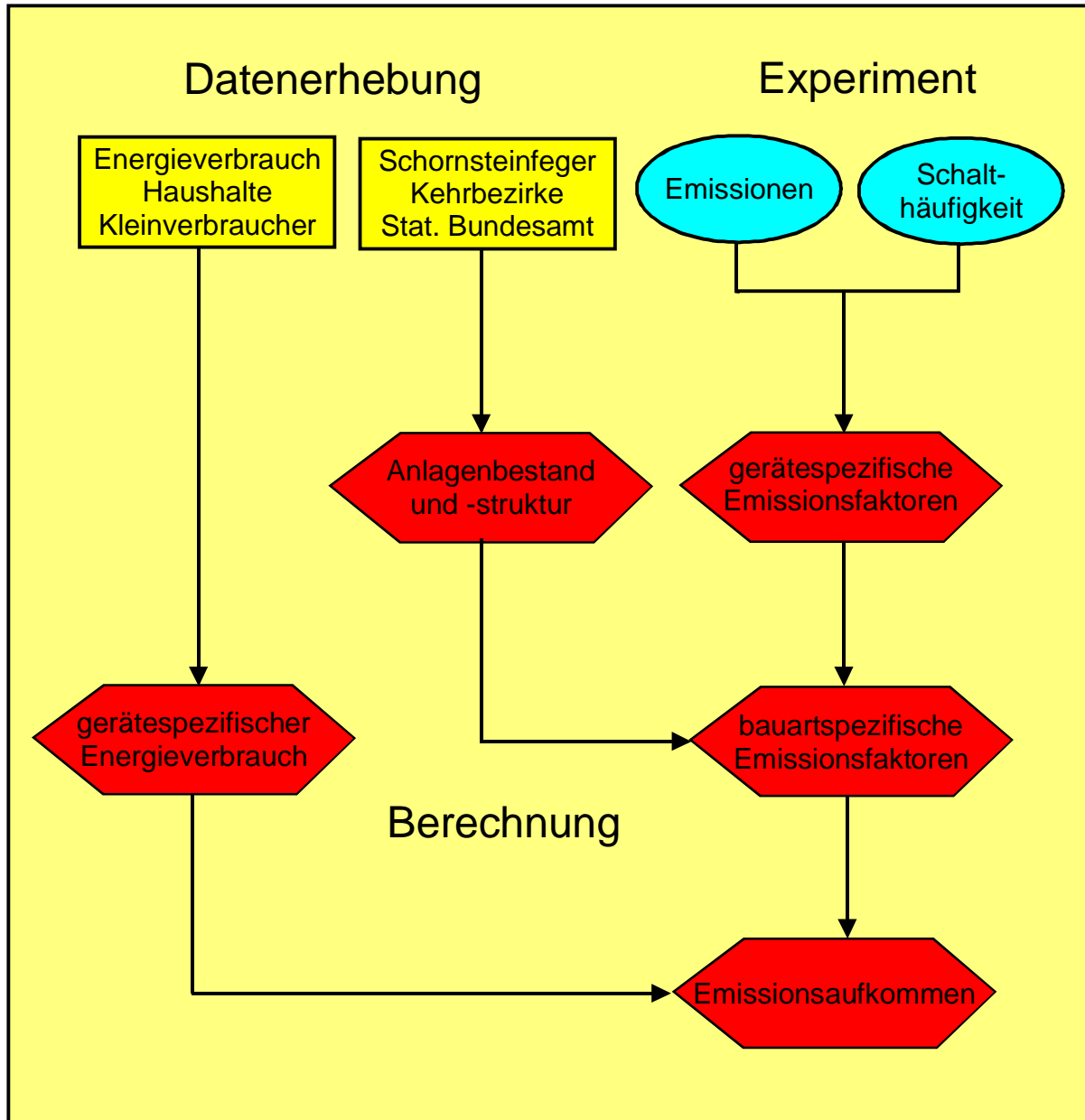


Bestimmung der Emissionen klimarelevanter und flüchtiger organischer Spurengase aus Öl- und Gasfeuerungen kleiner Leistung



Universität Stuttgart
Institut für Verfahrenstechnik
und Dampfkesselwesen
- Abteilung Reinhaltung der Luft -

Bericht Nr. 48 - 2001

ISBN 3-928123-46-7

Im Selbstverlag des Institutes für
Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen
der Universität Stuttgart
(Pfaffenwaldring 23, D-70569 Stuttgart)
erschienen.

**Bestimmung der Emissionen klimarelevanter und flüchtiger
organischer Spurengase
aus Öl- und Gasfeuerungen kleiner Leistung**

Von der Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

vorgelegt

von

Dipl.-Ing. Frank Pfeiffer
aus
Stuttgart

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. habil. Günter Baumbach
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Rainer Friedrich

Tag der Einreichung: 19.01.2001
Tag der mündlichen Prüfung: 09.11.2001

Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD)
Institutsleiter: Prof. Dr.-Ing. Klaus R.G. Hein
Abteilung Reinhaltung der Luft
Abteilungsleiter: Prof. Dr.-Ing. Günter Baumbach

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Angestellter am Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart in der Abteilung Reinhaltung der Luft.

Für die Übernahme des Hauptberichts und der freien Arbeitsatmosphäre sowie die wissenschaftliche Betreuung und Förderung der Arbeit möchte ich mich beim Leiter der Abteilung Reinhaltung der Luft, Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Baumbach bedanken. Mein Dank gilt auch Herrn Prof. Dr.-Ing. R. Friedrich, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, für das Interesse an meiner Arbeit und die Übernahme des Mitberichts.

Bei Herrn Dr.-Ing. Struschka, Ingenieurbüro Dr. Struschka, bedanke ich mich ganz besonders für die langjährige enge und befruchtende Zusammenarbeit in einer Vielzahl von Forschungsvorhaben. In allen Phasen meiner wissenschaftlichen Arbeit hat er mich durch fachliche Unterstützung, Hinweise und Anregungen sowie durch die jederzeit vorhandene Gesprächs- und Diskussionsbereitschaft unterstützt.

Zum Gelingen dieser Arbeit haben eine Vielzahl von Kollegen und Studenten des Instituts beigetragen, die mich in der Durchführung der Versuche und deren Auswertung begleitet haben. Hervorheben möchte ich Herrn D. Straub für sein immer offenes Ohr und Hilfsbereitschaft in Fragen der Messtechnik und Versuchsdurchführung. Meinen Studenten Ina Kersten, Florian v. Lepel, Dieter Bielz und Jürgen Asal gilt der Dank für ihr Durchhaltevermögen und unermüdlichen Einsatz bei den praktischen Messungen am Prüfstand zu allen Tag- und Nachzeiten.

Besonderer Dank gilt auch meiner Freundin Simone und ihren Kindern, die mich letztendlich bei der Vollendung dieser Arbeit an unzähligen Wochenenden durch ihre Geduld entscheidend unterstützt haben.

Frank Pfeiffer

Renningen, im Januar 2001

Bestimmung der Emissionen klimarelevanter und flüchtiger organischer Spurengase aus Öl- und Gasfeuerungen kleiner Leistung

	Definitionen	VIII
	Zusammenfassung/Abstract	XI
1	Einleitung	1
2	Beheizungs- und Anlagenarten in Haushalten und bei Kleinverbrauchern	6
2.1	Beheizungsarten	6
2.2	Anlagenarten	7
2.2.1	Gasfeuerungen in den alten Bundesländern	7
2.2.2	Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern	10
2.2.3	Ölfeuerungen in den alten Bundesländern	10
2.2.4	Ölfeuerungen in den neuen Bundesländern	13
2.2.5	Heizkessel für Öl- und Gasbrenner mit Gebläse	13
2.3	Gesetzliche Grundlagen	15
3	Entstehung klimarelevanter und organischer Spurengase aus Feuerungsanlagen	16
3.1	Distickstoffmonoxid (N ₂ O)	16
3.1.1	Homogene Reaktionen	17
3.1.2	Heterogene Reaktionen	20
3.2	Methan (CH ₄)	20
3.3	Unverbrannte Kohlenwasserstoffe	21
4	Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen – Stand der Forschung	22
4.1	Stationäre Betriebsweise	22
4.1.1	Ölfeuerungen	22
4.1.2	Gasfeuerungen	25
4.2	Intermittierende Betriebsweise	26
5	Bestand und Struktur der Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern in Deutschland	32
5.1	Anlagenbestand in Haushalten und bei Kleinverbrauchern	32
5.1.1	Ermittlung der Bestandszahlen aus Daten des Statistischen Bundesamtes	32

5.1.2	Bewertung der Ergebnisse aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken	37
5.1.3	Zusätzliche Berechnungen zur Ermittlung der Anzahl von installierten Gasfeuerungen	40
5.1.4	Aufteilung des Anlagenbestandes in Haushalte und Kleinverbraucher	41
5.2	Anlagenstruktur in Haushalten und bei Kleinverbrauchern	42
5.2.1	Datenerhebung in ausgewählten Kehrbezirken	43
5.2.2	Beschreibung der Anlagenstruktur in den alten und neuen Bundesländer	47
6	Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs	49
6.1	Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher	50
6.2	Emissionsrelevanter Endenergieverbrauch	51
6.2.1	Haushalte	52
6.2.2	Kleinverbraucher	53
6.3	Bauartspezifischer Endenergieverbrauch	59
7	Messtechnische Ermittlung der Emissionen an ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen	63
7.1	Versuchsaufbau	63
7.1.1	Messungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1)	63
7.1.2	Messungen im intermittierenden Betrieb (Messreihe 2)	64
7.1.3	Kalibrierung und Messunsicherheit	66
7.1.4	Besondere Messtechnik	67
7.1.4.1	Messverfahren zur N ₂ O-Bestimmung in Abgasen	68
7.1.4.2	Bestimmung der Konzentrationen von TOC, CH ₄ , NMTOC	70
7.1.4.3	Messung des Verbrennungsluftvolumenstroms	72
7.2	Versuchssystematik und Versuchsdurchführung	74
7.2.1	Versuchssystematik	74
7.2.1.1	Auswahl der Heizgeräte - Messreihe 1	74
7.2.1.2	Auswahl der Heizgeräte - Messreihe 2	77
7.2.1.3	Verfeuerte Brennstoffe	78
7.2.1.4	Durchführung der Versuche	79
7.2.2	Versuchsauswertung	81
7.2.2.1	Stationärer Dauerbetrieb	81
7.2.2.2	Start-Stopp-Emissionen	82
7.3	Ergebnisse	88
7.3.1	Emissionen im stationären Dauerbetrieb	88
7.3.2	Emissionen im intermittierenden Betrieb	94

8	Ermittlung der Emissionsfaktoren	100
8.1	Berücksichtigung der Start-Stopp-Emissionen	102
8.1.1	Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung	102
8.1.2	Ermittlung der Schalthäufigkeit	105
8.1.3	Emissionen der untersuchten Heizgeräte	107
8.1.4	Berechnung der gerätespezifischen Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb	108
8.2	Berechnung der bauartpezifischen Emissionsfaktoren	112
8.3	Berechnung mittlerer Emissionsfaktoren für die Bereiche Haushalte und Kleinverbraucher	114
9	Ermittlung des Emissionsaufkommens	117
10	Zusammenfassung	119
11	Anhang	124
	Anhang A: Unsicherheiten der Emissionsberechnung	124
	Anhang B: Verbrennungsrechnung, Elementarzusammensetzung und verbrennungstechnische Kenndaten	130
	Anhang C: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 4: Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen - Literaturlauswertung	134
	Anhang D: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 5: Bestand und Struktur von Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern	138
	Anhang E: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 6: Ermittlung des gerätespezifischen Endenergieverbrauchs	141
	Anhang F: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 7: Messtechnische Ermittlung der Emissionen an ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen	143
	Anhang G: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 8: Ermittlung der Emissionsfaktoren	147
	Anhang H: Ergänzende Tabellen zu Kapitel 9: Ermittlung des Emissionsaufkommens	151
12	Literatur	155

Definitionen

Definition und Beschreibung der häufigsten in der Arbeit verwendeten Begriffe. Die aufgeführten Normen, Richtlinien und Verordnungen sind, soweit nicht anders vermerkt, nur in der jeweils aktuellsten Form zitiert:

1. BImSchV

Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Kleinfeuerungsanlagen - 1. BImSchV, 1997). Der Anwendungsbereich der Verordnung erstreckt sich auf die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Feuerungsanlagen, die keiner Genehmigung nach 4 BImSchV (1997) bedürfen. Für alle in den Anwendungsbereich fallende Feuerungsanlagen sind u.a. in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff, der Bauart und der Nennwärmeleistung Anforderungen an den Betrieb dieser Feuerungsanlagen festgelegt. Die Einhaltung der festgeschriebenen Emissionsgrenzwerte bzw. Abgasverluste der Feuerungsanlagen wird vom zuständigen Bezirksschornsteinfegermeister überwacht.

Altgeräte

Heizgeräte, bestehend aus Brenner und/oder Heizkessel mit Baujahren vor 1988, die zu Beginn der Messreihe 1 in der Regel nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen.

bauartspezifisch

Als bauartspezifisch wird der zusammengefasste Endenergieverbrauch oder Emissionsfaktor für eine Gerätebauart z.B. Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse, Gas-Brennwertgerät oder Gas-Raumheizer unter Berücksichtigung der Altersstruktur und Leistungsstruktur bezeichnet.

Bezugsjahr

In dieser Arbeit ist dies das Jahr 1995.

Emissionsfaktoren

emittierte Masse eines Stoffes bezogen auf die mit dem Brennstoff zugeführte Energie (in der Regel bezogen auf den Heizwert) in z.B. kg/TJ.

Endenergieverbrauch, emissionsrelevanter

Endenergieverbrauch, der in Haushalten und bei Kleinverbrauchern in den Verwendungsarten "Raumwärme" und "Warmwasser" eingesetzt wird. Für die Verbrauchergruppe "Gartenbau" im Kleinverbrauch gehört auch die Verwendungsart "Prozesswärme" dazu. Der emissionsrelevante Endenergieverbrauch wird dem Anlagenbestand zur Berechnung der Emissionsaufkommens zugewiesen.

Feuerungsanlage

Anlage, bei der durch Verfeuerung von Brennstoffen Wärme erzeugt wird. Zur Feuerungsanlage gehören Feuerstätte und, soweit vorhanden, Verbindungsstück und Abgas-einrichtung. Dieser Begriff wird vorzugsweise für installierte Öl- und Gasfeuerungen verwendet.

gerätespezifisch

Als gerätespezifisch werden alle Angaben z.B. Emissionsfaktor bezogen auf ein untersuchtes Heizgerät bezeichnet.

Haushalte

Haushalte sind alle privaten Haushalte.

Heizgeräte

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Heizgeräte bestanden aus einem Brenner mit einem für die Abfuhr der erzeugten Wärme geeigneten Wärmetauscher.

Heizzeit

Die Heizzeit wird rein kalendermäßig vom 1. September bis zum 31. Mai des Folgejahres, also auf neun Monate, festgesetzt (VDI 2067 Blatt 1, 1983).

Intermittierender Betrieb

übliche Betriebsweise von nicht modulierenden Heizgeräten mit häufigen An- und Abschaltvorgängen der Brenner.

Kleinverbraucher

Der Bereich der Kleinverbraucher kann grob in die folgenden Verbrauchergruppen gegliedert werden:

- Landwirtschaft und Gartenbau
- Handel (Einzel- und Großhandel)
- Gastgewerbe
- Handwerk (z.B. Metall-, Holz- und Baugewerbe)
- Wäscher und Reiniger
- Banken, Versicherungen
- Dienstleistungen von Unternehmen und freien Berufen
- Öffentliche Einrichtungen und private Organisationen ohne Erwerbscharakter (z.B. Krankenhäuser, Bildungs- und Badeanstalten)
- industrielle Kleinbetriebe.

LIV/IVD-Statistik

Vom IVD aufbereitete Daten aus repräsentativ von den Landesinnungsverbänden des Schornsteinfegerhandwerkes Baden-Württemberg (LIV), Nordrhein-Westfalen und Sachsen ausgewählten Kehrbezirken.

Neugeräte

Feuerstätten mit Baujahren ab 1989, die den Stand der Technik repräsentieren.

Nonmethane total organic compounds (NMTOC)

Der Begriff NMTOC umfasst alle TOC außer Methan. In der Regel wird die Emission an NMTOC als Differenz der gemessenen TOC- und CH₄-Konzentration im Abgas angegeben. Berücksichtigt werden muss hierbei der gerätespezifische Responsefaktors des Gasanalysators bezüglich CH₄. In dieser Arbeit werden die NMTOC als "Summe der Nicht-Methankohlenwasserstoffe" oder kurz "Nicht-Methankohlenwasserstoffe" bezeichnet. Die Angabe der NMTOC-Emission erfolgt (bezogen auf Kohlenstoff) in der Größe kgC/TJ. Die emittierte Menge an CH₄ dagegen in kg/TJ.

Quasistationärer Betrieb

nur noch geringfügige Änderungen der Emissionen und anderer Betriebsparameter (z.B. Abgastemperatur) um einen (Emissions-) Mittelwert.

Relative Kesselleistung

ist das Verhältnis der zeitlich gemittelten Kesselleistung in kW eines Heizkessels zur Nennwärmeleistung in kW (DIN 4702 Teil 8). Äquivalent hierzu ist die in dieser Arbeit verwendete Definition der relativen Kesselleistung aus dem Verhältnis der Brennerlaufzeit zur Länge eines Brennerzyklus (Brennerlaufzeit plus Brennerstillstandszeit).

Schalhäufigkeit

Anzahl der Start- und Stoppvorgänge für den Heizbetrieb in der Heizzeit.

Startvorgang

Zeitraum zwischen dem Öffnen des Brennstoffventils (Brennstofffreigabe) und der unmittelbaren Zündung der Flamme bis zum Erreichen der quasistationären Konzentration.

Stationärer Dauerbetrieb

zeitlich länger andauernder Betrieb bei Feuerungswärmeleistung mit nur noch geringfügige Änderungen der Emissionen und anderer Betriebsparameter (z.B. Abgastemperatur).

Stoppvorgang

Zeitraum zwischen dem Schließen des Brennstoffventils und dem unmittelbaren Erlöschen der Flamme bis zum Erreichen der quasistationären Konzentrationen nach dem Stoppvorgang oder dem Beginn eines erneuten Startvorganges.

Total organic compounds (TOC)

Diese Bezeichnung umfasst nach AP-42 (1998) der EPA alle VOCs und alle ausgenommen Verbindungen einschließlich Methan, Ethan, Fluorchlorkohlenwasserstoffe, toxische Verbindungen, Aldehyde und mittelflüchtiger Verbindungen. Zu der Gruppe der TOCs gehören auch die sogenannten gasförmigen HAPs "hazardous air pollutants", die von der EPA in Abschnitt III des CAAA definiert sind. Als gleichwertiger Begriff für TOC werden in dieser Arbeit die deutschen Entsprechungen "Summe der organischen Kohlenwasserstoffe" oder "Gesamtkohlenwasserstoffe" verwendet. Gemessen werden TOC im Abgas heute als Propan-Äquivalente oder seltener als Methan-Äquivalente. Nach Umrechnung der gemessenen Volumenkonzentration in eine Massenkonzentration wird die TOC-Emission (bezogen auf Kohlenstoff) in der Größe mgC/m³ angegeben.

Volatile organic compounds (VOC)

Unter dem Begriff VOC werden alle organischen Verbindungen zusammengefasst, die als Vorläufersubstanzen für die Ozonbildung angesehen werden. Hierzu gehören nach EPA (40 CFR 51.100, 3. Februar 1992) alle ".....kohlenstoffhaltigen Verbindungen, ausser Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Carbonsäuren, Metallkarbide oder -carbonate und Ammoniumkarbonat, die an chemischen Reaktionen in der Atmosphäre teilnehmen". Einige Verbindungen haben offensichtlich eine vernachlässigbare photochemische Reaktivität und sind daher von der Definition der VOCs ausgenommen: Methan, Ethane, Methylenchlorid, Methylchloroform, viele Fluorchlorkohlenwasserstoffe und einige Klassen von Perfluorkohlenwasserstoffen.

ZIV-Statistik

Vom Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerkes - Zentralinnungsverband - jährlich veröffentlichte Statistiken über die Abgasverlustmessung an Kleinfeuerungsanlagen nach Maßgabe der 1. BImSchV in der Bundesrepublik Deutschland.

Zusammenfassung

In vielen Arbeiten werden Emissionsfaktoren für Öl- und Gasfeuerungen auf der Grundlage von stichprobenartigen Messungen im stationären Dauerbetrieb abgeleitet. Die Emissionen während der Start- und Stoppvorgänge bleiben darin unberücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit wird eine Methodik zur Ermittlung von mittleren Emissionsfaktoren und zur Berechnung des Emissionsaufkommens für die klimarelevanten und organischen Abgasbestandteile CO, N₂O, CH₄, TOC und NMTOC aus Öl- und Gasfeuerungen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie Deutschland im Jahr 1995 unter Berücksichtigung aller Betriebszustände vorgestellt. Dazu wird eine umfassende Beschreibung des Anlagenbestandes an installierten Öl- und Gasfeuerungen unter Verwendung der Statistiken zum Wohnungs- und Gebäudebestandes, des Schornsteinfegerhandwerks und eigene Erhebungen in ausgewählten Kehrbezirken der alten und neuen Bundesländer vorgenommen. Das Emissionsverhalten wird anhand eigener Untersuchungen auf dem Prüfstand sowohl im stationären als auch im Start-Stopp-Betrieb beschrieben. Die dazu notwendige Messtechnik und Auswertung wird umfassend dargestellt. Mit Hilfe eines eigenen Berechnungsverfahrens werden unter Berücksichtigung der Anzahl an Start- und Stoppvorgängen in der Heizzeit die ermittelten Emissionen für den stationären und den intermittierenden Betrieb in Emissionsfaktoren für die untersuchten Heizgeräte überführt. Mit dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser und der Altersstruktur einer Gerätebauart werden die bauartspezifischen Emissionsfaktoren in mittlere Emissionsfaktoren für den Anlagenbestand an Öl- und Gasfeuerungen berechnet. Abschließend wird das Emissionsaufkommen, getrennt für die einzelnen Bereiche, ausgewiesen. Mit dieser Arbeit liegen erstmals realistische Zahlen zum Emissionsaufkommen von Öl- und Gasfeuerungen vor.

