (NAEF)

The nominal annual emission factors (NAEF) are easily applicable key results which illustrate annual boiler emissions. These NAEF indicate the real-life-related performance parameter. They are determined for all measured pollutants (CO, NO_x , PM, and OGC) and are denominated as CO_{NAEF} , $\text{NO}_{x\text{NAEF}}$, PM_{NAEF} , and OGC_{NAEF} . In the calculation, the emission loads are divided by the fuel energy input (based on net calorific value, NCV).

$$\text{Em}_{\text{NAEF}} = \frac{m_{\text{Em}}}{Q_{\text{fuel,NCV}}} \quad \text{in kg/TJ} \quad 14$$

- Em_{NAEF} Nominal annual mission factor of each measured pollutant (CO, NO_x , PM, OGC), in kg/TJ
- m_{Em} Determined total mass of measured pollutant emissions (CO, NO_x , PM, OGC) during the Load Cycle Test, in kg
- $Q_{\text{fuel,NCV}}$ Energy supply in the form of fuel related to net calorific value (NCV), in TJ

9.7.3 Assessment of data quality

Several indicators are used to assess the quality of the test. These indicators include criteria that not only describe boiler performance, but also assess the testing infrastructure.

9.7.3.1 Reference temperature requirements

Identical conditions for the initial and final state are a prerequisite for accurate weight measurements. To fulfil this prerequisite, the system temperature shall be set at a reference temperature of either 45 °C for conventional or 25 °C for condensing boilers (see section 9.6.3). Compliance with this requirement is determined by considering flow and return temperature before (t_0) and after (t_6) the test. The calculation is done according to equation 14 and equation 15. The requirements are described in equation 16 and 17.

$$T_{\text{avg}} = \frac{T_{\text{F},t_0} + T_{\text{R},t_0} + T_{\text{F},t_6} + T_{\text{R},t_6}}{4} \quad \text{in } ^\circ\text{C} \quad 15$$

$$\Delta T_{\text{dev}} = \frac{|T_{\text{F},t_0} - T_{\text{avg}}| + |T_{\text{R},t_0} - T_{\text{avg}}| + |T_{\text{F},t_6} - T_{\text{avg}}| + |T_{\text{R},t_6} - T_{\text{avg}}|}{4} \quad \text{in K} \quad 16$$

- T_{F} Flow temperature of water, in °C
- T_{R} Return temperature of water, in °C
- T_{avg} Average water temperature of test stand setup, in °C
- ΔT_{dev} Average difference of deviations of water temperature of test stand setup, in K
- T_{ref} Reference temperature according to method: 45 °C or 25 °C

The following two requirements for these values are shown below:

Absolute reference temperature criterion:

$$|T_{\text{avg}} - T_{\text{ref}}| \leq 0.25 \text{ K}$$

Relative reference temperature criterion:

$$\Delta T_{\text{dev}} \leq 0.50 \text{ K}$$

9.7.3.2 Carbon balance criterion

This criterion is the balance of the mass of carbon supplied by fuel towards the mass of carbon released throughout the flue gas pipe. It is calculated on the basis of the quotient of the sum of carbon in CO₂, CO and OGC released and the total carbon supplied in the form of fuel. It is a good indicator for the quality of measurement because it combines several measurement parameters, including elemental analysis of fuel.

The carbon balance is based on flue gas volume flow and flue gas analysis over the period from t_0 to t_3 and fuel consumption determined over the period from t_0 to t_6 .

$$\Delta C = \left(\frac{\left(\frac{m_{\text{CO}_2}}{\rho_{\text{CO}_2}} + \frac{m_{\text{CO}}}{\rho_{\text{CO}}} \right) \cdot \rho_{\text{OGC}} + m_{\text{OGC}}}{m_{\text{fuel}} \cdot C \cdot (1 - M)} - 1 \right) \cdot 100 \quad \text{in \%} \quad 17$$