Abstract

In many investigations emission factors for oil and gas-fired combustion units are derived from random sample measurements during stationary combustion. The emissions during start-stop-operation are not included. In this thesis methods for the determination of emission factors and the calculation of the emission amounts of the climate relevant and organic flue gas components CO, N₂O, CH₄, TOC and NMTOC from oil and gas fired combustion units in households and the small consumer sector in the old and new federal states and Germany in the year 1995 considering all operation points are established. Therefore an extensive description of the installed combustion units with use of statistics concerning the amount of flats and houses, the statistics of the trade of chimney sweeps as well as own surveys in selected chimney sweep districts in the old and new federal states. The characteristics of the combustion units are described on the basis of own measurements on the test stand during stationary combustion as well as during start-stop-operation. The necessary measuring method and evaluation of the data is described. A own method for the calculation of emission factors for the investigated heating units regarding the amount of starts and stopps during the heating period is developed. With the individual energy consumption for room heating and hot water preparation of the heating units and the structure-relevant emission factors new averaged emission factors for the installed oil - and gas-fired combustion units are developed. Finally, the emission amount of each flue gas component in the new and old federal states in the year 1995 is calculated. With this thesis, for the first time realistic data of the emission amount are presented.

1 Einleitung

Die Zusammensetzung der Erdatmosphäre in ihrer heutigen Form ist das Ergebnis von seit Jahrmillionen andauernden physikalischen und chemischen Wechselwirkungen zwischen Lithosphäre, Hydrosphäre und Biosphäre (Enquete, 1990). Die relative Häufigkeit der einzelnen Gase ist das Ergebnis der Aktivität von Quellen und Senken. Die natürlichen Treibhausgase leisten einen bedeutenden Beitrag zum Klimahaushalt der Erde, in dem sie die Wärmeabstrahlung in den Weltraum stärker dämpfen als das Vordringen der Sonnenstrahlung auf die Erdoberfläche. Dadurch bewirken sie eine Erhöhung der globalen Jahresmitteltemperatur an der Erdoberfläche um durchschnittlich 30 K auf ca. + 15 °C. Nach ihrer Bedeutung gereiht sind vor allem folgende fünf natürlich vorkommenden Gase in der ungestörten Atmosphäre (vorindustrielle Zeit) als treibhausrelevant einzustufen: Wasserdampf (H₂O) mit ca. 70 % Anteil, Kohlendioxid (CO₂) mit ca. 15 % Anteil, Ozon (O₃) mit einigen Prozent, Distickstoffmonoxid (N₂O) und Methan (CH₄) mit jeweils wenigen Prozent Anteil (BMU, 1994). Nicht zu den Treibhausgasen werden organische Kohlenwasserstoffe wie Alkane, Alkene, Aldehyde, halogenierte Kohlenwasserstoffe und Lösungsmittel gezählt. Verschiedene dieser Kohlenwasserstoffverbindungen nehmen allerdings aktiv an der Ozonbildung in der unteren Troposphäre (Bildung von Peroxidradikalen) oder am Ozonabbau in der Stratosphäre (chlorierte Kohlenwasserstoffe) teil (Fabian, 1989; Baumbach, 1993).

Mit Beginn der Industrialisierung im letzten Jahrhundert sind neben natürlichen Quellen durch menschliche Aktivitäten neue Emissionsquellen für die atmosphärischen Spurengase hinzugekommen. Die Erhöhung der Konzentration an klimarelevanten Spurengasen in der Atmosphäre nahm seitdem kontinuierlich zu, der natürliche Treibhauseffekt wurde durch den sog. anthropogenen oder zusätzlichen Treibhauseffekt verstärkt (**Tabelle 1.1**).

Tabelle 1.1: Eigenschaften ausgewählter klimarelevanter Spurengase in der Erdatmosphäre (nach BMU, 1994)

Gas	Verweildauer in der Atmosphäre	Volumen-Mischungsverhältnis 1992	Zuwachsrates der 80er Jahre in % pro Jahr	Treibhauspotential pro Molekül relativ zu CO ₂	Strahlungsbilanzstörung seit 1750 in W/m ²
H ₂ O	Tage bis Monate	2 ppm v/v bis 3,5 %	?	< 200+	> 0
CO ₂	> 100 Jahre *	357 ppm v/v	0,4 bis 0,5	1	1,3
N ₂ O	≈ 150 Jahre	0,31 ppm v/v	0,25	200	≈ 0,1
CH ₄	≈ 10 Jahre	1,75 ppm v/v	0,8	25 bis 30	≈ 0,5
CO	wenige Monate	0,15 ppm v/v (NH)	≈ 1 (NH)	2	> 0

NH Nördliche Hemisphäre + maximal in der unteren Stratosphäre
 * nur anthropogener Zusatz

ppm v/v parts per million (volume) = 1 Molekül auf 1 Million Moleküle (volumenbezogen)
 ppb v/v parts per billion (volume) = 1 Molekül auf 1 Milliarde Moleküle (volumenbezogen)

Für die klimarelevanten Gase N₂O und CH₄ ist eine kontinuierliche Zunahme zu beobachten. Die Konzentration an CH₄ betrug im Jahr 1992 im Mittel 1,75 ppm v/v, mit einem durchschnittlichen Anstieg von ca. 12 ppb v/v/Jahr in den letzten Jahren (Kahlil und Rasmussen, 1993). N₂O

hat mit einer mittleren Konzentration von 0,31 ppm v/v im Jahr 1992 einen geringeren Anteil in der Erdatmosphäre, mit einer Zunahme von ca. 0,8 ppb v/v/Jahr (Kahlil und Rasmussen, 1992). Die Strahlungswirkung eines Treibhausgases wird als Treibhauspotential relativ zum CO₂ bezeichnet. Das Treibhauspotential ist ein Maß dafür, wie viel effektiver ein zusätzliches Molekül oder Kilogramm eines Treibhausgases in der Atmosphäre im Vergleich zum CO₂ die Strahlung absorbiert. Das größte Treibhauspotential der hier betrachteten Gase hat das N₂O mit einem Wert von 200 relativ zum CO₂.

Die wichtigsten anthropogenen Quellen für die atmosphärischen Spurengase sind:

- Verbrennungsprozesse (fossil und von Biomasse)
- Industrieprozesse
- Gewinnung und Verteilung von Brennstoffen (Erdgas, Kohlebergbau)
- Anwendung von organischen Lösungsmitteln und lösemittelhaltigen Produkten
- Mülldeponien
- Landwirtschaft (Reisfelder, Fermentation durch Wiederkäuer, Einsatz von Dünger)
- Brandrodung von Wäldern

Literatur: Friedrich, 2000; DMGK, 1992; IPCC, 1995; BMU, 1994; IEA, 1993; IEA, 1998

Die emittierten Spurengase werden zum Teil über weite Strecken transportiert und umgewandelt und bewirken erst dort direkte oder indirekte ökologische und ökonomische Schäden, die nicht mehr einem einzigen Emittenten angelastet werden können (Friedrich, 1992).

Die Emissionssituation der klimarelevanten Gase CO, CH₄ und N₂O, sowie der Stoffgruppe der flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (engl.: TOC = total organic compounds) und der Nicht-Methankohlenwasserstoffe (engl.: NMTOC = non methane total organic compounds) in Deutschland wird im wesentlichen durch die Emissionen aus den Bereichen Verkehr, Abfallwirtschaft, Landwirtschaft, Lösemittel- und Produktverwendung, Industrieprozesse und Energieverbrauch bzw. -umwandlung bestimmt (BMU, 1999).

Zur Überprüfung von gesetzten Reduktionszielen vor dem Hintergrund der Einhaltung der Vereinbarungen zum Klimaschutz leistet die tiefergehende Analyse der energiebedingten Emissionen aus dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher einen Beitrag. Allerdings sind dazu u.a. fundierte und nachvollziehbare Emissionsfaktoren für den Einsatz der wichtigsten fossilen Brennstoffe Heizöl und Erdgas in Feuerungsanlagen notwendig.

In der Ermittlung von Emissionsfaktoren auf der Grundlage von Emissionsmessungen stellt sich in der Folge häufig die Frage, wie man Ergebnisse von Emissionsmessungen, ob nun auf dem Prüfstand oder aus Feldmessungen, in Emissionsfaktoren für den gesamten Bestand an Öl- und Gasfeuerungen überführt. Idealerweise sollten Emissionsfaktoren dermaßen ermittelt werden, dass aus dem Bestand an Feuerungsanlagen eine begrenzte Anzahl ausgewählt wird mit dem Ziel, auf der Basis des Emissionsverhaltens dieser Feuerungsanlagen einen repräsentativen Emissionsfaktor festzulegen, der wiederum auf das gesamte Kollektiv aller Feuerungsanlagen in einem festzulegenden Bereich übertragen werden kann. Um die Aussagekraft von Emissionsfaktoren zu erhöhen, sollten zusätzlich auch die technologischen Parameter, wie z.B. Feuerungswärmeleistung sowie Alter und Bauart der untersuchten Feuerungsanlagen mit einem gewichteten Anteil am Bestand aller Feuerungsanlagen berücksichtigt werden. Nicht zu

vernachlässigen ist außerdem, dass das Emissionsverhalten von Feuerungsanlagen signifikant durch die Betriebsweise beeinflusst wird (AP-42; 1997; EMEP, 1996).

Demgegenüber werden häufig Emissionsfaktoren auf einer (zu geringen) Anzahl von Messungen oder einer nicht dem Anlagenbestand entsprechenden Auswahl von untersuchten Feuerungsanlagen ermittelt. Unberücksichtigt in den Emissionsfaktoren bleibt in der Regel auch der Anteil der einzelnen Gerätebauarten oder deren Altersstruktur im Anlagenbestand (Doka und Nussbaumer, 1994; Vitovec, 1991). Einer Änderung beispielsweise in der Zusammensetzung des Anlagenbestandes durch Ersatz von technisch veralteten Feuerungsanlagen durch neue, emissionsarme oder energiesparende Öl- und Gasfeuerungen, wird häufig dadurch Rechnung getragen, dass bestehende Emissionsfaktoren durch mehr oder weniger große Abschläge den "neuen Verhältnissen" angepasst werden. In der Regel entstanden hierdurch Emissionsfaktoren, deren Entstehungsgeschichte nicht mehr nachvollziehbar ist (AGEK, 1999; UBA, 1997a). Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren sind oft in der Höhe häufig nicht plausibel und geben die realen Verhältnisse nur unzureichend wieder.

Ziel dieser Arbeit ist es, die Ermittlung von Emissionsfaktoren und die Berechnung des Emissionsaufkommens für die im Jahr 1995 in Haushalten und bei Kleinverbrauchern installierten stationären Öl- und Gasfeuerungen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in jedem einzelnen Schritt nachvollziehbar und unter Berücksichtigung der oben beschriebenen wesentlichen Einflussfaktoren durchzuführen. Dabei sind alle Öl- und Gasfeuerungen in sämtlichen Leistungsbereichen innerhalb dem Geltungsbereich der 1. BImSchV (1997) mit einer Feuerungswärmeleistung < 5 MW für Heizöl EL und < 10 MW für gasförmige Brennstoffe Gegenstand der Arbeit. Betrachtet werden sollen die klimarelevanten Abgasbestandteile CO, N₂O und CH₄, und die organischen Spurengase als Summe der flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (TOC) und als Summe der Nicht-Methankohlenwasserstoffe (NMTOC).

Im folgenden wird systematisch das notwendige "Handwerkszeug" zur Erreichung der gesteckten Ziele bereitgestellt. Die Struktur mit den wesentlichen Teilschritten sowie deren Verknüpfung zur Berechnung der Emissionsfaktoren und des Emissionsaufkommens sind für dieses Arbeit schematisch in **Bild 1.1** dargestellt.

Im ersten Abschnitt der Arbeit wird ein Überblick über die Beheizungsarten im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher gegeben. Gleichzeitig wird eine Abgrenzung der unterschiedlichen Gerätebauarten, wie z.B. Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse, Gas-Brennwertgeräte, Gas-Durchlaufwasserheizer u.v.m. der installierten Öl- und Gasfeuerungen vorgenommen, anhand derer die in der Arbeit verwendeten Bezeichnungen für die Gerätebauarten definiert werden.

Die wichtigsten Bildungs- und Abbaureaktionen der klimarelevanten und organischen Spurengase in Feuerungsanlagen werden in einem eigenen Abschnitt zusammengefasst. Der Focus liegt hierbei auf den homogenen Gasphasenreaktionen, wie sie vorwiegend bei Öl- und Gasfeuerungen anzutreffen sind. Eine Literaturlauswertung gibt Auskunft über den Stand des Wissens bisheriger Untersuchungen zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen in Prüfstands- oder Felduntersuchungen. Unterschieden wird hierbei zwischen den Emissionen im stationären Betrieb oder im intermittierenden Betrieb mit den instationären Betriebszuständen

Start und Stopp. Herausgearbeitet werden die in den vorliegenden Untersuchungen beschriebenen Wege zur Quantifizierung der Start- und Stoppemissionen. Aufgezeigt werden an konkreten Ergebnissen die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Höhe der Emissionen während des Start- und Stoppvorgangs.

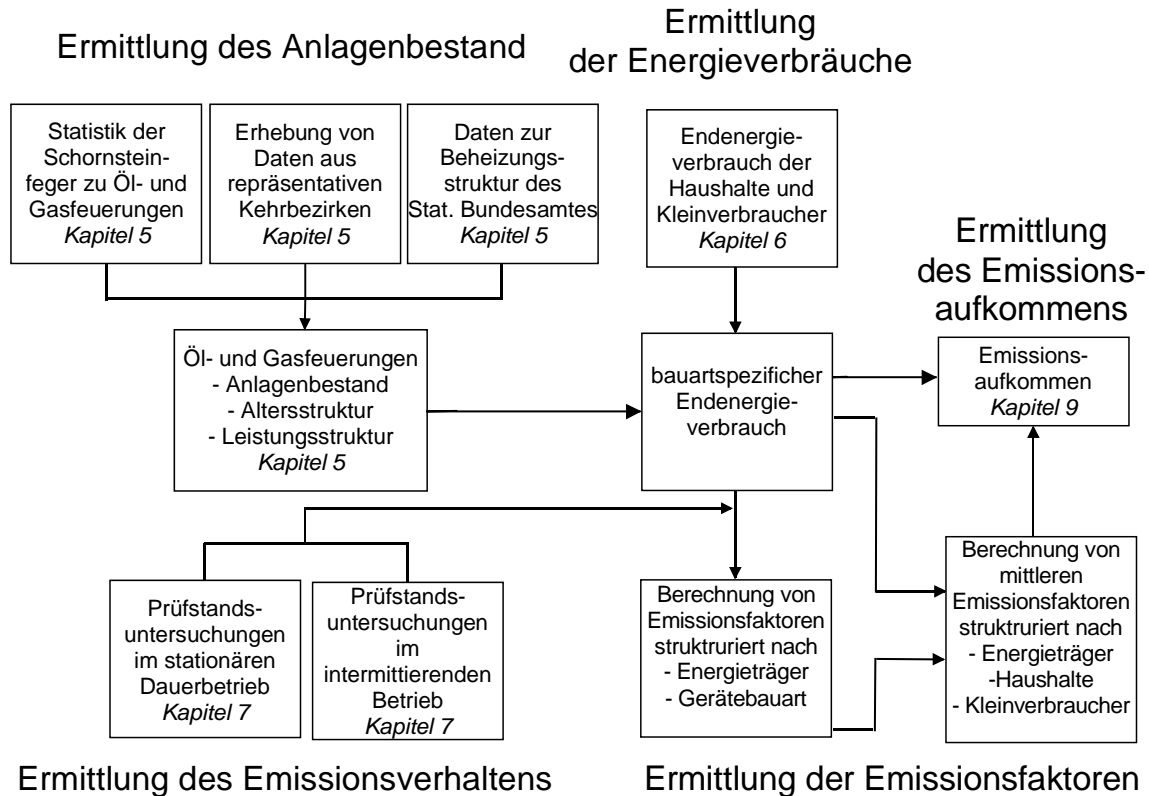


Bild 1.1: Struktur, Bearbeitungsschritte sowie Verknüpfungen zur Berechnung der Emissionsfaktoren und des Emissionsaufkommens in der Arbeit

Ein wesentlicher Bestandteil für die spätere Ermittlung der Emissionsfaktoren ist hierbei eine nach Gerätebauarten strukturierte Beschreibung des Anlagenbestands der installierten Öl- und Gasfeuerungen, wobei zwischen dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher und der alten bzw. neuen Bundesländern zu unterscheiden ist. Auf der Basis vorhandener Statistiken des Statistischen Bundesamtes zum Gebäude- und Wohnungsbestand sollen eigene Methoden zur Bereitstellung von Zahlen zum Anlagenbestand, strukturiert nach Gerätebauarten, entwickelt werden. In Zusammenarbeit mit den Landesinnungsverbänden in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen soll in ausgewählten Kehrbezirken anhand von Erhebungen im Rahmen der Feuerstättenschau Daten für eine Beschreibung der Alters- und Leistungsstruktur der installierten Feuerungsanlagen gewonnen werden. Das besondere Augenmerk liegt hierbei auf Heizgeräten, die nicht der wiederkehrenden Überwachung durch das Schornsteinfegerhandwerk unterliegen.

Ausgehend von der Energiebilanz des Endenergieverbrauchs der Haushalte und Kleinverbraucher im Jahr 1995 für Deutschland wird eine Methodik zur Ermittlung des gerätespezifischen Endenergieverbrauchs entwickelt. Dazu wird der Endenergieverbrauch von Heizöl EL und Brenngasen (im wesentlichen Erdgas) den Verwendungsarten Raumwärme, Warmwasser, Pro-

zesswärme und Kraft, Strom und Licht zugewiesen. Der Endenergieverbrauch der Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser wird zum sog. emissionsrelevanten Endenergieverbrauch zusammengeführt, da dieser Anteil in den zu betrachtenden Feuerungsanlagen nach 1. BImSchV verfeuert wird. Die Aufteilung des emissionsrelevanten Endenergieverbrauchs unter Verwendung der Zahlen zum Anlagenbestand und der Anlagenstruktur führt dann zum gesuchten gerätespezifischen Endenergieverbrauch.

In eigenen Untersuchungen werden systematisch die Emissionen der zu betrachtenden Abgasbestandteile an repräsentativ für den Anlagenbestand ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen auf dem Prüfstand durchgeführt. Dazu werden die messtechnischen Voraussetzungen zur Ermittlung des Emissionsverhaltens sowohl im stationären Dauerbetrieb wie auch im intermittierenden Betrieb geschaffen. Die Auswertung der gemessenen Emissionen während der Start- und Stoppvorgänge mit deren Definition nimmt einen besonderen Stellenwert ein, da die Aufarbeitung der Messwerte nicht ganz unproblematisch ist. Im Anschluss daran werden die ermittelten Emissionen mit Hilfe eines eigenen Berechnungsverfahrens unter Berücksichtigung der Anzahl an Start- und Stoppvorgängen in der Heizzeit in Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb überführt. Aus den Emissionsfaktoren werden dann unter Berücksichtigung der Anlagenstruktur einer Gerätebauart gerätespezifische Emissionsfaktoren berechnet. Diese werden unter Verwendung des zuvor berechneten gerätespezifischen Endenergieverbrauchs in mittlere Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländer zusammengefasst.

Den Abschluss der vorliegenden Arbeit bildet die Berechnung des Emissionsaufkommens im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie für Deutschland unter den zuvor festgelegten Randbedingungen im Jahr 1995.

2 Beheizungs- und Anlagenarten in Haushalten und bei Kleinverbrauchern

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick zu den üblichen Beheizungsarten im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher gegeben. Daran anschließend wird die Anlagentechnik der installierten Öl- und Gasfeuerungen vorgestellt. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf denjenigen Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern, die noch aus der Produktion der ehemaligen DDR stammen. Diese Feuerungen sind auch fünf Jahre nach der deutschen Wiedervereinigung (bezogen auf das Bezugsjahr 1995 dieser Arbeit) immer noch sehr häufig anzutreffen. Dies gilt vor allem für Gasfeuerungen. Neuere Feuerungen, die nach dem 3.10.1990 in den neuen Bundesländern installiert wurden, entsprechen in ihrer Bauart den bekannten und marktüblichen Heizgeräten in Deutschland. Gleichzeitig wird in diesem Kapitel eine Abgrenzung der Feuerungsanlagen gegeneinander in Anlehnung an die entsprechenden DIN-Normen vorgenommen. Anhand dieser Einteilung der Feuerungen werden die in dieser Arbeit verwendeten Bezeichnungen definiert.

2.1 Beheizungsarten

Ein bedeutendes Qualitätsmerkmal für den Wohnkomfort der Bevölkerung stellt die Art der Heizung in Wohngebäuden dar. Einen Überblick über die Beheizungsarten bei Haushalten und Kleinverbrauchern und deren Abgrenzung gegeneinander gibt die folgende Zusammenstellung (u.a. aus StBa, 1997a):

<i>Blockheizung</i>	Eine Blockheizung liegt vor, wenn ein Block ganzer Häuser durch ein zentrales Heizsystem beheizt wird und die Heizquelle sich in bzw. an einem der Gebäude oder in deren unmittelbarer Nähe befindet.
<i>Einzelraumofenheizung</i>	Eine Einzelraumofenheizung liegt vor, wenn jeweils ein Einzelraumofen den Raum beheizt, in dem er steht.
<i>Etagenheizung</i>	Unter einer Etagenheizung versteht man eine zentrale Heizanlage für sämtliche Räume innerhalb einer abgeschlossenen Wohneinheit, wobei sich die Heizquelle hierfür innerhalb dieser Wohneinheit befindet, z.B. eine Gastherme.
<i>Mehrraumofenheizung</i>	Bei einer Mehrraumofenheizung beheizt ein Mehrraumofen gleichzeitig mehrere Räume (z.B. Warmluft-Kachelofen mit Luftkanälen).
<i>Zentralheizung</i>	Bei einer Zentralheizung werden die Räume der Wohnung(en) über ein Röhrensystem von einer zentralen Heizstelle außerhalb der Wohnung(en) beheizt, die aber innerhalb des Gebäudes (Grundstücks) - in der Regel im Keller - liegt.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Feuerungsanlagen, die für zentrale und dezentrale Beheizungsarten eingesetzt werden, betrachtet. Dazu gehören als dezentrale Beheizungsarten Einzelraum-, Mehrraumofen- und Etagenheizungen, als zentrale Beheizungsart die Zentralheizung sowie Blockheizungen, die aufgrund ihrer Bauart und Betriebsweise als größere Zentralheizun-

gen angesehen werden können. Nicht betrachtet werden Nah- oder Fernwärmesysteme, da die Verwendung dieser Energieträger beim Verbraucher keine Emissionen verursacht.

Die Beheizungsstruktur der Wohngebäude in Deutschland im Jahre 1993 ist in **Tabelle 2.1** dargestellt. Berechnet wurde die Beheizungsstruktur mit Hilfe eigener Auswertungen auf der Basis von Erhebungen des Statistischen Bundesamtes (Struschka et. al, 1998).

Tabelle 2.1: Beheizungsstruktur der Wohngebäude in Deutschland im Jahr 1993

Gebäudeart und -größe	davon wurden beheizt mit.....				
	Fernheizung	Blockheizung	Zentralheizung	Etagenheizung	Einzel- oder Mehrraumheizung
Wohngebäude mit:	%	%	%	%	%
1 - 2 Wohnungen	1,2	0,4	73,5	3,9	21,0
3 Wohnungen u. mehr	9,2	5,9	43,0	17,3	24,8
insgesamt	2,7	1,4	67,9	6,3	21,7

Während bei Wohngebäuden mit 1 - 2 Wohnungen in Deutschland fast drei Viertel (73,5 %) mit einer Zentralheizung ausgestattet sind, verfügten nur etwas mehr als zwei Fünftel (43,0 %) der Wohngebäude mit 3 und mehr Wohnungen über diese Heizungsart. Einzel- oder Mehrraumheizung stellen bei Gebäuden mit 1 - 2 Wohnungen zu 21,0 % und bei Gebäuden mit 3 Wohnungen und mehr zu 24,8 % die überwiegende Heizungsart dar. Etagenheizungen waren in 17,3 % der Wohngebäude mit drei und mehr Wohnungen aufgeführt, jedoch nur zu 3,9 % in Wohngebäude mit 1 - 2 Wohnungen. Diese Heizungsart wird bei kleineren Wohngebäuden in der Regel durch eine gemeinsam genutzte Zentralheizung ersetzt.

2.2 Anlagenarten

2.2.1 Gasfeuerungen in den alten Bundesländern

Die unterschiedlichen technischen Ausführungen an Gasbrennern lassen sich anhand ihrer kennzeichnenden Verbrennungstechnik nach der in **Bild 2.1** dargestellten Systematik ordnen.

Den bei weitem größten Anteil in Gasfeuerungen stellen atmosphärische Gasbrenner dar. Diese Brenner sind hinsichtlich ihrer einfachen und effektiven Luft- und Abgasführung sehr flexibel in für unterschiedlichsten Anwendungen einsetzbar. Zur Reduzierung der NO_x-Emissionen bei atmosphärischen Gasbrennern mit teilvorgemischter Flamme haben sich leicht zu realisierende Maßnahmen wie flammenkühlende Keramik- oder Edelstahlstäbe in Gas-Spezialheizkesseln weit verbreitet. In den letzten Jahren setzten vor allem bei wandhängenden Gasgeräten gebläseunterstützte, vollvormischende Flächenbrenner (Abgasventilator oder Verbrennungsluftventilator) am Markt durch. Kennzeichnend für diese Geräte ist eine Brenneroberfläche aus temperaturbeständigen Edelstählen, speziellen Metall- oder Keramikfaserplatten mit einer definierten Porosität, die zu sehr niedrigen Emissionen an CO und NO_x führt. Mit Hilfe dieser Verbrennungstechnik kann durch einen gestuften oder modulierenden Gasbrenner eine optimale Anpassung der Wärmeleistung an den momentanen Wärmebedarf vorgenommen werden.

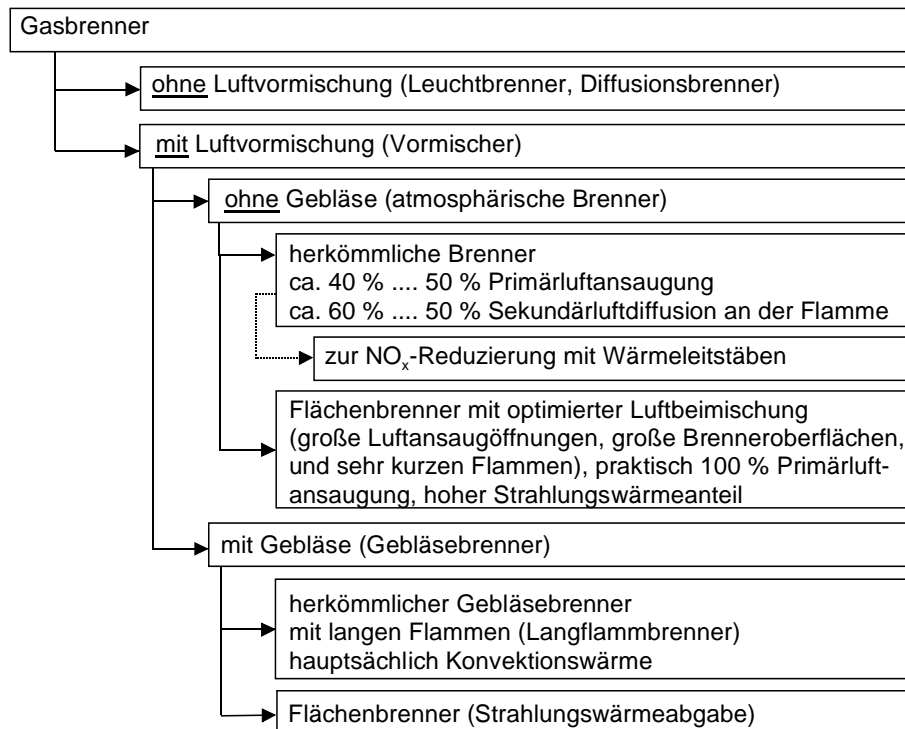


Bild 2.1: Systematik der Gasbrenner (nach Gaßner, 1995)

Bei Gasgebläsebrennern wird die für den Verbrennungsprozess benötigte Luft mittels einem Gebläse dem Brennkopf zugeführt. Die Mischung des Brenngases mit der Verbrennungsluft erfolgt durch den Eigenimpuls der Verbrennungsluft. Heute üblicherweise eingesetzte Gasbrenner werden als "Monoblock-Brenner" verkauft, d.h. Verbrennungsluftgebläse mit Antriebsmotor, evtl. vorhandene Drosselklappen zur Regulierung der Verbrennungsluftmenge, Mischkopf mit Flammrohr, Gasdüse und Stauscheibe, Regel- und Feuerungsautomat, Zünd- und Flammenüberwachungseinrichtungen sowie die zur Einstellung der Gasmenge notwendige Gasarmatur werden als eine einbaufertige Einheit zusammengebaut und ausgeliefert.

Gasgeräte werden in Haushalten und bei Kleinverbrauchern vorzugsweise zur Raumheizung und Warmwasserbereitung eingesetzt. Eine Zusammenstellung der üblicherweise eingesetzten Gasgeräte in den alten Bundesländern sowie eine Definition der in dieser Arbeit hierfür verwendeten Bezeichnungen ist in **Tabelle 2.2** gegeben. Mit angeführt ist, ob die Zufuhr der Verbrennungsluft raumluftabhängig oder -unabhängig erfolgt, sowie die Art der Abgasführung und der Einsatzbereich. Aus der Tabelle wird die Bandbreite an unterschiedlichen Bauarten der Gasgeräte, die in Haushalten und bei Kleinverbrauchern installiert, sind ersichtlich.

Die am häufigsten installierten Gasgeräte waren in der Vergangenheit Gas-Spezialheizkessel und Gas-Durchlaufwasserheizer. In den vergangenen Jahren ist ein verstärkter Trend weg von bodenstehenden Gasgeräten (z.B. Gas-Spezialheizkessel) hin zu den wandhängenden Gasgeräten und hier vor allem zu Brennwertgeräte zu beobachten (VDI-Nachrichten, 1999). Raumheizer und Heizeinsätze verlieren zunehmend an Bedeutung sowohl im Bestand wie auch in den verkauften Stückzahlen.

Tabelle 2.2: In Haushalten und bei Kleinverbrauchern in den alten Bundesländern üblicherweise eingesetzte Gasgeräte

Bauart	Bezeichnung in der Arbeit	Norm	Verbrennungsluft	Abgasführung	Einsatzbereich
Gas-Spezialheizkessel	Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	DIN EN 297 A2, A3 und A5	raumluftabhängig	Schornstein	H/WW
Heizkessel mit Gasgebläsebrenner	Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	DIN 4702 Teil 1 DIN 4788 Teil 2 DIN EN 303 Teil 3 und 4	raumluftabhängig	Schornstein	H/WW
Gas-Brennwertgeräte	Brennwertgeräte	DIN 4702 Teil 6 DIN 3368 Teil 7 und 8	raumluftabhängig	Schornstein	H/WW
			raumluftunabhängig	LAS-System	H/WW
Gas-Umlaufwasserheizer	Kombiwasserheizer	DIN 3368 Teil 2	raumluftabhängig	Schornstein	H
			raumluftunabhängig	LAS-System	H
			raumluftunabhängig	Außenwand	H
Gas-Kombiwasserheizer			raumluftabhängig	Schornstein	H/WW
			raumluftunabhängig	LAS-System	H/WW
			raumluftunabhängig	Außenwand	H/WW
Gas-Durchlaufwasserheizer	Durchlaufwasserheizer	DIN 3368 Teil 4	raumluftabhängig	Schornstein	WW
			raumluftunabhängig	Außenwand	WW
Gas-Vorratswasserheizer	Vorratswasserheizer	DIN 3377	raumluftabhängig	Schornstein	WW
Gas-Raumheizer	Raumheizer (und Heizeinsätze für Kachelöfen)	DIN 3364 Teil 1 mit A1, A2	raumluftabhängig	Schornstein	RW
			raumluftunabhängig	Außenwand	RW
Gas-Heizeinsätze		DIN 3364 Teil 1 mit A1, A2 und Teil 2	raumluftabhängig	Schornstein	RW
Gas-Kamine			raumluftabhängig	Schornstein	ZH

LAS-System Luft-Abgas-Schornstein-System
 H Heizung (Zentral- oder Etagenheizung)
 RW Raumwärme (Einzel- oder Mehrraumheizung)
 WW Warmwasserbereitung
 ZH Zusatzheizung

Gas-Umlaufwasser- und Kombiwasserheizer wurden zusammengefasst, da sie sich verbrennungstechnisch nicht unterscheiden. Zwischen raumluftab- und -unabhängigen Gasgeräten wird nicht weiter differenziert, da keine Anlagenbestände zu ermitteln waren (s. Kapitel 5).

2.2.2 Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern

In der ehemaligen DDR waren in wesentlich geringem Umfang ebenfalls Gasfeuerungen installiert. Eine Übersicht der Bauarten und Bezeichnungen hierzu gibt **Tabelle 2.3**.

Die installierten Gasgeräte entsprachen in ihrem technischen Stand weitgehend den Gasgeräten der alten Bundesländer in den 60er und Anfang der 70er Jahre.

Tabelle 2.3: Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern aus DDR-Produktion (Bauakademie, 1986 und 1988)

Bauart	Bezeichnung in der Arbeit	Verbrennungsluft	Abgasführung	Nennwärmeleistung in kW	Einsatzbereich
Allgas-Durchlauf-Wassererhitzer	Durchlaufwasserheizer	raumluftabhängig	Schornstein	8,7 - 17,4	WW
Allgas-Raumheizer	Raumheizer (und Heizeinsätze für Kachelöfen)	raumluftunabhängig	Außenwand	3,5 - 5,0	RW
		raumluftabhängig	Schornstein	3,5 - 5,0	RW
Umlauf-Wasserheizer	Kombi-wasserheizer	raumluftabhängig	Schornstein	21	H/WW
Gasspezialkessel	Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	raumluftabhängig	Schornstein	17	H/WW
			Schornstein	14,0 - 23,2	H/WW
			Schornstein	14,0 - 116,2	H/WW

H Heizung (Zentral- oder Etagenheizung)
 RW Raumwärme (Einzel- oder Mehrraumheizung)
 WW Warmwasserbereitung

Die Gasfeuerstätten wurden als Allgasgeräte ausgeführt, so dass ein Betrieb mit Erdgas oder auch Stadtgas nach einem Austausch der Brennereinsätze bzw. -düsen ohne weiteres möglich war. Zur Verwendung in den Heizgeräten kamen ausschließlich atmosphärische Gasbrenner. Innerhalb jeder Bauart standen in der Regel Heizgeräte in drei Leistungsstufen zur Verfügung.

2.2.3 Ölfeuerungen in den alten Bundesländern

Ölfeuerungen in den alten Bundesländern haben sich seit Anfang der 60er Jahre in breitem Umfang im Bereich Raumbeheizung und Warmwasserbereitung durchgesetzt. Zum Einsatz kommen hauptsächlich Ölzerstäubungsbrenner in Verbindung mit einem Zentralheizungskessel (Marx, 1992). Steigende Anforderungen an die Reduzierung des Schadstoffauswurfs (CO, NO_x, TOC) mit immer niedrigeren Grenzwerten bei gleichzeitiger verbesserter Energieausnutzung durch höhere feuerungstechnische Wirkungsgrade bzw. Normnutzungsgrade bei Kesseln haben immer wieder zur technischen Weiterentwicklung des Systems Brenner-Kessel geführt. Die unterschiedlichen technischen Ausführungen der gebräuchlichsten Ölbrenner lassen sich nach der in **Bild 2.2** gezeigten Systematik einordnen.

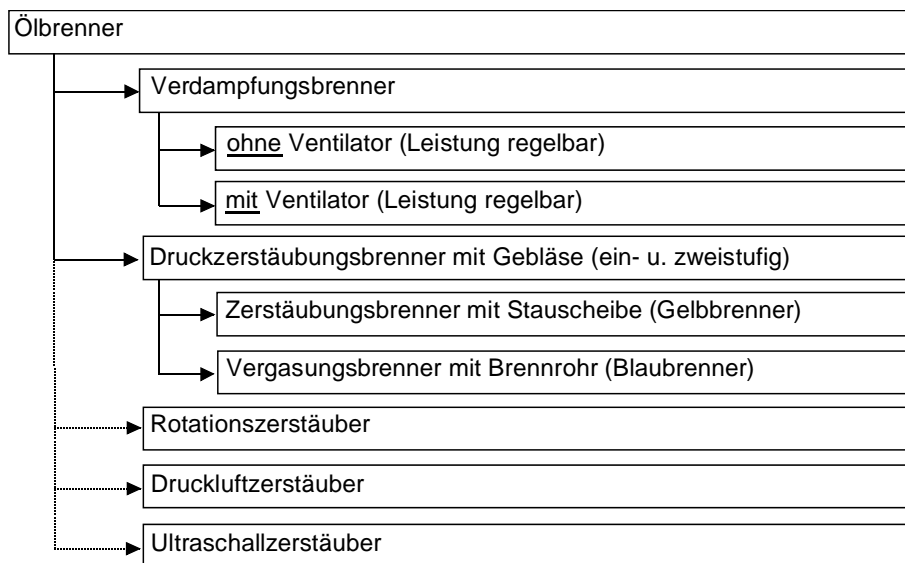


Bild 2.2: Systematik der gebräuchlichsten Ölbrenner

Das Haupteinsatzgebiet der Verdampfungsbrenner ist die Einzel- sowie die Mehrraumheizung. Insgesamt haben die Verdampfungsbrenner stark an Bedeutung verloren, wenn auch die Anzahl der installierten Feuerungen nicht vernachlässigt werden kann. In Zentralheizungen (mit kombinierter Brauchwassererwärmung) sind mit Abstand am häufigsten Ölzerstäubungsbrenner mit Stauscheibe verbreitet. Das Heizöl EL wird durch die Ölpumpe verdichtet, zur Öldüse gefördert und durch diese zerstäubt. Das zerstäubte Heizöl wird mit der Verbrennungsluft, welche durch die Stauscheibe in Rotation versetzt wird, vermischt und verbrennt schließlich. Bei diesen Brennern hat die Flamme eine gelbe Farbe. Daher werden diese Brenner auch häufig als "Gelbbrenner" bezeichnet.

In den letzten Jahren hat sich der Marktanteil der stauscheibenlosen Vergasungsbrenner aufgrund der sehr guten Verbrennungseigenschaften (geringer Luftüberschuss bei niedrigen NO_x -, CO - und Russemissionen) sehr stark ausgeweitet. Charakteristisch für diese Brenner ist die Rückführung eines Teils der heißen Abgase in die Flamme, so dass dort eine teilweise oder komplette Verdampfung des zerstäubten Heizöls stattfindet. Das entstandene Gas verbrennt ähnlich einer Gasflamme mit einer bläulichen Färbung in der Gasphase, weshalb man diese Brenner auch als "Blaubrenner" bezeichnet.

Druckluft- und Ultraschallzerstäuber sowie gepulste Systeme sind als Nischenprodukte wenig verbreitet. Ein Einsatzgebiet dieser Verbrennungssysteme könnte in Zukunft im Bereich der Brenner kleiner Leistung ($< 14 \text{ kW}$) liegen. Rotationszerstäuber finden dagegen ihre Anwendung vorzugsweise in Feuerungsanlagen größerer Leistung.

Die wichtigsten technischen Merkmale von Ölbrennern mit Gebläse sind in **Tabelle 2.4** zusammengestellt.

Aus **Tabelle 2.5** können die unterschiedlichen Bauarten der Ölfeuerungen sowie die in dieser Arbeit verwendeten Bezeichnungen entnommen werden.

Tabelle 2.4: Wichtige technische Merkmale von Ölbrennern mit Gebläse (nach Rick, 1988)

	technische Lösung			
	a	b	c	d
Einstellung der Luftmenge	Drosseleinrichtung vor Gebläse (saugseitig)	Drosseleinrichtung nach Gebläse (druckseitig)	Drosselung durch Stauscheibe und Brennerkonus (druckseitig)	
Strömungsführung im Luftgehäuse	Gebläse gerade, Luftaustritt ohne Umlenkung	Gebläse gerade, Luftführung mit Umlenkung	Gebläse quer, Luftführung mit Umlenkung	
Strömungsführung im Brennerrohr	ohne Beeinflussung	Brennerrohr mit zusätzlicher Leiteinrichtung		
Strömungsführung am Mischort (Brennerkopf)	konventionell mit Brennerrohr und Stauscheibe	Leiteinrichtung zur Stufenverbrennung (Sekundärluft)	Leiteinrichtung zur Rezirkulation der Abgase außen am Brennerkopf	Leiteinrichtung zur Rezirkulation der Abgase innen am Brennerkopf
Flammenstabilisierung	Stauscheibe	nur durch aerodynamische Maßnahmen		
Ausbrandsteuerung	konventionell mit Ausbrand im Feuerraum	Ausbrand im Brennerrohr		
Ölaufbereitung	keine	Ölvorwärmung		
Zerstäubung	Düsendruckzerstäubung	Zerstäubung mit Hilfsmedium Luft	Zerstäubung mit Ultraschall	Zerstäubung durch Rotation

Tabelle 2.5: In Haushalten und bei Kleinverbrauchern in den alten Bundesländern üblicherweise eingesetzte Ölfeuerungen

Bauart/ Bezeichnung	Verwendete Bezeichnung	Norm	Verbrennungsluft	Abgasführung	Einsatzbereich
Öl-Raumheizer	Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	DIN EN 1 (1980)	raumluftabhängig	Schornstein	H/(WW)
Öl-Heizeinsatz	Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	Brenner: DIN EN 267 (1996) Kessel: DIN EN 303 Teil 2 (1999) DIN EN 304 (1998)	raumluftabhängig	Schornstein	H/WW

H Heizung (Zentral- oder Etagenheizung)
 WW Warmwasserbereitung

2.2.4 Ölfeuerungen in den neuen Bundesländern

In der ehemaligen DDR standen für den Bereich der Raumbeheizung aufgrund des Mangels an Heizöl keine Ölfeuerungsanlagen zur Verfügung. Bei den wenigen installierten Ölfeuerungen dürfte es sich vermutlich um umgerüstete Festbrennstoffkessel oder um importierte Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse aus den alten Bundesländern handeln. Ölfeuerungen, die nach dem 3.10.1990 in den neuen Bundesländern installiert worden sind, entsprechen in ihrer Bauart den modernen Ölfeuerungen der alten Bundesländer in den 90er Jahren.

2.2.5 Heizkessel für Öl- und Gasbrenner mit Gebläse

In der DIN-Normenreihe 4702 "Heizkessel" sind die gestellten Anforderungen an Heizkessel für flüssige und gasförmige Brennstoffe bis zu einer Nennwärmeleistung < 2 MW festgelegt. Als feststehende Begriffe sind in DIN 4702 Teil 1 (1990) folgende Bezeichnungen definiert:

Brennwertkessel Brennwertkessel sind Heizkessel, in denen im Abgas enthaltene latente Wärme in Form von Wasserdampf durch Kondensation nutzbar gemacht wird. Niedertemperatur-Kessel (NT-Kessel) sind Heizkessel, in denen die Temperaturen des Wärmeträgers durch selbsttätig wirkende Einrichtungen gleitend bis auf 40 °C oder tiefer abgesenkt werden bzw. die auf nicht mehr als 55 °C eingestellt sind.

Niedertemperatur-Kessel Niedertemperatur-Kessel (NT-Kessel) sind Heizkessel, in denen die Temperatur des Wärmeträgers durch selbsttätig wirkende Einrichtungen gleitend bis auf 40 °C oder tiefer abgesenkt werden bzw. die auf nicht mehr als 55 °C eingestellt sind.

Öl-/Gas-Kessel Öl-/Gaskessel sind Heizkessel, die ausschließlich für die Verfeuerung von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen mit Gebläseburnern geeignet sind.

Umstellbrandkessel Umstellbrandkessel sind Heizkessel, die für die Verfeuerung von festen sowie flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen eingerichtet sind. Das Umstellen von festen Brennstoffen auf flüssige oder gasförmige und umgekehrt ist stets mit dem Abbau und Wiederaufbau von Kessel- und Feuerungsteilen verbunden.

Wechselbrandkessel Wechselbrandkessel sind Heizkessel, die für die Verfeuerung von festen sowie flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen eingerichtet sind, und bei denen bei angebautem Gebläseburner der Wechsel von festen auf flüssige oder gasförmige Brennstoffe und umgekehrt vom Betreiber ohne Kessel- und Feuerungsumbau vorgenommen werden. Sie können einen oder mehrere Feuerräume, gemeinsame oder getrennte Heizgaszüge und Abgaswärmetauscher haben. Das Ein- bzw. Ausschwenken des Gebläseburners gilt nicht als Umbau. Heizkessel für zeitweilige Umstellung auf elektrische Beheizung gelten nicht als Wechselbrandkessel.