- m_{CO_2} Mass of carbon dioxide released during whole test, in kg
- m_{CO} Mass of carbon monoxide released during whole test (see section 9.7.2.1), in kg
- m_{OGC} Mass of organic gaseous carbon released during whole test (see section 9.7.2.1), in kg
- m_{fuel} Mass of consumed fuel (see section 9.7.1.2), in kg
- C Carbon content of the fuel, in kg/kg d
- M Moisture content of the fuel, in kg/kg ar

This criterion shall fulfil the following specification:

$$|\Delta C| \leq 5 \%$$

9.7.3.3 Flow deviation criterion

This criterion is used to rate the performance of the heat transfer system. It is a value which describes the proportionality of the water mass flow dynamics towards the variations in the standard load pattern (SLP).

The criterion is evaluated by the average value of the deviations in mass flow from the set value. It is calculated for each time increment as absolute value of the deviation of actual water mass flow to the set value during the standard load pattern between t_0 and t_2 .

$$\Delta\dot{m} = \left| \frac{\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} - \dot{m}_{\text{H}_2\text{O,SLP}}}{\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,Nom}}} \right| \cdot 100 \quad \text{in \%} \quad 18$$

- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}}$ Actual water mass flow through heat transfer system, in kg/s
- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,SLP}}$ Set value of water mass flow from the standard load pattern (SLP), in kg/s
- $\dot{m}_{\text{H}_2\text{O,Nom}}$ Water mass flow at nominal heat output, in kg/s

This criterion shall fulfil the following specification:

$$|\Delta\dot{m}| < 2 \%$$

9.7.3.4 Setpoint temperature criterion

The time portion of the total time in which the minimum target temperature is met is expressed by the setpoint temperature criterion. Thus, the boiler control set values shall be chosen in such a way that during 60 % of the time during standard load pattern (from t_0 to t_2) the flow temperature is at a minimum temperature of 70 °C for conventional boilers, or at a minimum of 50 °C for condensing boilers.

This criterion shall fulfil the following specification:

$$T_{\text{SP}} > 60 \%$$

9.7.3.5 General requirements

Draught variation

The setpoint for chimney draught (p_{SP}) shall be specified by the manufacturer. The average value over the whole measurement from t_0 to t_5 and an average value of the deviation are determined. The deviation of the chimney draught from the set value (see section 9.4.6) is calculated according to equation 19 and the standard deviation is determined.

$$\Delta p = |p_{\text{chimney}} - p_{\text{chimney,avg}}| \quad \text{in Pa} \quad 19$$

- p_{chimney} Actual chimney draught, in Pa
- $p_{\text{chimney,avg}}$ Set value of chimney draught, in Pa

The following two performance requirements shall be met:

Chimney draught setpoint deviation:

$$|p_{\text{chimney,avg}} - p_{\text{SP}}| \leq 3 \text{ Pa}$$

Chimney draught standard deviation:

$$|SD_{\text{dev}}| \leq 3 \text{ Pa}$$

Ambient temperature changes

This requirement defines the tolerable changes in ambient temperature (see section 9.4.1). It consists of an average value over the whole measurement from t_0 to t_5 , and an average value of the deviation (equation 20).

$$\Delta T_{\text{amb}} = |T_{\text{amb}} - T_{\text{amb,avg}}| \quad \text{in } ^\circ\text{C} \quad 20$$

- T_{amb} Actual ambient temperature, in $^\circ\text{C}$
- $T_{\text{amb,avg}}$ Mean value of ambient temperature, in $^\circ\text{C}$

The Load Cycle Test shall be performed in the following ambient temperature range:

$$15 \text{ } ^\circ\text{C} \leq T_{\text{amb,avg}} \leq 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

PM sampling: Tolerable interruptions

The aggregated period of interruptions between sequential PM samplings may not exceed 4 % of the overall sampling duration.

9.7.4 Evaluation of measurements using the evaluation software

Analysis of the measurement data is performed automatically using the evaluation software. This software operates based on MS Excel and Visual Basic, with only a few operating procedures being required.