Während heute Wechselbrand- und Umstellbrandkessel fast vollständig vom Markt verschwunden sind, entsprechen moderne Heizkessel für Öl- und Gasfeuerungen mit Gebläseburner vorwiegend der Bauart Niedertemperatur-Kessel. Im Bereich der Gasfeuerungen sind heute

Brennwertkessel Stand der Technik. Zur Erreichung einer höheren Ausnutzung von Heizöl EL in einer Ölfeuerungsanlage kommt auch hier prinzipiell die Brennwerttechnik in Frage. Allerdings sind hier aufgrund der im Abgas enthaltenen Schwefeloxide, die zum Teil im Kondensat in Lösung gehen, korrosionsbeständige Werkstoffe sowie eine anschließende Neutralisation des anfallenden Kondensats vor Einleitung in das öffentliche Abwassernetz notwendig. Wesentliche Merkmale von Heizkesseln für Gebläsebrenner sind beispielhaft in **Tabelle 2.6** zusammengestellt. Auch diese Tabelle erhebt aufgrund der Vielzahl an Kesselkonstruktionen keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 2.6: Grundlegende Merkmale von Heizkesseln für Öl- und Gasbrenner mit Gebläse (nach Rick, 1988)

Material/Bauweise	Guß-Gliederkessel Stahl-Schweißkonstruktion
Kühlung des Feuerraumes	rundum gekühlt rundum gekühlt, mit eingestelltem Feuerleitelement (Brennkammereinsatz aus Stahl, Keramik oder Mineralfaser) teilweise gekühlt ungekühlt mit keramischer Auskleidung
Strömungsführung im Feuerraum	ohne spezielle Strömungsführung zentrische Flamme ohne Abgasumkehrung Strömungsumkehr der Abgase über oder neben der Flammenachse zentrische Flamme mit konzentrischer Abgasumkehrung um die Flamme Ableitung der Abgase senkrecht nach oben oder unten über gesamte Flammenlänge
Strömungsführung der Abgase im Kesselkörper	3-Zug-Anordnung mit zwei Umlenkungen in separaten Zügen 3-Zug-Anordnung mit zwei Umlenkungen, 2. Zug in der Brennkammer 3-Zug-Anordnung mit zwei Umlenkungen, 2. Zug in der Brennkammer, 3. Zug als konzentrischer Ring um die Brennkammer 2-Zug-Anordnung ohne Umlenkung, 2. Zug hinter der Brennkammer 2-Zug-Anordnung, steigende oder fallende Züge über der Flammenachse

Im Rahmen der Arbeit wird nicht weiter zwischen den einzelnen Bauarten der Heizkessel unterschieden, da für die unterschiedlichen Heizkessel keine getrennten Anlagenzahlen ermittelt werden konnten (s. Kapitel 5). Alle obengenannten Bauarten werden deshalb unter der Bezeichnung "Heizkessel" zusammengefasst.

Nicht unerwähnt bleiben soll in diesem Zusammenhang, dass sowohl bei der Installation von Neuanlagen oder dem Austausch von Altanlagen im Leistungsbereich < 70 kW heute in der Regel feste Brenner-Kessel-Kombinationen, sog. "Units", eingebaut werden. Units zeichnen sich durch eine optimale Abstimmung von Brenner und Kessel (einschließlich Regelung) aus. Die Vorteile liegen in einer werksseitigen "warmen" Voreinstellung, so dass vor Ort nur noch eine Feinjustierung der Verbrennungswerte (z.B. CO₂-Gehalt) erforderlich ist.

2.3 Gesetzliche Anforderungen in Deutschland

Der Betrieb und die Errichtung von nicht genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher ist in der "Ersten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Kleinfeuerungsanlagen – 1. BImSchV)" geregelt. Dem Geltungsbereich dieser Verordnung werden alle Ölfeuerungen mit einer Feuerungswärmeleistung < 5 MW und Gasfeuerungen mit einer Feuerungswärmeleistung < 10 MW zugeordnet. Feuerungsanlagen mit größerer Feuerungswärmeleistung fallen in den Geltungsbereich der 4. BImSchV (1997) und sind nicht Gegenstand dieser Arbeit.

In dieser Verordnung (1. BImSchV, 1997) sind in bezug auf die in dieser Arbeit zu betrachtenden Emissionen an Methan (CH₄), Distickstoffmonoxid (N₂O) und unverbrannte Kohlenwasserstoffe (TOC) keine Emissionsgrenzwerte für Öl- und Gasfeuerungen festgelegt.

3 Entstehung klimarelevanter und organischer Spurengase in Feuerungsanlagen

Bei der chemischen Umwandlung von reinen kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffen in Feuerungsanlagen entstehen im Idealfall bei vollständiger Verbrennung nur Kohlendioxid (CO₂) und Wasser (H₂O). Im Brennstoff vorhandene Begleitsubstanzen, wie z.B. Stickstoff (N), Schwefel (S) oder mineralische Bestandteile (Asche) führen in Abhängigkeit von ihrer Konzentration im Brennstoff (die natürlichen Schwankungen unterworfen sind) zu unerwünschten Nebenprodukten, die teilweise oder ganz emittiert werden. Unzureichende Verbrennungsbedingungen wie schlechte Durchmischung von Brennstoff und Verbrennungsluft führen zu Emissionen an Produkten aus der unvollständigen Verbrennung in Form von Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄) oder unverbrannter Kohlenwasserstoffe.

Im folgenden soll kurz auf die bekannten Bildungsmechanismen von CO, CH₄, Distickstoffmonoxid (N₂O) und unverbrannter Kohlenwasserstoffe in Feuerungsanlagen eingegangen werden. Der Focus liegt dabei auf den homogenen Gasphasenreaktionen, wie sie vorwiegend bei der Verbrennung von Erdgas und Heizöl EL anzutreffen sind. Im Falle von N₂O und CH₄ werden auch die physikalischen und chemischen Eigenschaften dargestellt. Die Entstehung der mengenmäßig wichtigeren Stickstoffoxide, wie z.B. Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO₂) ist ausführlich in der Literatur (Warnatz et al., 1996) beschrieben.

3.1 Distickstoffmonoxid (N₂O)

Distickstoffmonoxid (N₂O), besser bekannt unter der Bezeichnung "Lachgas", wurde nachweislich zuerst von Joseph Priestley um 1733 erstmals als gasförmiges Produkt einer Mischung von Eisendisulfid und Salpetersäure nachgewiesen (Frost, 1985). Als farbloses, diamagnetisches Gas liegt es mit einem Siedepunkt von -88,5 °C und einem Schmelzpunkt von -90,9 °C zwischen den Siede- und Schmelzpunkten von Stickstoffmonoxid (NO) und Stickstoffdioxid (NO₂). In kaltem Wasser ist N₂O mäßig löslich: 1 Raumteil Wasser absorbiert, ohne jede chemische Reaktion, bei 0 °C 1,3052, bei 25 °C 0,5962 Volumenteile N₂O (Holleman und Wiberg, 1985).

Wird N₂O in geringen Mengen eingeatmet, führt es zu einem rauschartigen Zustand mit krampfhafter "Lachlust". In höheren Dosen zeigt es eine schwach betäubende Wirkung und kann daher für Narkosezwecke verwendet werden.

N₂O ist, wie das Kohlendioxid (CO₂), linear aufgebaut mit der Konstitution N=N=O. Bei Raumtemperatur ist N₂O reaktionsträge und reagiert weder mit Halogenen, Alkalimetallen oder Ozon. Bei höheren Temperaturen über 600 - 650 °C dissoziiert N₂O unter Spaltung



und unterhält - bei entsprechenden Konzentrationen - die Verbrennung z.B. von Kohle oder zahlreichen Metallen zu Oxiden (Holleman und Wiberg, 1985; Greenwood, 1988; Wyne, 1985). Technisch wurde N₂O in der Vergangenheit durch Erhitzen von festem Ammoniumnitrat bzw. 83 %iger Ammoniumnitrat-Lösung, die als Nebenprodukt bei der Düngermittelproduktion anfällt, hergestellt (Wynne, 1985). N₂O fällt auch bei der Produktion von Adipinsäure (Aus-

gangsstoff der Nylonherstellung) als Abfallprodukt an. Für jedes Mol produzierter Adipinsäure entsteht ein 1 mol N_2O . Bei einer geschätzten weltweiten Jahresproduktion von rund 1,8 Mio t an Adipinsäure im Jahr 1990 fallen somit nicht unerhebliche Mengen an N_2O an, die allerdings nur schwer im Markt unterzubringen sind (Reimer et al, 1994).

3.1.1 Homogene Reaktionen

Die Bildung von Stickstoffoxiden in technischen Flammen aus dem mit der Verbrennungsluft eingebrachten molekularen Stickstoff und aus dem im Brennstoff chemisch gebundenem Stickstoff ist sehr komplex. Sie ist ausführlich in der Literatur beschrieben (Miller und Bowmann, 1989; Görner, 1991; Warnatz und Maas, 1993). In diesem Zusammenhang soll nur auf die Entstehung von N_2O eingegangen werden. Von entscheidender Relevanz für die Bildung von N_2O sind homogene Gasphasenreaktionen, wie sie bei der Entgasung von Kohle oder in Öl- und Gasfeuerungen anzutreffen sind.

N_2O wurde inzwischen bei allen technischen Verbrennungsprozessen mit fossilen Brennstoffen nachgewiesen (Vitovec, 1993). Einfluss auf die N_2O -Bildung hat die Anwesenheit von chemisch gebundenem Stickstoff im Brennstoff. Bestätigt wurde dies durch Messungen in technischen Gasflammen, bei denen nur sehr geringe N_2O -Konzentrationen gemessen wurden, außer wenn stickstoffhaltige Verbindungen in das Abgas in einem Temperaturbereich zwischen 1.050 K und 1.400 K zugegeben wurden (Kramlich et al., 1989). In **Bild 3.1** ist der Zusammenhang zwischen der Temperatur und der gebildeten N_2O -Konzentration für drei verschiedene zugegebene stickstoffhaltige Verbindungen - Ammoniak (NH_3), Blausäure (HCN) und Acetonitril - dargestellt.

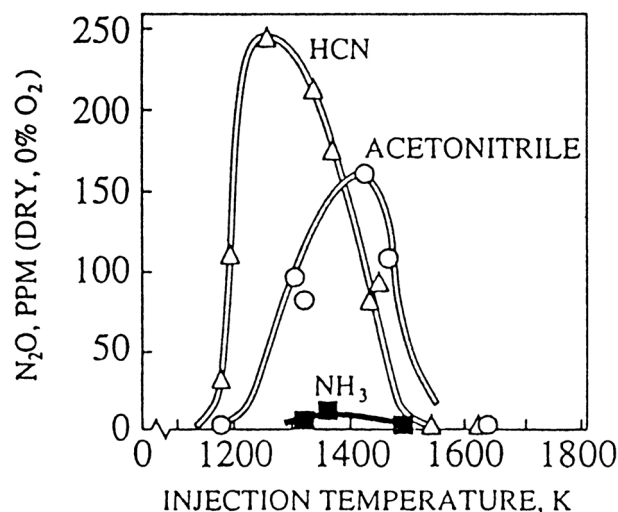


Bild 3.1: N_2O -Emission bei der Zugabe von NH_3 , HCN oder Acetonitril in das Abgas einer Gasflamme in Abhängigkeit von der Temperatur (Randbedingung: 600 ppm v/v NO im Abgas auf 0 VOL% O_2 bezogen; Kramlich et al., 1989)

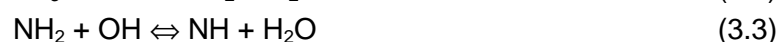
Deutlich ist die Bildung von N_2O bei der Zugabe von HCN und Acetonitril zu erkennen. Beide stickstoffhaltigen Verbindungen führen zu einer Emission von N_2O , die allerdings auf einen sehr engen Temperaturbereich von ca. 300 K beschränkt ist. Das Maximum für Acetonitril liegt bei 1.400 - 1.450 K, das von HCN bei 1.250 - 1.300 K. Die höchste Konzentration an N_2O im Abgas wurde bei der Zugabe von HCN beobachtet. Bemerkenswert ist, dass NH_3 , ebenfalls eine stick-

stoffhaltige Verbindung, nur zu einer unbedeutenden Emission von N_2O führte, was in guter Übereinstimmung mit durchgeführten reaktionskinetischen Betrachtungen der Autoren steht. Die Ergebnisse zeigen, dass N_2O in Gegenwart von Cyano-Spezies in der Gasphase gebildet wird.

Die Umwandlung von chemisch gebundenem Stickstoff im Brennstoff erfolgt durch Entgasung von stickstoffhaltigen Verbindungen wie Ammoniak (NH_3) und Blausäure (HCN) und deren Übertritt in die Gasphase (Warnatz et al., 1996). Vom NH_3 und HCN führen die Reaktionen über verschiedene Zwischenprodukte letztendlich zu molekularem N_2 und NO , wobei N_2O ein Zwischenprodukt darstellt (Kramlich et al. 1989; Sybon, 1994). Ob der Reaktionsweg bevorzugt über NH_3 oder HCN geht, ist von der Verteilung dieser Reaktionsspezies in einem sehr frühen Stadium der Verbrennung abhängig (Kilpinen und Hupa, 1991). Modellrechnungen und praktische Untersuchungen zeigen eine sehr starke Abhängigkeit der N_2O -Entstehung von der Verbrennungstemperatur und dem Brennstoff-Luft-Verhältnis (Miller und Bowmann, 1989; Hayhurst und Lawrence, 1992; Pelz, 1993; Sybon, 1994).

Als wichtigste Reaktionspfade der N_2O -Bildung und -Abbau wurden folgende Teilschritte identifiziert (nach Kramlich et al., 1989):

NH_3 -Reaktionspfad



HCN -Reaktionspfad



Im NH_3 -Reaktionspfad stehen die Reaktionen (3.4) und (3.5) in Konkurrenz zueinander um den NH -Pool. Die hohen Konzentrationen an O - und OH -Radikalen in der Verbrennungszone begünstigen die Bildung von NO aus dem NH -Pool, wodurch die Konzentration an NH -Radikalen abnimmt und dadurch weniger N_2O nach Reaktion (3.4) entsteht.

Der HCN -Reaktionspfad führt über die Zwischenprodukte $HNCO$ oder NCO zum N_2O . Der Weg über das $HNCO$ führt entweder zu NH_2 -Radikalen aus Reaktion (3.7) und in den oben beschriebenen NH_3 -Reaktionspfad oder zum NCO in Reaktion (3.8). Das Zwischenprodukt NCO bildet nun N_2O (Reaktion 3.10) oder NO über die Reaktion (3.11) als Konkurrenzreaktion. Aus expe-

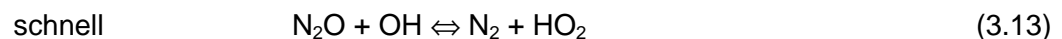
rimentellen Untersuchungen zur N_2O -Entstehung bei der Zugabe von Harnstoff ist bekannt, dass relevante Mengen an N_2O über das NCO gebildet werden (Kilpinen und Hupa, 1991).

Der Einfluss der Verbrennungstemperatur zeigt sich sehr deutlich im engen Temperaturfenster zwischen 1.000 und 1.200 K, in dem N_2O gebildet wird. Die Bildung von N_2O nimmt allgemein zu mit abnehmender Verbrennungstemperatur. Bei hohen Temperaturen wird weniger N_2O gebildet, weil das NCO-Radikal als wichtigstes Zwischenprodukt nicht in N_2O überführt wird (Hayhurst and Lawrence, 1992; Mann et al., 1992; Johnsson et al., 1992; Hupa und Kilpinen, 1992).

Unter brennstoffarmen Bedingungen in der Flamme wird bei Verbrennungstemperaturen unter 1.110 K ein nicht unerheblicher Teil des HCN zu N_2O oxidiert, wogegen weniger N_2O aus NH_3 gebildet wird. Mit Verbrennungstemperaturen oberhalb 1.110 K nimmt auch hier die N_2O -Bildung sehr stark ab, bedingt durch die wesentlich schnelleren Abbaureaktionen. In brennstoffreichen Gebieten der Flamme wird die N_2O -Bildung nahezu vollständig unterdrückt (Kilpinen und Hupa, 1991; Miller und Bowmann, 1989).

Das in der Flamme gebildete N_2O wird in der Regel durch freie Radikale oder durch unimolekularen Zerfall in der Nachreaktionszone fast vollständig abgebaut. Die dafür verantwortlichen Reaktionen sind:

N_2O -Abbau



Über die Reaktion



wird NO gebildet. Die Reaktion wird häufig in der Beschreibung der NO-Bildung übersehen, da sie nur einen geringen Beitrag liefert. Allerdings ist der Weg über das N_2O eine der Hauptquellen für NO unter brennstoffarmen Verbrennungsbedingungen, wie sie in Gasturbinen auftreten.

Die Tatsache, dass messbare Konzentrationen an N_2O im Abgas von Gasfeuerungen (Erdgas enthält Stickstoff nur in Spuren) nachgewiesen wurden (Jacobs und Hein, 1988), kann auf die Bildung von N_2O analog zur thermischen NO-Bildung durch Angriff eines O-Radikals auf den molekularen Stickstoff erklärt werden (Warnatz et al., 1996). In Gegenwart eines Stoßpartners M kann folgende Reaktion ablaufen:



wobei N_2O durch Reaktion mit einem O-Radikal entsprechend Reaktion (3.15) auch wieder abgebaut wird.

3.1.2 Heterogene Reaktionen

Die Bildung von N_2O durch heterogene Reaktionen von Brennstoff-Stickstoff an der Oberfläche oder in Poren von teilweise entgastem Koks mit Sauerstoff ist am besten untersucht für die Kohleverbrennung in Wirbelschichtfeuerungen (Hayhurst und Lawrence, 1992; Mann et al., 1992; deSoete, 1990, Klein und Rotzoll, 1994). Während der Verbrennung von Kohle bleibt ein Teil des Stickstoffs im Koks (-CN) und wird in die Nachverbrennungszone transportiert. Dieser Koksstickstoff wird durch O_2 oxidiert und führt zu den Primärprodukten N_2O und NO (Kramlich et al, 1989; Klein und Rotzoll, 1994):



In geringem Umfang wird auch NO zu N_2O an Koksoberflächen reduziert:



An Kohlenstoffoberflächen (-C) kann N_2O auch wieder abgebaut werden (Hayhurst und Lawrence, 1992; deSoete, 1990):



Quantitativ wird hierbei vor allem molekularer Stickstoff (N_2) gebildet.

Im Zusammenhang mit der Verbrennung von Heizöl EL in Kleinf Feuerungsanlagen könnten auch Bildungs- und Abbaureaktionen von N_2O mit dem in der Flamme gebildetem Ruß denkbar sein. In der Literatur sind dazu bisher allerdings keine Untersuchungen veröffentlicht worden.

3.2 Methan (CH_4)

Methan (CH_4) wurde erstmals in der Erdatmosphäre 1948 von Migoette aufgrund seiner starken Adsorptionsbanden im infraroten Wellenlängenbereich (3 und 8 μm) bei Untersuchungen des Sonnenspektrums nachgewiesen (Badr et al., 1992). Methan ist ein farb- und geruchsloses, brennbares Gas. Die spezifische Dichte liegt bei 0,717 kg/m^3 , die Gasdichte (im Verhältnis zu Luft = 1) liegt bei 0,5545. Der Siedepunkt von CH_4 beträgt $-16,5\text{ }^\circ C$, der Schmelzpunkt $-184\text{ }^\circ C$. Bei $0\text{ }^\circ C$ sind 0,0556 ml CH_4 in 1 ml H_2O löslich (Puxbaum, 1994).

CH_4 -Emissionen aus Feuerungsanlagen haben ihre Ursache entweder in einer nicht vollständigen Umsetzung des mit dem Brennstoff zugeführten Methans in die Feuerung, z.B. bei Gasfeuerungen (Dupont et al., 1995), oder sind das Ergebnis einer unvollständigen Verbrennung des während des Verbrennungsprozesses gebildeten CH_4 (Karlsvik et al., 1993; Oravainen et al., 1997; von Czapiewski, 1999). Der Umfang der CH_4 -Emission hängt u.a. von der lokalen Sauerstoffkonzentration, der Verbrennungstemperatur und von der Art des Brennstoffes ab.

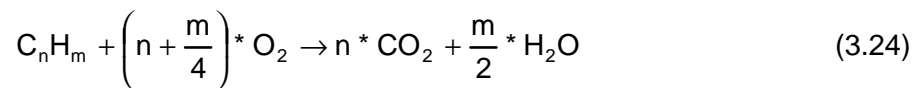
Die Verbrennung von gasförmigen Methan kann als eine reine Gasphasenreaktion beschrieben werden. Die Oxidation des CH_4 mit dem Luftsauerstoff erfolgt nicht in einem Reaktionsschritt, sondern in mehreren Teilschritten (Warnatz et al, 1996):



3.3 Unverbrannte Kohlenwasserstoffe

Die fossilen Brennstoffe Heizöl EL und Ergas bestehen hauptsächlich aus Kohlenwasserstoff-Verbindungen mit mehr oder weniger großem C/H-Verhältnis.

Bei vollständiger Verbrennung reagiert der Kohlenstoffanteil des Brennstoffs mit Sauerstoff zu Kohlendioxid, der Wasserstoffanteil zu Wasser entsprechend folgender Bruttogleichung (Baumbach, 1993):



Unverbrannte Kohlenwasserstoffe entstehen durch ungenügende Vermischung des Brennstoffes mit Luft oder eine unvollständige Verbrennung, die bedingt sein kann bei gasförmigen und flüssigen Brennstoffen durch lokale Flammenlöschung im Feuerraum (Warnatz und Maas, 1993). Durch die Pyrolyse des Brennstoffes in Verbindung mit einer Abspaltung von Wasserstoffatomen bei gleichzeitiger Trennung der Kohlenstoffbindung kann es zur Bildung neuer, ursprünglich nicht im Brennstoff enthaltener Kohlenwasserstoffe kommen. In diesem Zusammenhang ist auch die Entstehung und Emission von Methan in Feuerungsanlagen zu sehen.

4 Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen - Stand der Forschung

In bisherigen Untersuchungen zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen wurden die Schwerpunkte häufig in der Ermittlung der CO-, NO_x- und Kohlenwasserstoffemissionen (TOC) unter stationären Betriebsbedingungen in Prüfstanduntersuchungen gesehen. Wechselnde Randbedingungen, wie z.B. Aufstellungsort, Kamin, Witterungsverhältnisse, Wartungszustand und Einstellung durch den Installateur, führen in der Praxis häufig zu einem anderen Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen gegenüber Messungen auf dem Prüfstand (Haltiner, 1996a und b; Haltiner 1997; De Ruyck und Distelmans, 1993). In Felduntersuchungen wird deshalb das Emissionsverhalten der Feuerungsanlagen unter den Bedingungen der Praxis bestimmt. Allerdings sind diese Messungen mit einem nicht unerheblichen Zeit- und Kostenaufwand verbunden, so dass sich die Untersuchungen in der Regel auf exemplarisch ausgewählte Anlagen beschränken müssen (Baumgärtner; 1993).