9.7.4.1 Interpolation of data points

In order to be able to evaluate the actual points in time (t_0 to t_5) of the evaluation cycle, the values for these points in time must be calculated through linear interpolation.

9.7.4.2 Preparing the evaluation

In order to be able to perform the data analysis, the measurement values must be available in the form of a table in an MS Excel compatible format (e. g. .csv, .asc, .xls, etc.).

The following data are required and must be entered in the table for the evaluation tool in section 9.7.4.3.

- Date + time in d
- Oxygen content – flue gas in vol-%
- Carbon dioxide content – flue gas in vol-%
- Moisture content – flue gas in vol-%
- Carbon monoxide content – flue gas in ppm
- Nitrogen oxides content – flue gas in ppm
- Optional: sulphur dioxide – flue gas in ppm
- OGC (C1 equivalent) – wet flue gas in ppm
- Flow temperature in °C
- Return temperature in °C
- Flue gas temperature in °C
- Fuel scale (with or without boiler) in kg
- Water heat output in kW
- Water mass flow rate in kg/min
- Standard volume flow – wet flue gas in m³/h
- Auxiliary electric power consumption in W

If an accumulator storage tank or a hydraulic separator is installed, additional channels are necessary:

- Flow temperature in boiler circuit in °C
- Return temperature of boiler circuit in °C
- Electric power consumption of circulation pump in W

The following data can be entered continuously or in the form of single values for the purpose of evaluation:

- Ambient temperature in °C
- Air pressure in mbar

The following channel can be either entered as continuous values or as a list of values

- Total particle emission in flue gas in mg/m^3

Missing columns should be added (if required), e. g.

- In the case of separate recording of date and time: Insertion of one column giving the sum of date and time (simple addition: value = "date" + "time")
- In the case of measurements supplied in a different format, the data must be converted to the required unit (attention must be paid to ensure the new column can be recognized in the header)

The table must furthermore indicate references to the channels in the first row, so that appropriate allocations can be made in the evaluation process.

9.7.4.3 Excel evaluation tool

BEST created an Excel evaluation tool during the research phase of the method development. Upon request, it could probably be made available (currently only in German).

9.8 Test report

The following documents and information shall be handed over to the test institute:

- Installation and operating manual as well as other relevant documents of the manufacturer,
- Relevant settings for the test stand: Draught, minimum return temperature, etc.
- Relevant settings for the boiler: Boiler temperature, configuration of control system, configuration of accumulator storage tank.

The report shall be issued based on EN ISO/IEC 17025 [6] requirements. The test report shall include at least:

- a) Name and address of the test laboratory, name of test engineer, and the location where the tests have been conducted,
- b) Identification number of test report,
- c) Identification of the boiler (name, type, nominal heat output),
- d) Name and address of manufacturer,
- e) Picture of boiler on test stand,
- f) Note if an accumulator storage was used and give the volume, if applicable,
- g) Note which setup was used (with or without hydraulic separator),

- h) Mode of determination of fuel consumption (boiler or fuel supply container positioned on a scale?),
- i) Specification of test fuel: moisture content, GCV, NCV, CHN analysis and ash content,
- j) For wood chips: Chosen particle size (Table 4),
- k) Date of testing,
- l) Results concerning data quality and test performance:
 - a. Reference temperature requirement
 - b. Carbon balance criterion
 - c. Dynamic mass flow criterion
 - d. Setpoint temperature criterion
- m) Results with indication of the unit:
 - a. Nominal annual efficiency, in %, related to GCV and NCV
 - b. Auxiliary energy consumption of total energy input (related to GCV and NCV), in % and in kWh
 - c. Nominal annual emission factors (CO, NO_x, OGC, PM), in mg/MJ, related to GCV and NCV,
- n) Any deviation from the requirements from this handbook that occurred during the test shall be documented.

The test report shall be signed by the head of the test station or the test engineer responsible for carrying out the test.