Zur Ermittlung der Konzentrationen an N₂O und CH₄ im Abgas von Öl- und Gasfeuerungen wurden bisher wenige, stichprobenartige Untersuchungen auf dem Prüfstand oder in Feldmessungen durchgeführt. Erst in neuerer Zeit wird diesen Abgaskomponenten auf Grund ihrer klimarelevanten Eigenschaften eine größere Bedeutung beigemessen (BMU 1999).

4.1 Stationäre Betriebsweise

4.1.1 Ölfeuerungen

Die Emission von Produkten der unvollständigen Verbrennung, **CO und TOC** waren Gegenstand zahlreicher Untersuchungen verschiedener Autoren. In **Tabelle C.1** im **Anhang C** sind die gemessenen Emissionen an CO bei stationärer Betriebsweise der Ölfeuerungen auf dem Prüfstand zusammengestellt. Die in der Literatur angegebenen Konzentrationen mussten hier zuerst in Emissionsfaktoren (in kg/TJ) umgerechnet werden. Unterschieden wird zwischen minimalem und maximalem Emissionsfaktor (auch als Emission bezeichnet), um die Bandbreite aufzuzeigen. Der Mittelwert wurde als arithmetisches Mittel aus der Anzahl an Einzelwerten berechnet.

Die Bandbreite der CO-Emissionen für Ölzerstäubungsbrenner bzw. die Kombination aus Ölzerstäubungsbrenner und Heizkessel (Units) in älteren Untersuchungen (Jahr der Messungen vor 1988) beträgt 2,0 - 125 kg/TJ. Deutlich erkennbar in Tabelle C.1 im Anhang C ist der Einfluss der Kesselbauart auf die Höhe der CO-Emissionen, wobei Heizkessel mit heißer Brennkammer niedrigere Emissionen aufweisen als Heizkessel mit gekühltem Feuerraum. Die Höhe der gemessenen CO-Emission ist unabhängig von der Leistung der Brenner.

Moderne Ölzerstäubungsbrenner bzw. Units in neueren Untersuchungen (Jahr der Messung ab 1989) zeichnen sich durch geringe Emissionen an CO im stationären Betrieb unter Prüfstandsbedingungen aus. Die Bandbreite der CO-Emissionen beträgt 0,00 - 17 kg/TJ. Bei Blaubrennern

tritt aufgrund der optimierten Verbrennungsbedingungen deutlich weniger CO im Abgas auf als bei Gelbbrennern.

Beispielhaft für Emissionsmessungen unverbrannter Kohlenwasserstoffe im Abgas von Ölfeuerungen unter Prüfstandsbedingungen sollen hier die Untersuchungen von Kremer (1975) und Sandkuhl (1989) genannt werden, die systematisch die Abhängigkeit der Emissionen u.a. von der Brenner-Kessel-Kombination und dem eingestellten Luftüberschuss aufgezeigt haben. Aus Messungen von Kremer (1975) ergibt sich für 14 untersuchte Ölzerstäubungsbrenner am Prüfflammrohr ein Mittelwert von 1,9 kgC/TJ für die Summe an unverbrannten Kohlenwasserstoffen im Abgas, mit einer Bandbreite von 0,1 - 9,5 kgC/TJ. Die Emissionen aus der unvollkommenen Verbrennung, TOC und CO, wiesen bei Luftzahlen von $1,1 < \lambda < 1,3$ ein Minimum auf. Bei Luftzahlen außerhalb dieses Bereichs stiegen die Emissionen stark an.

Von Sandkuhl (1989) wurden bei stationärer Betriebsweise auf dem Prüfstand zwei Ölzerstäubungsbrenner an zwei verschiedenen Heizkesseln (Guss- bzw. Stahlkessel) untersucht. Auch hier erreichten die Emissionen an TOC und CO ein ausgeprägtes Minimum in einem brennerspezifischen, optimalen Bereich des Luftüberschusses. Die Bandbreite der gemessenen mittleren Emissionen an Kohlenwasserstoffen (gemessen als Summe) betrug für alle vier untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen 0,14 - 0,23 kgC/TJ, mit einem Mittelwert von 0,19 kgC/TJ. Als weitere Einflussgröße auf die Höhe der Emissionen an Produkten der unvollständigen Verbrennung wurde die Kombination aus Brenner und Kessel erkannt. Die mittlere Emission an CO und TOC war am Heizkessel mit heißer Brennkammer ca. 10 - 20 % niedriger als an einem Heizkessel, dessen Brennkammerwände direkt wassergekühlt waren.

An hand der Ergebnisse aus Felduntersuchungen an installierten Ölfeuerungen mit Zerstäubungsbrennern (**Tabelle C.2 in Anhang C**) ist eine große Bandbreite der CO-Emissionen auszumachen, die leicht eine oder zwei Zehnerpotenzen bei vergleichbaren Anlagen umfassen kann. Ältere Ölfeuerungen (Messungen vor 1988) zeigen dabei ein höheres Emissionsniveau als neuere Ölfeuerungen (Messungen nach 1989). Im Gegensatz zu den vorgestellten Messungen auf dem Prüfstand ist in Felduntersuchungen nur eine geringe Abhängigkeit der Emissionen von der Brenner-Kessel-Kombination festzustellen. Andere Parameter, wie z.B. der Wartungszustand oder Witterungsverhältnisse, die auf dem Prüfstand unter optimierten Bedingungen keinen Einfluss haben, treten hier stärker in den Vordergrund.

Baumgärtner (1993) hat in einer umfangreichen Arbeit an 25 Ölfeuerungen im Leistungsbereich zwischen 16 und 251 kW die Kohlenwasserstoffemission im Abgas vor Ort ermittelt. Ölfeuerungen im Leistungsbereich < 25 kW emittierten im Mittel 7,3 kgC/TJ (3 Anlagen, Baujahr bis 1988). Mit zunehmender Leistung nahmen im Mittel die Emissionen an TOC ab (Leistungsbereich 25 - 50 kW: 5,1 kgC/TJ, Leistungsbereich > 50 kW: 3,1 kgC/TJ, alle Anlagen bis Baujahr 1988). Bei einigen wenigen Ölfeuerungen betrugen die im Abgas vorgefundenen Emissionen an CO mehr als 250 kg/TJ, so dass auch die Emission an TOC hoch war. Es muss hier von einem ungenügenden Wartungszustand der Feuerungsanlagen ausgegangen werden.

Mitte der 70er Jahre wurden erste Messungen zur **Emission an N₂O** im Abgas fossil befeuerter Kraftwerke durchgeführt. Aus diesen Messungen wurde abgeleitet, dass die Verbrennung von fossilen, stickstoffhaltigen Brennstoffen, insbesondere Kohle und in geringem Umfang Heizöl, in

Abhängigkeit von der Feuerungstechnik eine bedeutende, anthropogene Quelle an N_2O darstellt (Pierotti und Rasmussen, 1976; Weiss und Craig, 1976; Hao et al., 1987). Auf grund einer bis dahin unbekanntem Artefaktbildung von N_2O in den Probenahmebehältern wurden die Messwerte allerdings häufig verfälscht, was zu einem Mehrbefund an N_2O in der Abgasprobe führte. Nach bekannt werden der Artefaktbildung (Muzio und Kramlich, 1988) konnte mit Hilfe einer verbesserten Probenahmetechnik die Nachbildung an N_2O ausgeschlossen werden. Neuere Messungen im Abgas von öl- und gasgefeuerten Kraftwerken zeigten, dass die Emissionen an N_2O im Bereich unter 2,7 kg/TJ (< 5 ppm v/v) liegen (Muzio et al., 1990; Linak et al., 1990). Eine Korrelation zur NO_x -Emission, wie in älteren Arbeiten postuliert (Hao et al., 1987), konnte nicht nachgewiesen werden.

Erste stichprobenartige Untersuchungen zur Emission von N_2O im Abgas von Ölfeuerungen kleinerer Leistung wurden in Felduntersuchungen von Vitovec (1991) in Österreich durchgeführt (**Tabelle 4.1**).

Tabelle 4.1: Mittelwerte und Bandbreite der Emission an N_2O im Abgas von ölgefeuerten Kleinfeuerungsanlagen bei Nennwärmeleistung (nach Vitovec, 1991)

Brennstoff	Art der Feuerung	Leistung <i>kW</i>	Anzahl der Messungen -	N ₂ O-Emission		
				Min <i>kg/TJ</i>	Max <i>kg/TJ</i>	Mittelwert <i>kg/TJ</i>
Heizöl M	Ölzerstäubungsbrenner/ Zentralheizungskessel (Bj. 1965)	970	8	0,29	0,72	0,43
Heizöl L	Ölzerstäubungsbrenner/ Zentralheizungskessel (Bj. 1983)	150	3	n.n.	1,0	0,65

n.n. nicht nachweisbar (vom Autor angegebene Nachweisgrenze: 0,1 ppmv/v N_2O)

Die gemessenen Emissionen betragen alle < 1 kg/TJ, mit einem Mittelwert von 0,43 kg/TJ bzw. 0,65 kg/TJ. Anzumerken ist, dass die Messungen mit zwei nicht üblicherweise in Deutschland eingesetzten Heizölen mit einem höheren Stickstoffgehalt im Brennstoff durchgeführt wurden.

Weitgehend bestätigt wurden die von Vitovec (1991) ermittelten geringen N_2O -Konzentrationen in einer Untersuchung aus der Schweiz. Dort wurden 13 verschiedene Low- NO_x -Ölbrenner im Leistungsbereich zwischen 10 und 70 kW am Prüfflammrohr bzw. an Heizkesseln geprüft (Doka und Nussbaumer, 1994). Mit Emissionswerten $< 1,2$ kg/TJ im stationären Betrieb für fast alle untersuchten Ölbrenner (2 Messwerte lagen knapp über 1,2 kg/TJ) lagen alle Emissionswerte unter der in der Arbeit angegebenen Nachweisgrenze von < 2 ppm v/v N_2O (umgerechnet 1,2 kg/TJ N_2O). Eine Korrektur des Volumenfehlers durch die Entfernung von CO_2 (Signalbeeinflussung) aus dem Abgas wurde nicht vorgenommen. Sie würde zu einer Verkleinerung der Werte in der Größenordnung von 12,0 - 12,5 % führen (entsprechend einem mittleren CO_2 -Gehalt im trockenen Abgas der untersuchten Ölbrenner).

Untersuchungen zur Emission an **Methan (CH₄)** aus Ölfeuerungsanlagen sind nach dem derzeitigen Wissensstand nicht bekannt.

4.1.2 Gasfeuerungen

Gasfeuerungen, ob nun Gas-Spezialheizkessel mit Brenner ohne Gebläse, Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse oder Gas-Brennwertgeräte, um nur einige Bauarten zu nennen, erfreuen sich seit vielen Jahren einer steigenden Nachfrage. Kennzeichnend für diese modernen Heizgeräte ist eine optimale Abstimmung aller Gerätekomponten mit der Folge von niedrigsten Emissionen. Ältere Gasfeuerungen mit Gasbrenner ohne Gebläse (sog. atmosphärische Brenner) waren in der Vergangenheit dagegen häufig gekennzeichnet durch einfachste Brennertechnik, hohe Abgastemperaturen und vergleichsweise hohe Emissionen an CO und NO_x.

Systematische Emissionsuntersuchungen an Gasfeuerungen auf dem Prüfstand (**Tabelle C.3 in Anhang C**) werden in regelmäßigen Abständen u.a. von der "Stiftung Warentest" im Rahmen von Qualitätsuntersuchungen durchgeführt. Bewertet werden die Energieausnutzung, Sicherheit und Handhabung der Heizgeräte sowie die Umweltbelastung durch die Emission an CO und NO_x. Pischinger et al. (1993) haben in einer Studie u.a. die Emissionen an CO marktgängiger Gas-Spezialheizkessel, Gas-Umlauf- und Kombiwasserheizer, Gas-Brennwertgeräte und Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse bis zu einer Leistung von 350 kW ermittelt.

Aus der Zusammenstellung in Tabelle C.3 in Anhang C für Prüfstandsuntersuchungen geht hervor, dass für alle Gerätebauarten eine große Bandbreite in den Emissionen zu beobachten ist. Ältere Gasfeuerungen emittieren im Mittel ein Vielfaches moderner Gasfeuerungen.

Über die tatsächliche Emissionssituation von Gasfeuerungen unter realen Bedingungen liegen nur in sehr beschränktem Umfang Ergebnisse vor (**Tabelle C.4 in Anhang C**). In einer Felduntersuchung wurden 1986 in zwei Städten Deutschlands 78 Gasgeräte eingehender untersucht (Kämper und Lommerzheim, 1986). Die Emissionen der Gasfeuerungen wurden bei vorgefundener Wärmebelastung bestimmt. Im Mittel betrug die Emission an CO 11 kg/TJ, mit einer erheblichen Bandbreite zwischen der minimalen Emission von 0,0 kg/TJ und der maximalen Emission von 152 kg/TJ. Bei fünf Gasgeräten wurden sehr hohe Emissionen (CO > 1.000 ppm v/v) im Abgas festgestellt. Alle diese Geräte hatten gemeinsam, dass kein Wartungsvertrag bestand und die Brenner bzw. Wärmetauscher zum Teil starke Verschmutzungen aufwiesen.

Die Bestimmung von **unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) und Methan (CH₄)** im Abgas von Gasfeuerungen fand bis heute nur geringe Beachtung in wissenschaftlichen Untersuchungen (Dupont et al., 1993; Dupont et al., 1995), da diese Abgaskomponenten in den einschlägigen Normen zur heiztechnischen Prüfung der Geräte nicht limitiert sind. Für keines der untersuchten Heizgeräte wurde für die stationäre Betriebsweise ein nennenswerter Schlupf an Methan berichtet. Die gemessene Konzentration an unverbrannten Kohlenwasserstoffen im Abgas waren geringer als in der ebenfalls untersuchten Laborluft.

Von Vitovec (1991) wurde **N₂O** im Abgas von Heizkesseln mit Gasbrenner mit Gebläse (4 Zentralheizungskessel, 1 Flammrohrkessel), einem Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse und einem Durchlaufwasserheizer bestimmt (**Tabelle 4.2**).

Die Emissionen sind als sehr niedrig einzustufen. Für die meisten der durchgeführten Messungen liegen sie unter der Nachweisgrenze des eingesetzten Messverfahrens (< 0,1 ppm v/v N₂O für das verwendete manuelle Verfahren).

Tabelle 4.2: N₂O-Emissionen von Gasfeuerungen (nach Vitovec, 1991)

Art der Feuerung	Leistung <i>kW</i>	Anzahl der Messungen	N ₂ O-Emission		
			Min <i>kg/TJ</i>	Max <i>kg/TJ</i>	Mittelwert <i>kg/TJ</i>
Zentralheizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse (Bj. 1982/83)	190	3	n.n	0,69	0,41
	250	3	n.n	n.n	n.n
	320	6 ¹⁾	n.n	0,41	0,17
Flammrohrkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	2.100	3	n.n	0,24	n.n ²⁾
Zentralheizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse (Bj. 1982)	90	3	n.n	n.n	n.n
Durchlaufwasserheizer (Bj. ca. 1980)	9,0	6	0,31	0,45	0,41

¹⁾ Kessel gleicher Leistung zusammengefasst

²⁾ Mittelwert (vom Autor angegebene Nachweisgrenze: 0,1 ppm v/v N₂O)

n.n nicht nachweisbar

In der Arbeit von Doka und Nussbaumer (1994) wird die N₂O-Emission zweier untersuchter Gasbrenner mit Gebläse an einer Brennkammer ebenfalls mit kleiner als die Nachweisgrenze (< 2 ppm v/v N₂O) angegeben.

4.2 Intermittierende Betriebsweise

Öl- und gasgefeuerte Heizgeräte werden in Haushalten und bei Kleinverbrauchern zum überwiegenden Teil zur Bereitstellung von Raumwärme und zur Erzeugung von Warmwasser eingesetzt. In der Praxis hängt die Leistungsabgabe der Heizgeräte in der Regel vom momentanen Heizwärmebedarf der Gebäude, dem Nutzerverhalten und von der Effizienz des Heizsystems ab. Die Leistungsanpassung bei Feuerungsanlagen kleinerer Leistung erfolgt in Form eines Ein-Aus-Betriebes mit entsprechend langen Brennerlauf- und -stillstandszeiten. Bei modernen Gasfeuerungen wie bspw. wandhängenden Brennwertgeräten oder Kombi- und Umlaufwasserheizern erfolgt die Leistungsanpassung durch modulierende oder mehrstufige Brenner.

Während des An- und Abschaltvorgangs der Brenner werden gegenüber dem stationären Betrieb deutlich mehr luftverunreinigende Abgasbestandteile emittiert (Baumbach, 1977; Struscha et al., 1987; Sandkuhl, 1989; Köhne et al., 1997; Köhne und Pesch, 1994; Kreft et al., 1997; Karner und Zobl, 1998). Eine ausschließliche Betrachtung der Emissionen von Heizgeräten im stationären Betrieb führt deshalb zu einer möglichen Fehleinschätzung der Emissionen unter praktischen Betriebsbedingungen mit häufigen Start- und Stoppvorgängen. Die Ermittlung der Emissionen während der instationären Betriebszustände Start und Stopp stellt allerdings wesentlich höhere Anforderungen an die Messtechnik sowie an die Auswertung der erhaltenen Messsignale als im stationären Betrieb. Eine weitgehend offene Frage im Hinblick auf die Ablei-

tung von Emissionsfaktoren stellt auch die Bewertung der Emissionen aus dem intermittierenden Betrieb im Vergleich zum stationären Betrieb dar.

In den folgenden Abschnitten werden einige Arbeiten und deren Ergebnisse zur Ermittlung der Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb etwas näher vorgestellt. Aufgezeigt werden sollen Abhängigkeiten zwischen der Brenner-Kessel-Kombination, der Brennerlauf- und -stillstandszeiten und der Kesselwassertemperatur auf die Höhe der Emissionen.

Einen Überblick über die in der Literatur beschriebenen Untersuchungen zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb gibt **Tabelle 4.3**.

Tabelle 4.3: Untersuchungen zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb

Bauart der Heizgeräte	Start	Stopp	Messung von			Angabe der Messwerte instationär	Untersuchungen zum Einfluss der Emissionen durch				Lit.
			CO	TOC	CH ₄		Brenner	Kessel	Φ	T _K	
Ölgebläsebrenner	x	-	x	x	-	ppm v/v ¹⁾	x	-	x ⁷⁾	-	/a/
Ölgebläsebrenner, Gasgebläsebrenner, Öl/Gaskombibrenner	x	x	x	x	-	mg/m ³ ²⁾ mg ³⁾	x	x	k.A.	-	/b/
Ölgebläsebrenner	-	x	x	x	-	mg _{öl} /kW ⁴⁾	-	x	x ⁸⁾	-	/c/
Ölgebläsebrenner	x	-	x	x	-	mg/kWh ⁵⁾	x	x	-	x	/d/
Ölgebläsebrenner, Gasgebläsebrenner, atm. Gasheizkessel, atm. Wasserheizer, Gasbrennwertgeräte	x	x	x	x	-	mg/kW ⁶⁾	x ⁹⁾	x ⁹⁾	-	-	/e/ /f/ /g/

T_K Kesselwassertemperatur Φ relative Kesselleistung in %

¹⁾ nur Spitzenwerte

²⁾ Spitzenwerte

³⁾ für 2 Anlagen als Mehremission für den Start in mg

⁴⁾ Gesamtemission berechnet als äquivalente Menge emittierten Heizöls (über Kohlenstoffbilanz) bezogen auf die eingestellte Feuerungswärmeleistung des Brenners

⁵⁾ Mehremission für den Brennerstart bezogen auf eine Brennerlaufzeit von 300 s

⁶⁾ Mehremission für intermittierenden Betrieb (= Start + Stopp) bezogen auf die Nennwärmebelastung des Heizgerätes

⁷⁾ bei 25 und 75 % Auslastung bei konstanter Kesselwassertemperatur von 90 °C

⁸⁾ Variierung der Brennerlaufzeit

⁹⁾ verschlüsselte Angabe der Brenner/Kessel-Bauart (z.B. Kombinationstyp 1) oder des Gasgeräts (z.B. Brennwertgerät 1)

/a/ Baumbach (1977), /b/ Struschka et al. (1987), /c/ Buschulte (1993), /d/ Sandkuhl (1989), /e/ Kreft et al. (1997), /f/ Karner und Heger (1998), /g/ Karner und Zobl (1998)

Die Untersuchungen von Baumbach (1977) zeigten sowohl für einen Gelb- wie auch für einen Blaubrenner kurzzeitig hohe Emissionsspitzen beim Starten des Brenners. Beim Abschalten treten wiederum deutliche Emissionen an Kohlenwasserstoffen und CO im Abgas auf. Nach dem Brennstop war die bei abgeschaltetem Brenner durch den Kaminzug strömende Luft-

menge geringer als der Abgasvolumenstrom bei eingeschaltetem Brenner. Damit waren auch die Emissionen an Kohlenwasserstoffen und CO für den Brennerstopp vergleichsweise geringer als für den Brennerstart. Eine Bewertung der Emissionen für den Startvorgang wurde auf der Grundlage der gemessenen Emissionsspitzen (in ppm v/v) vorgenommen. Der Blaubrenner zeigte im Vergleich zum Gelbbrenner etwas niedrigere Emissionen für den Startvorgang.

Eine quantitative Abschätzung der Emissionen für den Startvorgang von Öl- und Gasfeuerungen wird von Struschka et al. (1987) vorgestellt. Die Berechnung der emittierten Masse für einen Startvorgang wurde unter der vereinfachenden Annahme eines konstanten Abgasvolumenstrom und einer konstanten CO₂-Konzentration, die vom Brennerstart an dem Wert des Dauerbetriebs entsprechen soll, durchgeführt. Der Konzentrationsverlauf zwischen Brennerstart und Erreichen der Emissionskonzentration im stationären Dauerbetrieb wurde mit einer an die Messwerte angepassten Exponentialfunktion nachgebildet. Durch Integration dieser Funktion zwischen den Grenzen 'Brennerstart' und 'Ende des Startvorgang (= Erreichen der Konzentration im stationären Betrieb)' errechnet sich die Emission der Abgaskomponente einschließlich des Anteils des stationären Dauerbetriebs für diesen Zeitraum. Als Mehremission (in mg) für einen Startvorgang wurde die Differenz zwischen der emittierten Masse während des Startvorgangs und der im gleichen Zeitraum emittierten Masse für einen stationären Dauerbetrieb definiert. Für den Stoppvorgang wurde keine Abschätzung vorgenommen, da das Brennergebläse gleichzeitig mit der Brennstoffzufuhr abgeschaltet werden musste und somit kein definierter Volumenstrom durch den Brenner bzw. Kessel mehr vorlag.

Unter Berücksichtigung obiger Randbedingungen ergab sich für einen Heizkessel mit Gasgebläsebrenner eine Mehremission für einen Startvorgang von drei Mal so hoch wie für den zeitgleichen Dauerbetrieb von 60 s. Eine überschlägige Berechnung der Jahresemission zeigt, dass mit 25.000 Schaltzyklen (was durchaus in der Praxis erreicht wird) und einer Vollbenutzungsstundenzahl von 1.500 h/a in etwa genauso viel CO durch Anfahrvorgänge emittiert wird wie durch den stationären Dauerbetrieb. Die freigesetzten Emissionen aus Startvorgängen haben somit einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Gesamtemission einer Feuerungsanlage.

Besonders dem Thema der Emissionen während des Brennerstopps widmete sich Buschulte (1993) in theoretischen wie auch praktischen Untersuchungen an einem Gelb- und Blaubrenner. Die Emissionen für den Brennerstopp waren unabhängig von der Bauart des Heizkessels bzw. der Brennerlaufzeit und wurden im wesentlichen durch die thermische Expansion des im Düsenstocks verbleibenden Heizöls verursacht. Ein Teil des Heizöls trat über die Düse in den Brennraum aus, verdampfte und wurde beim erneuten Brennerstart emittiert. Die Gesamtemission für den Brennerstopp wurde als äquivalente Menge an emittiertem Heizöl (über eine Kohlenstoffbilanz) bezogen auf die eingestellte Feuerungswärmeleistung (in mg_{öl}/kW) angegeben.

Die Abhängigkeit der Emissionen im intermittierenden Betrieb von den Einflussgrößen Luftverhältnis, Brennkammerdruck, Öldruck und der Temperatur der Brennkammerwand wurden systematisch von Sandkuhl (1989) untersucht. Konstruktive Einflüsse wie Gelb- oder Blaubrenner und Bauart der Heizkessel (kalte/heiße Brennkammer) wurden ebenfalls berücksichtigt. Die Messung der Emissionen im intermittierenden Betrieb wurde mit kontinuierlich arbeitenden Messgeräten vorgenommen. Die Berechnung der Mehremission für einen Brennerstart wurde in vergleichbarer Weise wie bei Struschka et al. (1987) durchgeführt.

Für die Bewertung der Emissionen im intermittierenden Betrieb der untersuchten Brenner und Heizkessel wurde die Mehremission (in mg/kWh) auf eine Brennerlaufzeit von 300 s normiert und auf die mit dem Brennstoff im Zeitintervall zugeführte Energiemenge bezogen. Der Einfluss von Brennerlauf- und -stillstandszeiten auf die Höhe der Emissionen wurde nicht untersucht.

Als wesentliche Einflussgröße auf die Start-Stopp-Emissionen wurde die Bauart der Brenner bzw. Heizkessel genannt. So war der relative Anteil der Mehremission an CO an der Gesamtemission beim Kessel mit heißer Brennkammer höher als am Kessel mit kalter Brennkammer. Ursache hierfür waren die deutlich niedrigeren Emissionen im quasistationären Betrieb beim Heizkessel mit heißer Brennkammer gegenüber dem Heizkessel mit kalter Brennkammer. Den niedrigsten Anteil an unverbrannten Kohlenwasserstoffen in der Vorbelüftungsphase wies ein Gelbbrenner mit Düsenabschlussventil auf. Dieses verhinderte beim Abschalten des Brenners ein Nachtropfen von Heizöl aus der Düse und während der Phase der Ölvorwärmung vor dem eigentlichen Brennerstart ein Ausdehnen des erwärmten Öls.

Eine durchgeführte Variierung der Kesselwassertemperatur von 20 °C bis auf 60 °C führte zu keinem einheitlichen Bild in bezug auf die Emission an unverbrannten Kohlenwasserstoffen. Hinsichtlich der CO-Emission zeigten fast alle Brenner-Kessel-Kombinationen dagegen ähnliche Tendenzen. Bei abgekühltem Kessel (20 °C Kesselwassertemperatur) war die Gesamtemissionen, gemessen über 300 s, höher als bei betriebswarmen Heizkessel (60 bzw. 67 °C Kesselwassertemperatur). Dies wurde auf höhere Mehremissionen beim Brennerstart, und zum Teil auch im quasistationären Betrieb, zurückgeführt.

Umfangreiche Untersuchungen zur Bestimmung der Emissionen von öl- und gasgefeuerten Kleinf Feuerungsanlagen unter Berücksichtigung der instationären Betriebszustände wurden vor kurzem in Österreich abgeschlossen. Die Messungen wurden auf dem Prüfstand an 11 ölgefeuerten Brenner-Kessel-Kombinationen, darunter 4 Units, im Leistungsbereich von 22 - 80 kW und an 18 gasgefeuerten Heizgeräten im Leistungsbereich von 10 - 135 kW vorgenommen. Die ausgewählten Heizgeräte deckten den weiten Bereich der wichtigsten am Markt verfügbaren Gerätetechniken ab. Über die erzielten Ergebnisse wurde auszugsweise in Veröffentlichungen (Kreft et al., 1997; Karner und Herger, 1998; Karner und Zobl, 1998) oder in den Dissertationen von Kreft (1998) für Gasfeuerungen und von Herger (1997) für Ölfeuerungen berichtet, wobei letztere der Öffentlichkeit nicht zu gänglich ist.

Aus allen durchgeführten Messungen ging sowohl für Öl- als auch für Gasfeuerungen hervor, dass mit längerer Brennerstillstandszeit die Emissionen für den Start zunahm. Eine Abhängigkeit zur eingestellten Vor- und Rücklauftemperatur wurde ebenfalls erkannt, wobei der Anstieg der Emissionen mit niedrigeren Temperaturen sich weniger signifikant darstellte.

Für die Berechnung der Emissionen während der Startphase wurde ein ähnliches Modell wie von Struschka et al. (1987) und Sandkuhl (1989) verwendet. Das Auswertemodell wurde allerdings durch die Berücksichtigung der Totzeiten der eingesetzten Gasanalysatoren und der Annahme eines konstanten Abgasmassenstroms weiterentwickelt. Die Brennschlussemissionen wurden mit einem eigens hierfür entwickelten Modell unter zu Hilfenahme des CO₂-Konzentrationsverlaufs berechnet.

Die nach obigem Verfahren berechneten Emissionsmengen für Start und Stopp wurden addiert und die emittierte Masse für einen der Brennerlaufzeit entsprechenden stationären Dauerbetrieb abgezogen, so dass die Mehremission für den intermittierenden Betrieb angegeben werden konnte. Die emittierte Masse einer Abgaskomponente wurde auf die Nennwärmeleistung des Heizgeräts normiert und in mg/kW angegeben.

Ohne hier auf Einzelwerte der Messungen einzugehen, die auch der entsprechenden Literatur entnommen werden können, sollen hier die wichtigsten Einflussgrößen auf die Start-Stopp-Emissionen zusammengefasst werden.

In der folgenden **Tabelle 4.4** ist die Abhängigkeit der Startemissionen für CH₄ von verschiedenen Einflussgrößen dargestellt (nach Kreft, 1998).

Tabelle 4.4: Einfluss verschiedener Parameter auf die Startemissionen an CH₄ (nach Kreft, 1998)

	Stillstandszeit	Wärmebelastung	Kesselwassertemperatur
atm. Wasserheizer	++	+	o (+)
atm. Heizkessel (vollständig vorgemischt)	+/-	o	o
atm. Heizkessel mit Flächenbrenner	++	-	o
Gasgebläsebrenner	o	+	o
Brennwertkessel (flächenbrenner, gebläseunterstützt)	+	o	o

++	starke Erhöhung	+	Erhöhung	o	kein Einfluss
-	Minderung	--	starke Minderung	±	Einfluss nicht eindeutig

Alle untersuchten Gasfeuerungen zeigten eine deutliche Abhängigkeit der Startemissionen an CH₄ von den meisten Einflussparametern. Den wesentlichsten Einfluss auf die Höhe der Startemissionen hatte hierbei die Brennerstillstandszeit. Die Kesselwassertemperatur hat keinen Einfluss und die eingestellte Wärmebelastung führte bei manchen Heizgeräten zu einer geringen Erhöhung. Ein Vergleich mit den ermittelten Startemissionen an CO zeigte im wesentlichen die gleichen Einflussfaktoren, nur in abgeschwächter Form.

Die Emissionen für den Brennerstopp zeigten in den Untersuchungen von Kreft (1998) zumeist einen deutlichen Einfluss von der Wärmebelastung. In der Regel waren sie bei Großlast höher als bei Kleinlast. Die Brennerlaufzeit hatte bei Flächenbrennern wegen ihrem Einfluss auf das Niveau der Oberflächentemperaturen ebenfalls Einfluss auf die Stopp-Emissionen.

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Start- und Stopp-Emissionen bei Ölfeuerungen können an dieser Stelle leider nicht diskutiert werden, da die hierzu verfasste Arbeit, wie schon erwähnt, der Öffentlichkeit nicht zugänglich ist (Herger, 1997).

An hand der beschriebenen Literaturlauswertung für die Emissionen im intermittierenden Betrieb ist deutlich erkennbar, dass die Messergebnisse aufgrund der unterschiedlichen angewendeten Messtechnik und Auswertung keine gemeinsame Basis haben. Die Überführung der gemessenen

nen Emissionen in Emissionsfaktoren ist daher im nachhinein nicht möglich. In einigen Untersuchungen wurden nur wenige, eher stichprobenartig, Heizgeräte untersucht. Auch in den Untersuchungen mit einem vergleichsweise großen Kollektiv an untersuchten Heizgeräten stellt sich die Frage, inwieweit diese Heizgeräte als repräsentativ für den Anlagenbestand anzusehen sind. Die Auswahl wird nicht beispielweise durch statistische Erhebungen zum Anlagenbestand untermauert.

Idealerweise sollten Emissionsfaktoren dermaßen ermittelt werden, dass aus dem Bestand an Feuerungsanlagen eine begrenzte Anzahl ausgewählt wird mit dem Ziel, auf der Basis des Emissionsverhaltens dieser Feuerungsanlagen einen repräsentativen Emissionsfaktor festzulegen, der wiederum auf den Bestand aller Feuerungsanlagen in einem festzulegenden Bereich übertragen werden kann. Um die Aussagekraft von Emissionsfaktoren zu erhöhen, sollten zusätzlich auch die technologischen Parameter, wie z.B. Feuerungswärmeleistung sowie Alter und Bauart der untersuchten Feuerungsanlagen mit einem gewichteten Anteil am Bestand aller Feuerungsanlagen berücksichtigt werden. Nicht zu vernachlässigen ist außerdem, dass das Emissionsverhalten von Feuerungsanlagen signifikant durch die Betriebsweise beeinflusst wird (AP-42; 1997; EMEP, 1996).

Demgegenüber werden häufig Emissionsfaktoren auf einer zu geringen Anzahl von Messungen oder einer nicht dem Anlagenbestand entsprechenden Auswahl von untersuchten Feuerungsanlagen ermittelt. Unberücksichtigt in den Emissionsfaktoren bleibt auch der Anteil der einzelnen Gerätebauarten oder deren Altersstruktur im Anlagenbestand. Einer Änderung beispielsweise in der Zusammensetzung des Anlagenbestandes durch Ersatz von technisch veralteten Feuerungsanlagen durch neue, emissionsarme oder energiesparende Öl- und Gasfeuerungen, wird häufig dadurch Rechnung getragen, dass bestehende Emissionsfaktoren durch mehr oder weniger große Abschläge den "neuen Verhältnissen" angepasst werden. In der Regel entstanden hierdurch Emissionsfaktoren, deren Entstehungsgeschichte nicht mehr nachvollziehbar ist (AGEK, 1999; UBA, 1997a). Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren sind oft in der Höhe nicht plausibel. Die Integration der Emissionen für den instationären Betrieb wurde in der Ermittlung von Emissionsfaktoren oder des Emissionsaufkommens bisher in keiner Arbeit beschrieben.

Ziel dieser Arbeit ist es daher, die Ermittlung von Emissionsfaktoren in jedem einzelnen Schritt nachvollziehbar und unter Berücksichtigung der oben beschriebenen wesentlichen Einflussfaktoren durchzuführen (s. Kapitel 1, Bild 1.1). Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb große Sorgfalt auf die Auswahl der zu untersuchenden Feuerungsanlagen gelegt. Die umfassende Ermittlung und Beschreibung der Anlagenstruktur sowie des Endenergieverbrauchs der zu betrachtenden Gerätebauarten stellt eine grundlegende Voraussetzung für die spätere Berechnung von mittleren Emissionsfaktoren dar. Die messtechnische Erfassung der Emissionen der auf dem Prüfstand untersuchten Öl- und Gasfeuerungen wird sowohl für die stationäre Betriebsweise wie auch für die instationären Betriebszustände Start und Stopp beschrieben. Mit Hilfe eines eigenen Berechnungsmodells werden erstmals Emissionsfaktoren für den Betrieb eines Heizgerätes unter Berücksichtigung der Schalthäufigkeit in einem Jahr und der ermittelten Emissionen im stationären und intermittierenden Betrieb berechnet.

5 Bestand und Struktur der Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern in Deutschland

In diesem Kapitel wird für den Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher die Ermittlung der Anlagenstruktur nicht genehmigungsbedürftiger Öl- und Gasfeuerungen im Geltungsbereich der 1. BImSchV (1997) in Deutschland beschrieben. Die Anlagenstruktur wird differenziert nach der Anzahl der installierten Geräte, Gerätebauart, Leistungsbereich, Alter und mittlere Nennwärmeleistung in den alten und neuen Bundesländer für das Bezugsjahr 1995. Übernommen wird die erarbeitete Anlagenstruktur später in die Aufteilung des Endenergieverbrauchs (s. Kapitel 6) und die Berechnung der Emissionsfaktoren (s. Kapitel 8). Die entwickelte Methodik zur Ermittlung des Anlagenbestandes und der Alters- und Leistungsstruktur der installierten Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern ist in **Bild 5.1** dargestellt.

5.1 Anlagenbestand in Haushalten und bei Kleinverbrauchern

Die Ermittlung und Darstellung der Anlagenstruktur von Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern stützt sich im wesentlichen auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zum Gebäude- und Wohnungsbestand. Für die alten Bundesländer war dies die 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe von 1993 (StBa, 1995a und 1995b) sowie deren Sonderauswertungen zur Beheizungsstruktur und Warmwasserversorgung (StBa, 1995c und 1995d). Im Falle der neuen Bundesländer standen Daten einer Totalerhebung des Gebäude- und Wohnungsbestandes von 1995 (StBa, 1997a bis c) zur Verfügung. Nach einer umfassenden Auswertung der Daten mit dem Ziel, eine vergleichbare Datenbasis zwischen den Statistiken herzustellen, wurden die Ergebnisse durch eigene Berechnungen vertieft. Mit Hilfe der Statistiken des Schornsteinfegerhandwerks wurde die ermittelte Anzahl der Feuerungsanlagen einer Plausibilitätsprüfung unterzogen.

5.1.1 Ermittlung der Bestandszahlen aus Daten des Statistischen Bundesamtes

1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993

Am 18. März 1993 verabschiedete der Bundestag das „Gesetz über gebäude- und wohnungstatistische Erhebungen - WoStG“. Dieses Gesetz regelte die Durchführung einer Gebäude- und Wohnungsstichprobe in allen Bundesländern zum Stichtag 30. September 1993. Ziel der Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993 war es, auf der Basis einer stichprobenartigen Erhebung für 1% aller Wohnungen und Gebäude mit Hilfe statistischer Methoden erstmals für das gesamte Bundesgebiet Daten über den Bestand aller bewohnten Gebäude und Wohnungen sowie über die Wohnsituation der Menschen bereitzustellen.

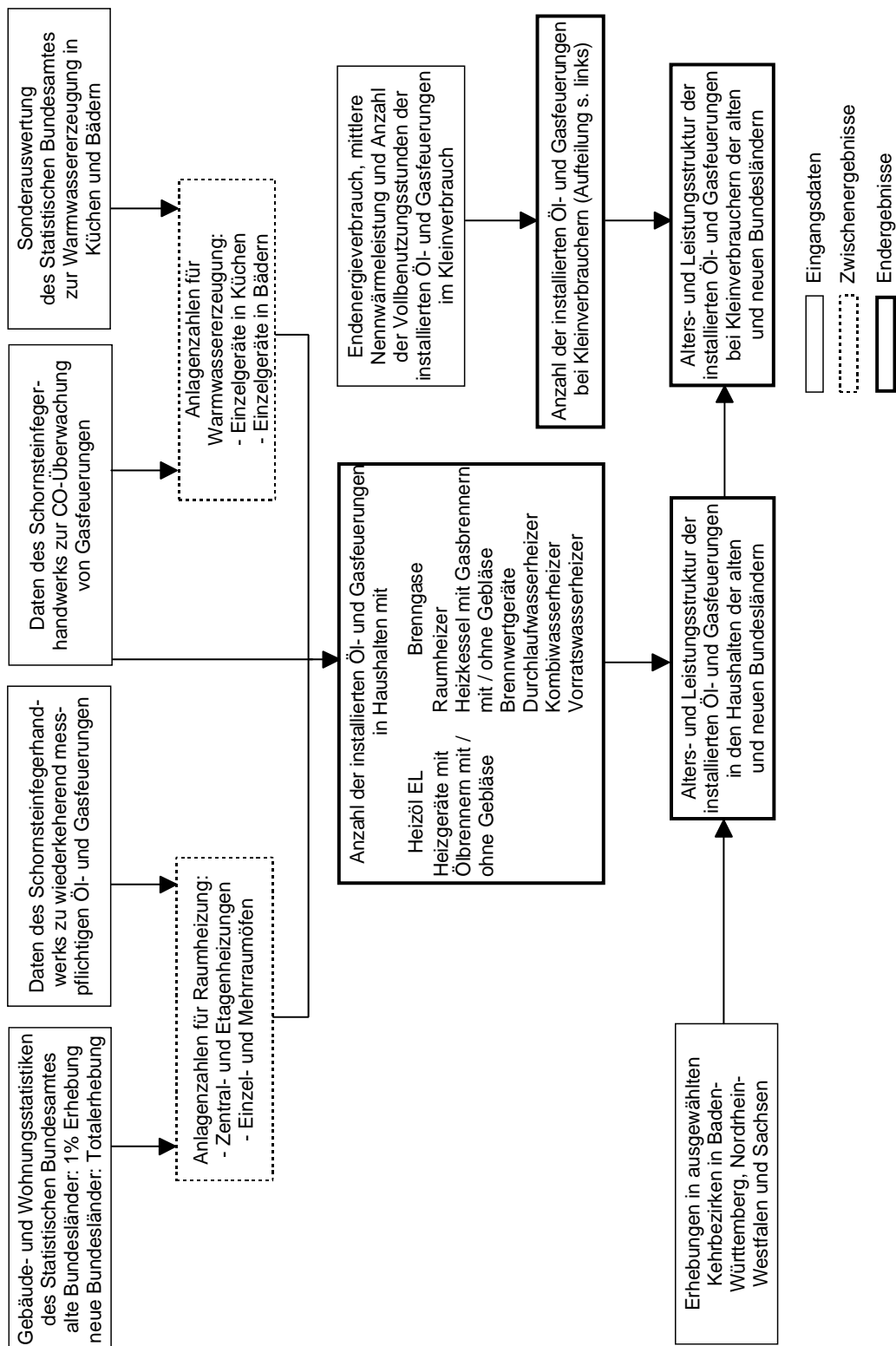


Bild 5.1: Ermittlung der Anzahl und der Alters- und Leistungsstruktur installierter Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern in den alten und neuen Bundesländern

Die Durchführung der 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe vor Ort wurde von den Statistischen Landesämtern der einzelnen Bundesländer vorgenommen. Grundlage der Erhebungen waren dabei zwei vom Statistischen Bundesamt vorgegebene Fragebögen. Während der eine sich an die Gebäudeeigentümer (Gebäudebogen - StBa, 1995a) richtete, war der andere für die Bewohner oder Eigentümer von Wohnungen (Wohnungsbogen - StBa, 1995b) vorgesehen.

Der Gebäudefragebogen verlangte von einem Gebäudeeigentümer u.a. Angaben zur Beheizungsart des Gebäudes (Definition siehe Kapitel 2). Dabei wurde im ersten Teil der Frage nach der überwiegenden (flächenmäßig) Beheizungsart gefragt. War dies eine Fern-, Block-, oder Zentralheizung sollte im zweiten Teil der Frage die verwendete Energieart genannt werden. Dabei durfte nur eine der vorgegebenen Energiearten Heizöl, Gas, Strom, Kohle, Koks, Briketts, Holz oder Sonstiges sowie Fernwärme angekreuzt werden.

Besondere Bedeutung im Gebäudefragebogen lag in der Verwendung der Formulierung *"überwiegend beheizt mit..."* zur Beheizungs- und Energieart. In der Praxis bedeutet dies, dass beispielsweise neben einer "überwiegend" verwendeten Zentralheizung durchaus eine zusätzliche, und auf diese Art nicht erfasste Feuerung zur Beheizung einzelner Räume des gleichen Gebäudes vorhanden sein kann. Außerdem kann eine Zentralheizung auch gelegentlich mit einer anderen Energieart betrieben werden (z.B. Steinkohlenkoks statt Heizöl EL in Wechselbrandkessel), die hier ebenfalls nicht erfasst wurde.

Im Wohnungsfragebogen wurde u.a. wiederum nach der Beheizungsart der Wohnung gefragt. Im Gegensatz zum Gebäudefragebogen wurde hier allerdings nicht zwischen Fern-, Block-, oder Zentralheizung unterschieden. War dies nicht der Fall, so wurde nach der Art der Beheizung in Form einer Etagenheizung (Einzel- oder Mehrraumöfen, Elektrospeicherheizung) und der verwendeten Energieart differenziert. Wiederum unterschiedlich zum Gebäudefragebogen war die Möglichkeit, mehrere Energiearten zu nennen. In einer weiteren Frage konnten weitere zusätzliche Beheizungsmöglichkeiten genannt werden. Zur Auswahl standen hierbei Kachelöfen, offene Kamine und Allzwecköfen. Auch über die Verwendung von Einzelgeräten in Küchen und Bädern zur Warmwassererzeugung sollten Angaben gemacht und die darin verwendete Energieart angegeben werden.