9.9 Literature

- [1] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (BMJ) UND BUNDESAMT FÜR JUSTIZ (BFJ) (2020): Gebäudeenergiegesetz. Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden vom 08.08.2020. Berlin, Bonn: Bundesministerium der Justiz (BMJ), Bundesamt für Justiz, 87 pages, URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf> (last accessed 24.11.2022)
- [2] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (2021): DIN EN ISO 17225-1: Solid biofuels – Fuel specification and classes – Part 1: General requirements; German version, October 2021. Berlin: Beuth, 78 pages
- [3] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (2021): DIN EN ISO 17225-2: Solid biofuels – Fuel specification and classes – Part 2: Graded wood pellets; German version, September 2021. Berlin: Beuth, 19 pages
- [4] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (2021): DIN EN ISO 17225-4: Solid biofuels – Fuel specification and classes – Part 4: Graded wood chips; German version, June 2021. Berlin: Beuth, 17 pages

-
- [5] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (1990): DIN 1343: Reference conditions, normal conditions, normal volume; concepts and values; German version EN 303-5:2021-09. Berlin: Beuth, 1 page
- [6] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2000): DIN EN ISO 17025: General requirements for the competence of testing and calibration laboratories (ISO/CEI 17025:1999); German version; April 2000. Berlin: Beuth, 56 pages
- [7] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2008): DIN EN 15456: Heating boilers – Electrical consumption for heat generators – System boundaries – Measurements; German Version EN 15456:2008. Berlin: Beuth, 20 pages
- [8] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2013): DIN EN 12619: Stationary source emissions – Determination of the mass concentration of total gaseous organic carbon – Continuous flame ionisation detector method; German Version EN 12619/2013. Berlin: Beuth, 23 pages
- [9] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2015): DIN EN ISO 16948: Solid biofuels – Determination of total content of carbon, hydrogen and nitrogen (ISO 16948:2015); German Version; September 2015. Berlin: Beuth, 18 pages
- [10] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2015): DIN EN ISO 16967: Solid biofuels – Determination of major elements – Al, Ca, Fe, Mg, P, K, Si, Na and Ti (ISO 16967:2015); German version; July 2015. Berlin: Beuth, 22 pages
- [11] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2015): DIN EN ISO 17831-1: Solid biomass – Determination of mechanical durability of pellets and briquettes; German version, May 2016. Berlin: Beuth, 16 pages
- [12] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2015): DIN EN ISO 18134-1: Solid biomass – Determination of moisture content – Oven dry method – Part 1: Total moisture – Reference method; German Version, December 2015. Berlin: Beuth, 12 pages
- [13] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 17829: Solid biofuels – Determination of length and diameter of pellets; German version, March 2016. Berlin: Beuth, 16 pages
- [14] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 17828: Solid biofuels – Determination of bulk density; German version, May 2016. Berlin: Beuth, 18 pages
- [15] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 17827-2. Solid biofuels – Determination of particle size distribution for uncompressed fuels – Part 2: Oscillating screen method using sieves with apertures of 3.15 mm and above; German Version, October 2016. Berlin: Beuth, 20 pages
- [16] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 18122: Solid biofuels – Determination of ash content; German Version, March 2016. Berlin: Beuth, 14 pages
- [17] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 18846: Solid biofuels – Determination of fines content in quantities of pellets; German version, December 2016. Berlin: Beuth, 12 pages