Gebäude- und Wohnungszählung 1995 in den neuen Bundesländern

Für die neuen Bundesländer standen lediglich wenige und unvollständige Statistiken über die Wohnsituation der Bevölkerung aus der ehemaligen DDR zur Verfügung. Eine erste Abhilfe stellte die schon am Anfang zitierte 1%-Gebäude- und Wohnungszählung aus dem Jahr 1993 dar. Der rasante Strukturwandel nach der Wiedervereinigung in den neuen Bundesländern wirkte sich auch auf den Gebäude- und Wohnungsbestand aus, so dass die zuvor erhobenen Daten nur kurzfristig Gültigkeit hatten. Aus diesem Grunde wurde in den neuen Bundesländern im Jahr 1995 im Rahmen einer Gebäude- und Wohnungszählung eine Totalerhebung durchgeführt, um eine verlässliche Datengrundlage für planerische Maßnahmen der Stadtentwicklung in naher Zukunft zu schaffen.

Im Gegensatz zur 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe von 1993 wurden jetzt in der Totalerhebung zu jedem bewohnten Gebäude und jeder Wohnung Daten erfasst. Bei Art und Inhalt

der Fragen wurden gegenüber der 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe Änderungen vorgenommen, die einen Vergleich der Ergebnisse erheblich erschweren. So bezogen sich alle Aussagen zu den Beheizungsarten Zentral- oder Etagenheizung und Einzel- oder Mehrraumöfen nur auf die Gebäude. Bei den Angaben zur Beheizungsart waren auch Mehrfachnennungen zulässig. Innerhalb einer Beheizungsart konnten dann noch mehrere verwendete Energieträger angegeben werden. In der Auswertung wurde die Verwendung einer Energieart und die Verwendung von zwei oder mehr Energiearten getrennt ausgewiesen.

Anzahl von Anlagen zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung

Bei genauerer Betrachtung der zuvor beschriebenen Statistiken ist erkenntlich, dass diese zueinander inkonsistent sind. Die Fragen wurden hauptsächlich unter statistischen Gesichtspunkten festgelegt, die inhaltlich leider oft das technisch Sinnvolle nicht wiedergaben. Bedingt durch die möglichen Mehrfachnennungen der verwendeten Energiearten, beispielweise im Wohnungsfragebogen, übersteigt die Summe der hochgerechneten Nennungen aller Energiearten (1,55 Mio.) in den alten Bundesländern die Zahl der mit Einzel- oder Mehrraumöfen beheizten Wohnungen (1,07 Mio.). Daraus ergibt sich rein rechnerisch eine durchschnittliche Verwendung von annähernd 1,5 Brennstoffen je Wohnung. Dies, und insbesondere auch die Änderung in Art und Inhalt der Fragen bei Durchführung der unterschiedlichen Erhebungen, macht eine unmittelbare Übernahme der Ergebnisse der Erhebungen in Anlagenzahlen an Öl- und Gasfeuerungen nicht möglich. Deshalb waren auf der Basis dieser Statistiken zusätzlich eigene Berechnungen notwendig. Dazu zählten:

- Anpassung der Anzahl an Gebäuden aus 1993 an das Bezugsjahr 1995 mit Hilfe von Angaben zum Zu- und Abgang an Wohnraum (nach IKARUS, 1991),
- Angleichung der unterschiedlichen Anzahl und Aufteilung der Baualterstufen in den neuen Bundesländern auf die der alten Bundesländer,
- Ermittlung der Bestandszahlen an bewohnten und leerstehenden Wohnungen,
- Berechnung der Anzahl an Einzel- und Mehrraumöfen unter Verwendung der Zahl an Räumen pro Wohnung, Zahl der Öfen je beheiztem Raum einer Wohnung und der Anzahl an Nennungen einer Energieart,
- Zusammenfassung der Daten zur verwendeten Energieart einer Beheizungsart in der Gebäude- und Wohnungszählung von 1995 in den neuen Bundesländern entsprechend der Struktur in den alten Bundesländern,
- Ermittlung der Anzahl an Geräten zur Warmwasserversorgung in Küchen und Bädern im Jahr 1993 und Anpassung der Zahlen an den Gebäudebestand in 1995.

Tabelle 5.1 zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der eigenen Berechnungen zum Bestand von Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärmeerzeugung auf Grundlage der Erhebungen zum Gebäude- und Wohnungsbestand des Statistischen Bundesamtes in den alten und neuen Bundesländern. In den Berechnungen konnte nicht zwischen Feuerungen der Haushalte und der Kleinverbraucher unterschieden werden. In der Statistik wurden alle Öl- und Gasfeuerungen in Gebäuden erfasst, die ausschließlich Wohnungen oder Wohnungen in Verbindung mit in anderer Weise genutzte Flächen (z.B. Wohnung in einer Lagerhalle oder Hausmeisterwohnung in Schulgebäude) enthielten. Feuerungsanlagen bei Kleinverbrauchern, die in Gebäuden ohne Wohnungen vorhanden sind, wurden somit bei der Gebäudezählung nicht erfasst.

Eine Tabelle zum Bestand an Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärmeerzeugung für alle Energieträger (einschließlich Festbrennstoffe und Strom) befindet sich in **Anhang D**.

Tabelle 5.1: Berechnete Anzahl an Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärmeerzeugung aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken des Statistischen Bundesamtes

Beheizungsart	Energieträger	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
		1.000 Stück	1.000 Stück	1.000 Stück
Zentralheizungen	Heizöl EL	5.610	472	6.082
	Gas	3.767	670	4.437
	Summe	9.377	1.142	10.519
Etagenheizungen	Heizöl EL	146	22	168
	Gas	2.333	334	2.667
	Summe	2.479	356	2.834
Einzel- oder Mehrraumöfen	Heizöl EL	2.339	255	2.594
	Gas	2.154	866	3.020
	Summe	4.493	1.120	5.614
Kachelöfen ¹⁾	Heizöl EL	133	/	133
	Gas	50	/	50
	Summe	183	/	183
Summe Energieträger	Heizöl EL	8.228	749	8.977
	Gas	8.303	1.870	10.173
	Summe (alle)	16.531	2.619	19.150

¹⁾ zusätzliche Heizmöglichkeit in Verbindung mit einer Zentral- oder Etagenheizung

/ Anzahl wurde vom Statistischen Bundesamt nicht hochgerechnet

Datenbasis für alte Bundesländer: StBa, 1995a bis d; für neue Bundesländer: StBa, 1997a bis c

Nach Tabelle 5.1 waren im Jahr 1995 rund 19,2 Mio. Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärmeerzeugung in Deutschland vorhanden. Davon wurden ca. 8,98 Mio. Feuerungsanlagen mit Heizöl und ca. 10,17 Mio. Feuerungsanlagen mit Gas betrieben. In den neuen Bundesländern sind in etwa ein Zehntel aller Öl- und Gasfeuerungen anzutreffen.

Neben Geräten zur Raumwärmeerzeugung sind in Gebäuden auch Geräte zur Bereitstellung von Warmwasser notwendig. Im Falle von Zentral- und Etagenheizungen kann angenommen werden, dass die installierten Heizgeräte (z.B. Heizkessel) auch die Erzeugung von Warmwasser übernehmen. Sie sind somit in den obigen Zahlen enthalten. Bei einer Beheizung mit Einzel- oder Mehrraumöfen sind für die Erzeugung von Warmwasser dagegen zusätzliche, dezentrale Geräte erforderlich, die unmittelbar am Ort des Warmwasserbedarfs, Küche oder Bad, aufgestellt sind.

In **Bild 5.2** sind die Ergebnisse der eigenen Berechnungen zum Bestand an Öl- und Gasfeuerungen zur Warmwassererzeugung in Küchen und Bädern dargestellt. Verwendet wurden die Daten des Statistischen Bundesamtes über den Gebäude- und Wohnungsbestand sowie die Sonderauswertung zur Warmwassererzeugung (StBa, 1995d). Nicht mit aufgeführt sind die mit Strom oder Festbrennstoffen betriebenen Warmwassergeräte.

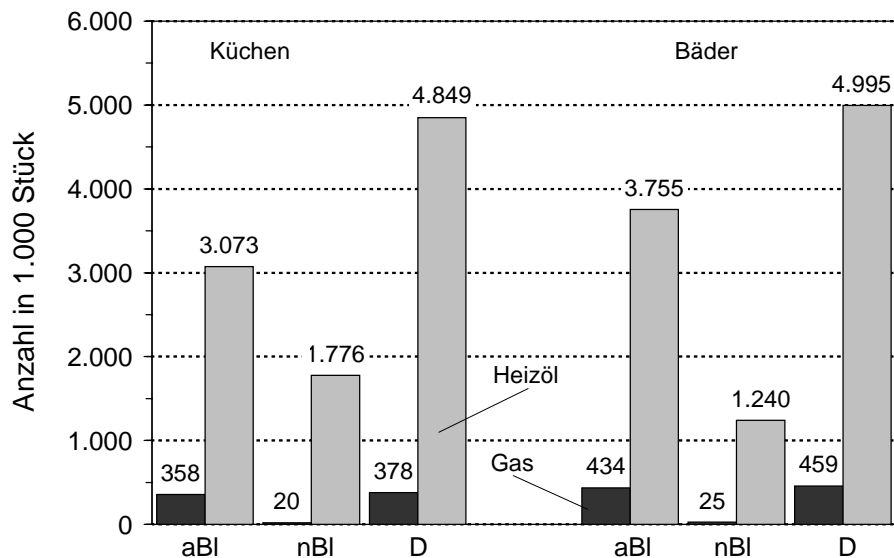


Bild 5.2: Anzahl an Öl- und Gasfeuerungen zur Warmwassererzeugung in Küchen und Bädern

In Deutschland waren im Jahr 1995 rund 10 Mio. Öl- und Gasfeuerungen in Bädern und Küchen ausschließlich zur Warmwassererzeugung installiert. Diese Feuerungen wurden sowohl in den alten wie auch in den neuen Bundesländern überwiegend mit Gas befeuert. Die Anzahl der Ölfeuerungen zur Warmwassererzeugung, insbesondere in Küchen, erscheint unrealistisch hoch. Schätzungen zum Bestand an "Ölöfen" zur Warmwassererzeugung in Küchen und Bädern nach Prognos (1995) sind mit 0,25 Mio. in den alten Bundesländern deutlich niedriger. Für die neuen Bundesländer werden keine Zahlen genannt, sie dürften allerdings vernachlässigbar sein. Technisch sinnvoll ist die Warmwassererzeugung in Öl-Badeöfen mit Ölbrenner ohne Gebläse. Unter diesen Gesichtspunkten dürfte eine Abschätzung des Bestandes an Ölfeuerungen zur Warmwassererzeugung entsprechend Prognos in der Größenordnung 0,25 Mio realistisch sein.

5.1.2 Bewertung der Ergebnisse aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken

Das Schornsteinfegerhandwerk betreute im Jahr 1995 im Rahmen der wiederkehrenden Überwachung nach 1. BImSchV (1997) über 14 Millionen Gebäude, die mit messpflichtigen Feuerungsanlagen ausgestattet waren. Hierzu zählen in der Regel alle Heizkessel mit Brenner mit/ohne Gebläse mit einer Nennwärmeleistung > 11 kW. Nicht wiederkehrend messpflichtig sind Feuerungen mit kleinerer Nennwärmeleistung, Öl- und Gas-Brennwertgeräte sowie Heizgeräte mit einer Nennwärmeleistung < 28 kW, die ausschließlich der Erzeugung von Warmwasser dienen. Die Ergebnisse der Abgasverlustmessungen werden vom Zentralinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV) aufbereitet und jährlich in einer Statistik veröffentlicht (ZIV, 1996). Enthalten sind alle wiederkehrend messpflichtige Feuerungsanlagen, die sowohl in Haushalten als auch bei Kleinverbrauchern installiert sind.

Die messpflichtigen Feuerungsanlagen werden vom Schornsteinfegerhandwerk vor Ort einzeln erfasst. Sind mehrere Feuerungsanlagen (z.B. Heizkessel mit Ölbrennern mit Gebläse) Bestandteil einer größeren Zentralheizung, so werden diese von den Schornsteinfegern entspre-

chend der vorhandenen Anzahl aufgeführt. In den eigenen Berechnungen zur Anzahl von Zentralheizungen konnte aber nur die Beheizungsart "Zentralheizung" berücksichtigt werden, nicht aber die Anzahl der vorhandenen Feuerungsanlagen, die zu dieser Beheizung gehörten. Bewohnte Gebäude mit 1 bis 12 Wohnungen stellen sowohl in den alten als auch neuen Bundesländern rund 98 % des Gebäudebestandes. Zentralheizungen mit mehreren Feuerungsanlagen sind in diesen Gebäuden nicht zu erwarten. Bei Etagenheizungen ist grundsätzlich davon auszugehen, dass jeweils nur eine Feuerungsanlage in einer Wohnung installiert ist. Damit kann in der überwiegenden Anzahl der Fälle davon ausgegangen werden, dass die berechnete und in Tabelle 5.1 aufgeführte Anzahl von Zentral- und Etagenheizungen auch, bis auf geringe Abweichungen, der Anzahl der installierten Feuerungsanlagen entspricht. In **Tabelle 5.2** wird die vom Schornsteinfegerhandwerk ermittelte Anzahl von Öl- und Gasfeuerungen mit den eigenen Berechnungen zur Anzahl von Zentral- und Etagenheizungen verglichen.

Tabelle 5.2: Vergleich der vom Schornsteinfegerhandwerk (ZIV) ermittelten Anzahl von Öl- und Gasfeuerungen mit den eigenen Berechnungen zur Anzahl von Zentral- und Etagenheizungen nach Tabelle 5.1

Ölfeuerungen	Anzahl Ölbrenner mit Gebläse nach ZIV	Anzahl Zentralheizungen für Öl nach eigenen Berechnungen	Abweichung zwischen ZIV und eigenen Berechnungen (Basis: ZIV-Erhebungen)
	1.000 Stück	1.000 Stück	%
alte Bundesländer	5.427	5.610	3,4
neue Bundesländer	435	472	8,5
Deutschland	5.862	6.082	3,8
Gasfeuerungen	Anzahl Gasbrenner mit und ohne Gebläse nach ZIV	Anzahl Zentral- und Etagenheizungen für Gas nach eigenen Berechnungen	Abweichung zwischen ZIV und eigenen Berechnungen (Basis: ZIV-Erhebungen)
	Stück	Stück	%
alte Bundesländer	6.072	6.099	0,5
neue Bundesländer	734	1.004	36,5
Deutschland	6.806	7.103	4,3

Für die alten Bundesländer ist die Übereinstimmung der berechneten Anzahl an Zentralheizungen für Öl sowie Zentral- und Etagenheizungen für Gas auf der Datenbasis des Statistischen Bundesamtes im Vergleich zu der Anzahl an Ölbrennern mit Gebläse sowie Gasbrennern mit und ohne Gebläse des Schornsteinfegerhandwerks sehr gut. Die Abweichungen betragen lediglich 3,4 bzw. 0,5 %; die Bestandszahlen können somit als gleichwertig angesehen werden. Hierin zeigt sich, dass die angewendete Methodik zur Berechnung der Anzahl der Feuerungsanlagen zu einem plausiblen Ergebnis führt. Dies ist vor allem für die Verifizierung der Anzahl der installierten nicht wiederkehrend messpflichtigen Einzelöfen, wie z.B. Gasraumheizer, von Bedeutung, da hier eine unabhängige Vergleichsbasis, die in ihrem Umfang und Qualität der Statistik des Schornsteinfegerhandwerks entspricht, nicht zur Verfügung steht.

In den neuen Bundesländern wird die Anzahl der Zentralheizungen für Öl auf der Grundlage der eigenen Berechnungen im Vergleich zu den Angaben des Schornsteinfegerhandwerks um ca. 8 % überschätzt. Trotzdem kann die Übereinstimmung, in anbetracht des raschen Strukturwandels durch die Modernisierung von Heizungen in den neuen Bundesländern, als gut angesehen werden.

Für die spätere Ermittlung der Emissionsfaktoren wurden die in **Tabelle 5.3** zusammengefassten Bestandszahlen für Ölfeuerungen verwendet. Für Ölbrenner mit Gebläse wurden die Angaben des ZIV aus Tabelle 5.2 übernommen und für Ölbrenner ohne Gebläse die eigenen Berechnungen auf der Basis der Gebäude- und Wohnungszählung entsprechend Tabelle 5.1.

Tabelle 5.3: Bestand an Ölfeuerungen in Deutschland im Jahr 1995

Gerätebezeichnung nach ZIV	Bezeichnung in der Arbeit	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
		1.000 Stück	1.000 Stück	1.000 Stück
Ölbrenner ohne Gebläse	Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	2.472	255	2.727
Ölbrenner mit Gebläse	Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	5.428	435	5.863
Summe		7.900	690	8.590

In den eigenen Berechnungen zum Bestand an Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern aus den Daten des Statistischen Bundesamtes wurde eine deutlich höhere Anzahl an Zentral- und Etagenheizungen ermittelt im Vergleich zur Anzahl der Gasfeuerungen nach ZIV. Eine Rückfrage diesbezüglich beim Zentralinnungsverband und dem Landesinnungsverband Sachsen ergab, dass nach einer Regelung innerhalb des Schornsteinfegerhandwerks Gasfeuerungen, die heizseitig auf eine Leistung < 11 kW und zur Erwärmung von Brauchwasser auf eine Leistung < 28 kW begrenzt sind, als Einzelgeräte angesehen und somit entsprechend der Festlegungen in §15 in Verbindung mit §11 der 1. BImSchV (1997) nicht wiederkehrend gemessen werden (Gralapp, 1998). Gasfeuerungen, die unter diese Regelung fallen (insgesamt ca. 140.000 Geräte) werden somit statistisch auch nicht erfasst. Der Bestand an Gasfeuerungen wird durch den ZIV in den neuen Bundesländern unterschätzt. In den alten Bundesländern, mit einem höheren Bestand an älteren Geräten, führt diese Regelung zu keiner auffälligen Abweichung zwischen den in Tabelle 5.2 dargestellten Zahlen.

Die ZIV-Angaben zum Bestand an Gasfeuerungen unterscheiden nicht zwischen Gerätebauarten (z.B. Durchlaufwasserheizer oder Gas-Spezialheizkessel). Deshalb musste ergänzend zu den vorliegenden Bestandszahlen eine tiefergehende Betrachtung zum Bestand an installierten Gasfeuerungen, unterschieden nach Bauarten, durchgeführt werden.

5.1.3 Zusätzliche Berechnungen zur Ermittlung der Anzahl von installierten Gasfeuerungen

Datenbasis für die Abschätzung des Bestandes an installierten Gasfeuerungen bildeten die Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks über die CO- und Abgasverlustmessungen an Gasfeuerungen für das Jahr 1995, die vom Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt wurden (Schäl, 1997). Problematisch für die Ermittlung der Bestandszahlen war der Umstand, dass es keine bundeseinheitliche Regelung für die Überwachung der Gasgeräte gibt. Die Schornsteinfegerdaten geben somit lediglich Auskunft über die Anzahl der durchgeführten Messungen, die aber nicht identisch sein muss mit der tatsächlichen Anzahl an Gasfeuerungen.

Aufbauend auf den gut strukturierten Daten des Bundeslandes Hessen wurde ein prozentuales Verteilungsmuster der verschiedenen Gasgeräte berechnet, welches auf alle anderen Bundesländer übertragen wurde. Ein Vergleich des hochgerechneten Anlagenbestandes auf Bundesebene mit anderen Angaben zum Anlagenbestand (z.B. ZIV-Statistik, 1996) und eine Plausibilitätsprüfung mit den vorliegenden bundesländerspezifischen Gesamtzahlen der durchgeführten CO-Messungen in einem Bundesland ergab, dass die Verhältnisse aus Hessen nicht ohne weiteres auf alle anderen Bundesländer übertragen werden können. Dies galt u.a. für Baden-Württemberg und Bayern sowie für die neuen Bundesländer, wo sich z.T. unrealistisch hohe Anlagenzahlen (z.B. bei Durchlaufwasserheizern) ergaben.

Deshalb wurden die erzielten Teilergebnisse durch Einbeziehung folgender Angaben zum Anlagenbestand überarbeitet:

- Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV, 1996) für die wiederkehrend messpflichtigen Gasfeuerungen,
- Abschätzung von Gralapp (1998) über nicht erfasste Gasfeuerungen zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung in den neuen Bundesländern,
- zusammengefasste Angaben für Berlin nach Ost- und Westberlin aufgeschlüsselt,
- Ergebnisse der eigenen Berechnungen aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken für Gasheizungen,
- Zusammenfassung der raumluftab- und -unabhängigen Gasfeuerungen.

In **Tabelle 5.4** ist das Ergebnis dieser Berechnungen zusammengefasst dargestellt.

Aus den Berechnungen ergibt sich, dass im Jahr 1995 in Deutschland rund 14 Mio. Gasfeuerungen installiert waren. In den alten Bundesländern teilt sich der Bestand an Gasgeräten vorwiegend in die drei Gerätebauarten Heizkessel mit Brenner ohne Gebläse (ca. 3,2 Mio.), Umlauf- und Kombiwasserheizer (ca. 2,5 Mio.) und Raumheizer (ca. 2,2 Mio.) auf. Gasraumheizer haben in den neuen Bundesländern den zahlenmäßig größten Anteil am Bestand. Weitere wichtige Gerätebauarten sind Durchlaufwasserheizer und Heizkessel mit Brenner ohne Gebläse. Der hohe Anteil von Gasraumheizern und Durchlaufwasserheizern am Bestand der neuen Bundesländer lässt sich dadurch erklären, dass diese Gasfeuerungen in der ehemaligen DDR vorzugsweise installiert wurden, wenn Brenngase (z.B. Kokereigas) zur Anwendung kamen.

Tabelle 5.4: Aus den Erhebungsdaten des Schornsteinfegerhandwerks und eigenen Berechnungen abgeleiteter Bestand an Gasgeräten in Deutschland im Jahr 1995

Gerätebezeichnung nach ZIV	Bezeichnung in der Arbeit	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
		1.000 Stück	1.000 Stück	1.000 Stück
Gasbrenner mit Gebläse	Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	549	63	612
Gasbrenner ohne Gebläse	Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	3.149	459	3.608
Umlauf- und Kombi-wasserheizer	Kombiwasserheizer	2.443	356	2.799
Durchlaufwasserheizer	Durchlaufwasserheizer	1.573	582	2.155
Vorratswasserheizer	Vorratswasserheizer	858	11	869
Raumheizer	Raumheizer ¹⁾	2.174	993	3.167
Brennwertgeräte	Brennwertgeräte	418	69	487
Summe		11.163	2.533	13.696

¹⁾ Raumheizer beinhalten auch Gas-Heizeinsätze und Gas-Kamine

5.1.4 Aufteilung des Anlagenbestand in Haushalte und Kleinverbraucher

Auf grund der zur Verfügung stehenden Datenbasis (z.B. ZIV-Statistik und Daten des Statistischen Bundesamtes) konnte bisher nur die Anzahl der installierten Öl- und Gasfeuerungen für den gesamten Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher angegeben werden (s. Tabelle 5.3 und Tabelle 5.4). Die Aufteilung des Bestandes an installierten Feuerungsanlagen in Haushalte und Kleinverbraucher wird in diesem Abschnitt beschrieben.