- [18] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2016): DIN EN ISO 18847: Solid bio-fuels – Determination of particle density of pellets and briquettes; German version, December 2016. Berlin: Beuth, 18 pages
- [19] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2017): DIN EN ISO 18125: Solid bio-fuels – Determination of calorific value; German version, August 2017. Berlin: Beuth, 67 pages
- [20] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2018): DIN EN 13284-1: Stationary source emissions – Determination of low range mass concentration of dust – Part 1: Manual gravimetric method; German Version, February 2018, Berlin: Beuth, 70 pages
- [21] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2018): DIN EN 304: Heating boilers – Test code for heating boilers for atomizing oil burners; German Version DIN 1343:1990. Berlin: Beuth, 54 pages
- [22] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2020): DIN EN ISO 21404: Solid bio-fuels – Determination of ash melting behaviour; German version, June 2020. Berlin: Beuth, 21 pages
- [23] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V. (DIN) (2018): DIN EN ENTWURF 303-5: Heating boilers – Part 5: Heating boilers for solid fuels, manually and automatically stoked, nominal heat output of up to 500 kW – Terminology, requirements, testing and marking; German version EN 303-5:2021-09, prEN 303-5:2018, May 2018. Berlin: Beuth, 195 pages
- [24] DEUTSCHES PELLETINSTITUT GMBH (DEPI); PROPELLETS AUSTRIA; PROPELLETS.CH; EUROPEAN PELLET COUNCIL (2015): ENplus Qualitätszertifizierung für Holzpellets. EN-plus-Handbuch für Deutschland, Österreich und die Schweiz. Version 3.0, August 2015. Gesamtausgabe. Berlin: Deutsches Pelletinstitut GmbH (DEPI), 100 Seiten
- [25] EUROPEAN UNION (2010): Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. Official Journal of the European Union, Vol. 53, L 153, published 18 June 2010, pp. 13–35
- [26] EUROPEAN UNION (2013): Commission Delegated Regulation (EU) No 812/2013 of 18 February 2013 supplementing Directive 2010/30/EU of the European Parliament and of the Council with regard to the energy labelling of water heaters, hot water storage tanks and packages of water heater and solar device. Official Journal of the European Union, Vol. 56, L 239, published 6 September 2013, pp. 83–135
- [27] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (2006): VDI 2066: Particulate matter measurement – Dust measurement in flowing gases – Part 1: Gravimetric determination of dust load. November 2006. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 111 pages
- [28] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE (VDI) (2019): VDI 4655: Reference load profiles of residential buildings for power, heat and domestic hot water as well as reference generation profiles for photovoltaic plants. September 2019. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 36 pages

Berichte aus dem TFZ

Bisher erschienene Ausgaben der Schriftenreihe des Technologie- und Förderzentrums:

- 1 Qualitätssicherung bei der dezentralen Pflanzenölerzeugung für den Nicht-Nahrungsbereich – Projektphase 1: Erhebung der Ölqualität und Umfrage in der Praxis
- 2 Erprobung der Brennwerttechnik bei häuslichen Holzhackschnitzelheizungen mit Sekundärwärmetauscher
- 3 Daten und Fakten zur dezentralen Ölgewinnung in Deutschland
- 4 Untersuchungen zum Feinstaubausstoß von Holzzentralheizungsanlagen kleiner Leistung
- 5 Qualität von kaltgepresstem Rapsöl als Speiseöl und Festlegung eines Qualitätsstandards
- 6 Entwicklung einer Prüfmethode zur Bestimmung der Cetanzahl von Rapsölkraftstoff
- 7 Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Rapsöl als Kraftstoff und dem Motorenöl in pflanzenöлтаuglichen Motoren
- 8 Wärmegewinnung aus Biomasse – Begleitmaterialien zur Informationsveranstaltung
- 9 Maize as Energy Crop for Combustion – Agricultural Optimisation of Fuel Supply
- 10 Staubemissionen aus Holzfeuerungen – Einflussfaktoren und Bestimmungsmethoden
- 11 Rationelle Scheitholzbereitstellungsverfahren
- 12 Qualitätssicherung bei der dezentralen Pflanzenölerzeugung für den Nicht-Nahrungsbereich – Technologische Untersuchungen und Erarbeitung von Qualitätssicherungsmaßnahmen
- 13 Getreidekörner als Brennstoff für Kleinf Feuerungen – Technische Möglichkeiten und Umwelteffekte
- 14 Mutagenität der Partikelemissionen eines mit Rapsöl- und Dieselkraftstoff betriebenen Traktors
- 15 Befragung von Betreibern dezentraler Ölsaatenverarbeitungsanlagen
- 16 Schnellbestimmung des Wassergehaltes im Holzsplit
- 17 Untersuchungen zum Einsatz rapsölbetriebener Traktoren beim Lehr-, Versuchs- und Fachzentrum für Ökologischen Landbau und Tierhaltung Kringell
- 18 Miscanthus als nachwachsender Rohstoff – Ergebnisse als bayerischen Forschungsarbeiten
- 19 Miscanthus: Anbau und Nutzung – Informationen für die Praxis

- 20 Prüfung der Eignung von Verfahren zur Reduktion ablagerungs- und aschebildender Elemente in Rapsölkraftstoff bei der dezentralen Erzeugung
- 21 Kleine Biomassefeuerungen – Marktbetrachtungen, Betriebsdaten, Kosten und Wirtschaftlichkeit
- 22 Partikelemissionen aus Kleinfeuerungen für Holz und Ansätze für Minderungsmaßnahmen
- 23 Bewertung kostengünstiger Staubabscheider für Einzelfeuerstätten und Zentralheizungskessel
- 24 Charakterisierung von Holzbriketts
- 25 Additivierung von Rapsölkraftstoff – Auswahl der Additive und Überprüfung der Wirksamkeit
- 26 Status quo der dezentralen Ölgewinnung – bundesweite Befragung
- 27 Entwicklung einer Siloabdeckung aus nachwachsenden Rohstoffen
- 28 Sorghumhirse als nachwachsender Rohstoff – Sortenscreening und Anbauszenarien
- 29 Sorghum als Energiepflanze – Optimierung der Produktionstechnik
- 30 Ethanol aus Zuckerhirse – Gesamtkonzept zur nachhaltigen Nutzung von Zuckerhirse als Rohstoff für die Ethanolherstellung
- 31 Langzeiterfahrungen zum Einsatz von Rapsölkraftstoff in Traktoren der Abgasstufen I und II
- 32 Pflanzenöлтаugliche Traktoren der Abgasstufe IIIA – Prüfstanduntersuchungen und Feldeinsatz auf Betrieben der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft
- 33 Betriebs- und Emissionsverhalten eines pflanzenöлтаuglichen Traktors mit Rapsöl, Sojaöl und Sonnenblumenöl
- 34 Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013 – eine bundesweite Befragung
- 35 Additivierung von Rapsölkraftstoff – Projektphase 2: Langzeit- und Prüfstanduntersuchungen
- 36 Nutzer- und Brennstoffeinflüsse auf Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen
- 37 Screening und Selektion von Amarantsorten und -linien als spurenelementreiches Biogassubstrat
- 38 Untersuchung der Praxistauglichkeit eines Elektrofilters für Kleinfeuerungsanlagen
- 39 Eignung von Buchweizen und Quinoa als späte Zweitfrüchte für die Biogasnutzung
- 40 Optimale Bereitstellungsverfahren für Holzhackschnitzel
- 41 Qualitätssicherung bei der dezentralen Herstellung von Rapsölkraftstoff nach DIN 51605

- 42 Weiterentwicklung einer Siloabdeckung auf Basis Nachwachsender Rohstoffe
- 43 Brennstoffqualität von Holzpellets
- 44 Herstellung und Demonstration der Praxistauglichkeit von Traktoren mit Motoren der Abgasstufe IV im Betrieb mit Pflanzenöl
- 45 ExpResBio – Methoden
- 46 Qualität von Holzhackschnitzeln in Bayern
- 47 Pflanzenöлтаugliche Traktoren der Abgasstufen I bis IIIB
- 48 Sorghum als Biogassubstrat – Präzisierung der Anbauempfehlungen für bayerische Anbaubedingungen
- 49 Zünd- und Verbrennungsverhalten alternativer Kraftstoffe
- 50 Rapsölkraftstoffproduktion in Bayern – Analyse und Bewertung ökologischer und ökonomischer Wirkungen nach der ExpResBio-Methode
- 51 Emissions- und Betriebsverhalten eines Biomethantraktors mit Zündstrahlmotor
- 52 Schnellbestimmung des Wassergehalts von Holzhackschnitzeln
- 53 Bioenergieträger mit Blühaspekt: Leguminosen-Getreide-Gemenge
- 54 Dauerkulturen – Aufzeigen der bayernweiten Anbaueignung
- 55 Lagerung von Holzhackschnitzeln
- 56 Holzhackschnitzel aus dem Kurzumtrieb
- 57 Optimierungspotenziale bei Kaminöfen – Emissionen, Wirkungsgrad und Wärmeverluste
- 58 Überführung einer Siloabdeckung auf Basis Nachwachsender Rohstoffe in die Praxisreife
- 59 Regionalspezifische Treibhausgasemissionen der Rapsverarbeitung in Bayern
- 60 Langzeitmonitoring pflanzenöлтаuglicher Traktoren der Abgasstufen I bis IV
- 61 Nutzereinflüsse auf die Emissionen aus Kaminöfen
- 62 Abgasverhalten von Fahrzeugen im realen Betrieb mit alternativen Kraftstoffen – Bestimmung mit einem portablen Emissionsmesssystem (PEMS)
- 63 Rapsölkraftstoff als Energieträger für den Betrieb eines forstwirtschaftlichen Vollernters (Harvester)
- 64 Amarant als Biogassubstrat – Selektion zur Erarbeitung praxistauglicher Amaranthlinien für bayerische Standorte
- 65 Schwierige Pelletbrennstoffe für Kleinfeuerungsanlagen – Verbrennungstechnische Optimierung durch Additivierung und Mischung
- 66 Einflussfaktoren auf die NO_x-Emissionen in Hackschnitzelheizwerken zwischen 1 und 5 Megawatt

- 67 Gärrestversuch Bayern – Prüfung der langfristigen Nachhaltigkeit der Nutzungspfade Biogas und BtL
- 68 Hanf zur stofflichen Nutzung – Stand und Entwicklungen
- 69 Grundlagenorientierte Untersuchungen zum Zünd- und Verbrennungsverhalten von Pflanzenölkraftstoff und Übertragung auf ein Motorsystem der Abgasstufe V (EVOLUM)
- 70 Effiziente Lagerungs- und Aufbereitungsverfahren für Holzhackschnitzel
- 71 Ertragsstabilität, Etablierung und Umweltparameter mehrjähriger Energiepflanzen – Dauerkulturen II
- 72 Stoffliche Nutzung von Biomasseaschen als Baustein der Bioökonomie
- 73 Agri-Photovoltaik – Stand und offene Fragen
- 74 Erweiterte Holzpelletcharakterisierung – Einfluss bekannter und neuer Brennstoffparameter auf die Emissionen aus Pelletöfen und -kesseln
- 75 Entwicklung von Umbruchstrategien für Dauerkulturflächen und Weiterführung des Gärrestdüngungsversuchs in Durchwachsener Silphie
- 76 Mineralisch verschmutzte Holzbrennstoffe – Teil 1: Auswirkungen auf die Verbrennung
- 77 Paludikulturen für Niedermoorböden in Bayern – Thermische Verwertung
- 78 Verwertung und Anbauoptimierung von Hanf als Nachwachsender Rohstoff
- 79 Realemissionen und Nutzungsgrade von kleinen automatisch beschickten Holz-Zentralheizungskesseln mittels Lastzyklus-Methode – Methodenentwicklung und Ergebnisse einer Serienprüfung
- 80 Klimafreundliche Landmaschinen im Feldtest
- 81 HVO-Diesel für Traktoren – Analyse zum Einsatz des paraffinischen Dieselmotorkraftstoffs HVO auf Staatsbetrieben
- 82 Innovative Verfahrensketten für Holzbrennstoffe mit einem Duplex-Schneckenhacker