Trotz intensiver Recherchen konnten keine Angaben zum Anlagenbestand im Bereich der Kleinverbraucher zusammengestellt werden. Um trotzdem zu einer Aussage über den Bestand der installierten Öl- und Gasfeuerungen bei Kleinverbrauchern zu kommen, die zumindest in ihrer Größenordnung den Anlagenbestand in Jahr 1995 richtig wiedergibt, wurde eine eigene Methodik zur Abschätzung entwickelt. Grundlage der Methodik bildet die Disaggregation des Endenergieverbrauchs der Kleinverbraucher in den alten Bundesländern nach Verbrauchergruppen und Energieträgern, wie sie ausführlich in **Kapitel 6.6.2** beschrieben wird. Für die neuen Bundesländer wurde die ermittelte Struktur des Endenergieverbrauchs aus den alten Bundesländern übernommen, da in den neuen Ländern auch nicht annähernd Angaben hierüber zu ermitteln waren. Die Berechnung der Anzahl an installierten Feuerungsanlagen wurde letztendlich unter Verwendung des Endenergieverbrauchs, der mittleren installierten Nennwärmeleistung und der jährlichen Vollbenutzungstunden vorgenommen. Die so berechnete Anzahl der Feuerungsanlagen im Bereich der Kleinverbraucher wurde mit dem Bestand der Öl- und Gasfeuerungen, wie er in Tabelle 5.3 und Tabelle 5.4 ermittelt wurde, verrechnet. Die Ergebnisse zur Ermittlung des Anlagenbestandes an Öl- und Gasfeuerungen sind abschließend für den Bereich der Haushalte und der Kleinverbraucher in **Tabelle 5.5** zusammengestellt.

Tabelle 5.5: Bestand an installierten Öl- und Gasfeuerungen bei Kleinverbrauchern und in Haushalten in Deutschland im Jahr 1995

Öl- und Gasfeuerungen	Kleinverbraucher			Haushalte		
	aBl	nBl	D	aBl	nBl	D
	1.000 Stück			1.000 Stück		
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	64	0	64	2.408	255	2.663
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	810	61	871	4.618	374	4.992
Summe	874	61	935	7.026	629	7.655
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	241	22	263	308	40	348
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	155	17	172	2.994	442	3.436
Kombiwasserheizer	80	8	88	2.363	348	2.711
Durchlaufwasserheizer	120	30	150	1.453	552	2.005
Vorratswasserheizer	50	2	52	808	9	817
Raumheizer ¹⁾	20	9	29	2.154	984	3.138
Brennwertgeräte	10	2	12	408	67	474
Summe	676	90	766	10.487	2.443	12.930
Summe (alle)	1.550	151	1.701	17.513	3.072	20.584

aBl alte Bundesländer

nBl neue Bundesländer

D Deutschland

¹⁾ Raumheizer beinhalten auch Gas-Heizeinsätze und Gas-Kamine

Als Ergebnis dieser umfangreichen Auswertung unterschiedlichster statistischer Erhebungen liegen nun erstmals Zahlen zum Anlagenbestand von Öl- und Gasfeuerungen vor. Die Aufteilung des Anlagenbestandes an Öl- und Gasfeuerungen auf die einzelnen Gerätebauarten findet Eingang in die Ermittlung des Endenergieverbrauchs einer Gerätebauart.

5.2 Anlagenstruktur in Haushalten und bei Kleinverbrauchern

Zur späteren Berechnung der Emissionsfaktoren unter Berücksichtigung der Anlagenstruktur sind die zuvor ermittelten Zahlen zum Anlagenbestand einer Gerätebauart weiter nach Leistungsbereichen und Altersstufen zu untergliedern. Das besondere Augenmerk liegt hierbei wiederum auf den Öl- und Gasfeuerungen, die nicht der wiederkehrenden Messung durch das Schornsteinfegerhandwerk unterliegen. Zur Beschreibung der Anlagenstruktur dieser Feuerungen wurde eine Methodik entwickelt, die ausgehend von eigenen Erhebungen in ausgewählten Kehrbezirken in Zusammenarbeit mit dem Schornsteinfegerhandwerk die benötigten Daten bereitstellt. Die Überprüfung der Übertragbarkeit der erhobenen Daten auf die Verhältnisse in den alten und neuen Bundesländern erfolgt anhand eines Vergleichs mit den vom Zentralinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerk (ZIV) für das Jahr 1995 veröffentlichten Statistiken zu den durchgeführten Abgasverlustmessungen an Öl- und Gasfeuerungen. Zusätzlich werden aus den Daten der Kehrbezirke die mittleren Nennwärmeleistungen der installierten Öl- und Gasfeuerungen ermittelt, die in die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die einzelnen Gerätebauarten eingehen.

5.2.1 Datenerhebung in ausgewählten Kehrbezirken

In der Bundesrepublik Deutschland ist durch das Gesetz über das Schornsteinfegerwesen (Schornsteinfegergesetz, 1969 und 1994) u.a. festgelegt, dass regelmäßig in jedem Kehrbezirk eine Überprüfung der Betriebs- und Feuersicherheit der installierten Feuerungsanlagen (d.h. der Schornsteine, Feuerstätten und Verbindungsstücke) durch den Bezirksschornsteinfegermeister vorgenommen werden muss. Die Überprüfung der Feuerungsanlagen muss in einem wiederkehrenden Turnus von fünf Jahren erfolgen, und zwar jährlich in einem Fünftel der Gebäude des betreffenden Kehrbezirks (sog. Feuerstättenschau). Die Ergebnisse der durchgeführten Feuerstättenschau müssen im Kkehrbuch festgehalten werden, gerätespezifische Daten wie z.B. Baujahr, Typ, Hersteller und Leistung allerdings nicht.

Der Rahmen dieser Feuerstättenschau wurde genutzt, um die notwendigen Daten zur Beschreibung der Anlagenstruktur in Zusammenarbeit mit den Landesinnungsverbänden des Schornsteinfegerhandwerks in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen in einer eigenen umfassenden Datenerhebung zu den installierten Feuerungen in ausgewählten Kehrbezirken zu ermitteln. Grundlage hierfür bildete ein eigens entworfener Fragebogen, der vor Ort im Rahmen der Feuerstättenschau durch den Schornsteinfegermeister ausgefüllt wurde (Auszug des Fragenkatalogs siehe **Tabelle 5.6**).

Tabelle 5.6: Auszug aus dem Fragebogen zur Erfassung von Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern im Rahmen der Feuerstättenschau

Standort	Haushalt Kleinverbraucher öffentliche Einrichtung	
Angaben zur Feuerung	Zentralheizung	
	Zentralheizung mit Brauchwasser	
	Brauchwasserbereitung	
	Mehrraumheizung oder Einzelraumheizung	
	Ölbrenner mit/ohne Gebläse	
	Gasbrenner mit/ohne Gebläse	
	Brenner	Hersteller, Typ, Baujahr, Leistung
	Wärmetauscher	Hersteller, Typ, Baujahr, Leistung
Brennstoffe	Heizöl, Erdgas, Braun- oder Steinkohlenbriketts, Stück- oder Restholz	
Allgemeines	Häufigkeit der Nutzung vorwiegende Beheizungsart vorwiegender Energieträger Gebäudeart und Gebäudenutzung Baujahr des Gebäudes	

Ursprünglich war im Rahmen der durchzuführenden Erhebung vorgesehen, in jeweils 2 bis 3 ausgewählten Kehrbezirken der jeweiligen Bundesländer alle Feuerungen zu erfassen. Aufgrund der Art der Durchführung der Feuerstättenschau in den Kehrbezirken (ca. ein Fünftel der Gebäude pro Jahr, wobei jeweils die Hälfte davon im Frühjahr und Herbst besichtigt wird) war dies allerdings in dieser Form nicht realisierbar.

Deshalb wurden in Zusammenarbeit mit den Landesinnungsverbänden in Baden-Württemberg und Sachsen für jedes Bundesland 10 repräsentative Kehrbezirke für die Datenerhebung ausgewählt, von denen jeweils 9 für die Auswertung verwendet werden konnten. Die Daten aus diesen Kehrbezirken wurden anschließend zu einem "Modellkehrbezirk" für das Bundesland zusammengefügt. Um die Struktur des Anlagenbestandes im jeweiligen Bundesland repräsentativ wiedergeben zu können, waren jeweils drei Land-, Stadt- und Stadtrandkehrbezirke in der Erhebung enthalten. Innerhalb eines Kehrbezirkes wurden ca. 150 Gebäude oder entsprechend rund 10 % des Gebäudebestandes mit den darin enthaltenen Feuerungen erfasst. Die Auswahl der Gebäude erfolgte aufgrund der Kenntnis über den Kehrbezirk vor Ort durch den zuständigen Bezirksschornsteinfegermeister. Hierbei sollte bezüglich der installierten Bauarten der Feuerungen und der eingesetzten Brennstoffe die grundlegende Struktur des Kehrbezirkes wiedergegeben werden. Lokale Besonderheiten einzelner Kehrbezirke sollten von untergeordneter Bedeutung sein und, begünstigt durch die Datenerhebung in zehn Kehrbezirken des Bundeslandes, weitestgehend ausgeschlossen werden.

Ergänzend zu den Erhebungen in Baden-Württemberg und Sachsen wurden zusätzlich drei in vergleichbarer Form ausgewählte Kehrbezirke in Nordrhein-Westfalen mit einem hohen Anteil an Einzelöfen betrachtet.

Ziel der Befragung war eine möglichst vollständige Erfassung der durch den Schornsteinfegermeister ausgewählten Feuerungen mit einem hohen Grad an Vollständigkeit der Angaben. Im Falle von unleserlichen oder fehlenden Typenschildern sollten die geforderten Angaben durch bestmögliche Annahmen, z.B. zur Nennwärmeleistung oder zum Baujahr, ergänzt werden.

Im folgenden werden alle Ergebnisse, die sich auf die Datenerhebung in den Kehrbezirken unter Mitwirkung der Landesinnungsverbände (LIV) stützen, mit dem Hinweis "LIV/IVD-Statistik" versehen. In diesem Kapitel ebenfalls aufgeführte Ergebnisse aus den Erhebungen des Bundesverbandes des Schornsteinfegerhandwerks (Zentralinnungsverband, ZIV) werden mit dem Hinweis "ZIV-Statistik" kenntlich gemacht.

Aufarbeitung der Fragebögen

Die Angaben in den Fragebögen wurden zuerst auf Vollständigkeit und Plausibilität überprüft. In vielen Fällen, vor allem im Bereich der Einzelöfen, wurden die gewünschten Angaben zu Baujahr, Hersteller und Typ nicht oder nur teilweise erfasst. Zur Verbreiterung der Datenbasis wurden die entsprechenden Fragebögen mit der Bitte um Ergänzung an die Schornsteinfeger zurückgeschickt. Die korrigierten Angaben wurden anschließend eingearbeitet.

Nach Erhalt aller Fragebögen aus den ausgewählten Kehrbezirken wurden die Daten für jedes Bundesland zu einem "Modellkehrbezirk" vereinigt. Bei der weiteren Überarbeitung wurden die Angaben zur Art der Nutzung (z.B. Zentralheizung, Zentralheizung mit Brauchwasser), dem eingesetzten Brennstoff und der Art der Feuerung überprüft. Widersprüchliche Angaben wie - z.B. Zentralheizung - Öl-Heizeinsatz - Ölbrenner mit Gebläse (Definition s. Kapitel 2) - wurden soweit wie möglich anhand der Typbezeichnung korrigiert.

Aussortiert, und bei der weiteren Betrachtung nicht berücksichtigt, wurden Datensätze, in denen Geräte bzw. Feuerungen (z.B. Dampfstrahler und Backöfen) enthalten waren, bei denen das Wärmeträgermedium nicht in einem geschlossenen Kreis geführt wird. Diese Geräte dienen nicht der Erzeugung von Raumwärme- und Warmwasser. Ebenfalls aussortiert wurden Elektroheizungen sowie Elektrogeräte zur Warmwassererzeugung. Der Anteil der aussortierten Fragebögen war mit < 1 % gering.

Tabelle 5.7 gibt einen Überblick über die Anzahl der verwertbaren Fragebögen bezüglich der installierten Öl- und Gasfeuerungen.

Tabelle 5.7: Anzahl der verwertbaren Fragebögen aus den Kehrbezirken in Baden-Württemberg, Sachsen und Nordrhein-Westfalen

LIV/IVD-Statistik	Baden-Württemberg		Nordrhein-Westfalen		Sachsen	
Anzahl der Kehrbezirke	9	%	3	%	9	%
darin Ölfeuerungen	576	39	143	60	168	25
darin Gasfeuerungen	894	61	95	40	495	75
Summe	1.470	100	238	100	663	100

Nach der umfassenden Aufarbeitung der Fragebögen waren über 90 % der Angaben zum Baujahr und zur Nennwärmeleistung der Öl- und Gasfeuerungen in den Fragebögen vollständig. Angaben zur Bauart konnten bei Heizkesseln und Brenner mit Gebläse nahezu vollständig ermittelt werden, bei Einzelöfen im Mittel für 2/3 der erfassten Feuerungen. Die durchgeführte Erhebung stellt somit qualitativ hochwertige Daten bereit, die eine sehr gute Ausgangsbasis für die weitergehende Beschreibung der Anlagenstruktur bilden.

Die erhobenen Daten aus den Kehrbezirken in Baden-Württemberg und Sachsen wurden entsprechend der Leistungs- und Altersstruktur, wie sie vom Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV) - in den jährlich veröffentlichten Statistiken über die Ergebnisse der Abgasverlustmessungen an Öl- und Gasfeuerungen verwendet wird, aufbereitet. Die wesentlichen Merkmale dieses Rasters sind in der **Tabelle 5.8** wiedergegeben.

Für die Zuordnung der Öl- und Gasfeuerungen in Leistungsbereiche und Errichtungszeiträume aus den ausgewählten Kehrbezirken wurden die Angaben zu Baujahr und Nennwärmeleistung des Wärmetauschers (d.h. des Heizkessels bei Feuerungen mit Gebläsebrennern) herangezogen. Nicht berücksichtigt wurden alle Feuerungen mit Gasbrennern ohne Gebläse mit einer Nennwärmeleistung ≤ 28 kW, denen aufgrund der angegebenen Typenbezeichnung eine ausschließliche Nutzung zur Warmwassererzeugung (z.B. Gas-Vorratswasserheizer) zu geordnet werden konnte. Diese Gasfeuerungen unterliegen nach 1. BImSchV nicht der wiederkehrenden Überwachung. Sie sind daher auch nicht in den Statistiken des ZIV enthalten.

Die Leistungsstruktur der Gasbrenner mit Gebläse wird sowohl in den alten wie auch neuen Bundesländern durch die LIV/IVD-Statistik nur unbefriedigend wiedergegeben. Ursache hierfür ist die geringe Anzahl der erfassten Gasbrenner mit Gebläse in der LIV/IVD-Statistik (25 Brenner in den ausgewählten Kehrbezirken in Sachsen und 48 Brenner den ausgewählten Kehrbezirken in Baden-Württemberg). Allerdings ist die Abweichung in der Alters- und Leistungsstruktur für Gasbrenner mit Gebläse nur von geringer Bedeutung für die Ermittlung des Emissionsaufkommens, da der Anteil der Gasbrenner mit Gebläse am Anlagenbestand in den alten und neuen Bundesländern < 4 % beträgt.

Die Altersstruktur der Öl- und Gasfeuerungen in den alten Bundesländern wird durch die Altersstruktur der erfassten Feuerungen in den ausgewählten Kehrbezirken in Baden-Württemberg gut wiedergegeben. Etwas Größere Abweichungen treten nur für Ölbrenner ohne Gebläse (höherer Anteil im Errichtungszeitraum "bis 1988") und für Gasbrenner ohne Gebläse (Verschiebung der Altersstruktur hin zum Errichtungszeitraum "bis 1988") auf.

In den neuen Bundesländern ergibt sich erwartungsgemäß eine sehr gute Übereinstimmung der Altersstruktur zwischen der LIV/IVD- und der ZIV-Statistik. In der Zeit vor 1990 waren nur sehr wenige Öl- und Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern installiert. Nach der Wiedervereinigung wurden in großem Ausmaß Feuerstätten für feste Brennstoffe ersetzt. Daraus ergibt sich, dass bei allen Brennerarten der prozentuale Anteil im Errichtungszeitraum "ab 1991" sowohl in der LIV/IVD-Statistik als auch in der ZIV-Statistik > 97 % ist.

Der Vergleich der erhobenen Daten für die wiederkehrend messpflichtigen Öl- und Gasfeuerungen in der LIV/IVD-Statistik für Sachsen und Baden-Württemberg mit der ZIV-Statistik für die neuen und alten Bundesländer lieferte eine zufriedenstellende Übereinstimmung hinsichtlich der Alters- und Leistungsstruktur. Dies ist deshalb bemerkenswert, wenn man bedenkt, dass in der LIV/IVD-Statistik nur ein Bruchteil des Anlagenbestandes in den alten und neuen Bundesländern erfasst wurde. Die Überstimmung der Leistungs- und Altersstruktur bestätigt die weitgehend repräsentative Auswahl der Kehrbezirke durch die Landesinnungsverbände und der Feuerungen vor Ort durch die Schornsteinfegermeister. Das Ziel der Erhebung, die Ableitung einer Alters- und Leistungsstruktur für die installierten Einzelöfen in den alten und neuen Bundesländern, kann somit als erreicht angesehen werden.

5.2.2 Beschreibung der Anlagenstruktur in den alten und neuen Bundesländern

Basis für die Beschreibung der Anlagenstruktur bilden die Daten aus den Kehrbezirken. Dabei werden die Verhältnisse aus den Kehrbezirken in Baden-Württemberg auf die alten Bundesländer und aus Sachsen auf die neuen Bundesländer übertragen. Die Alters- und Leistungsstruktur wurde in Anlehnung an das Klassifizierungsraster des Schornsteinfegerhandwerks entsprechend Tabelle 5.8 aufgebaut, erweitert um den Leistungsbereich 4 - 11 kW.

Alters- und Leistungsstruktur in Haushalten

Die ermittelte Alters- und Leistungsstruktur für die installierten Öl- und Gasfeuerungen in den Haushalten der alten Bundesländer ist in **Tabelle 5.9** dargestellt. Die **fett** unterlegten Zahlen

werden in die Berechnung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Gerätebauarten übernommen. Die entsprechende Tabelle für die neuen Bundesländer befindet sich im **Anhang D**.

Tabelle 5.9: Alters- und Leistungsstruktur der installierten Öl- und Gasfeuerungen in den Haushalten der alten Bundesländern im Jahr 1995

Öl- und Gasfeuerungen	Altersstufe	Anteile der Altersstufe in % im Leistungsbereich in kW				
		4 - 11	> 11 - 25	> 25 - 50	> 50	> 4
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	bis 1988	79	92	-	-	82
	ab 1989	21	8	-	-	18
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	bis 1988	-	33	74	78	66
	ab 1989	-	67	26	22	34
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	bis 1988	-	54	74	77	-
	ab 1989	-	46	26	23	-
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	bis 1988	-	20	65	57	50
	ab 1989	-	80	35	43	50
Raumheizer (einschliesslich Heizeinsätze und Kamine)	bis 1988	89	-	-	-	89
	ab 1989	11	-	-	-	11
Kombiwasserheizer	bis 1988	-	48	-	-	47
	ab 1989	-	52	100	-	53
Durchlaufwasserheizer	bis 1988	67	74	33	-	73
	ab 1989	33	26	67	-	27
Vorratswasserheizer	bis 1988	92	-	0	-	86
	ab 1989	8	-	100	-	14
Brennwertgeräte	bis 1988	-	-	-	-	5
	ab 1989	-	-	-	-	95

Anmerkung: Daten zu Brennwertgeräten waren in den untersuchten Kehrbezirken nicht enthalten. Deshalb wurden die Anteile der installierten Brennwertgeräte in der Alterstufe "bis 1988" mit 5 % und "ab 1989" mit 95 % angesetzt

- keine Angaben für den Leistungsbereich in Kehrbezirksdaten enthalten oder Leistungsbereich ist bei dieser Bauart nicht vorhanden

Alters- und Leistungsstruktur bei Kleinverbrauchern

Wie bereits mehrfach angesprochen, konnten Angaben über den Bestand und die Struktur der installierten Feuerungsanlagen im Bereich der Kleinverbraucher nicht ermittelt werden. Um trotzdem eine Alters- und Leistungsstruktur für die weitere Berechnung bereitzustellen, wurde deshalb die zuvor beschriebene Alters- und Leistungsstruktur der Haushalte auch auf den Bereich der Kleinverbraucher übertragen.

Mittlere Nennwärmeleistung der installierten Feuerungsanlagen

Die bauartspezifische mittlere Nennwärmeleistung der installierten Öl- und Gasfeuerungen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher wurde mit den Daten aus den Kehrbezirken getrennt für die alten und neuen Bundesländer festgelegt (**Tabelle E.1 im Anhang E**). Die Leistungsbereiche 4 - 11 kW und > 11 - 25 kW wurden zu einem Leistungsbereich 4 - 25 kW zusammengefasst. Die mittlere Nennwärmeleistung stellt eine reine Rechengröße dar, die zur Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs verwendet wird.

6 Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher strukturiert nach Gerätebauarten und Leistungsbereichen beschrieben. Ausgangspunkt für die Ermittlung stellt der Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher für die alten und neuen Bundesländer im Jahr 1995 dar. Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs für die Energieträger Heizöl und Brenngase in verschiedene Verwendungsarten (z.B. Erzeugung von Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) wird vorgestellt. Der Endenergieverbrauch der Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser wird anschließend zum sog. emissionsrelevanten Endenergieverbrauch zusammengeführt. Die Aufspaltung des emissionsrelevanten Endenergieverbrauchs unter Verwendung der Zahlen zum Anlagenbestand und der Anlagenstruktur aus Kapitel 5 führt zum gesuchten bauartspezifischen Endenergieverbrauch einer Gerätebauart. Die Vorgehensweise zur Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs ist zum besseren Verständnis graphisch in **Bild 6.1** dargestellt.

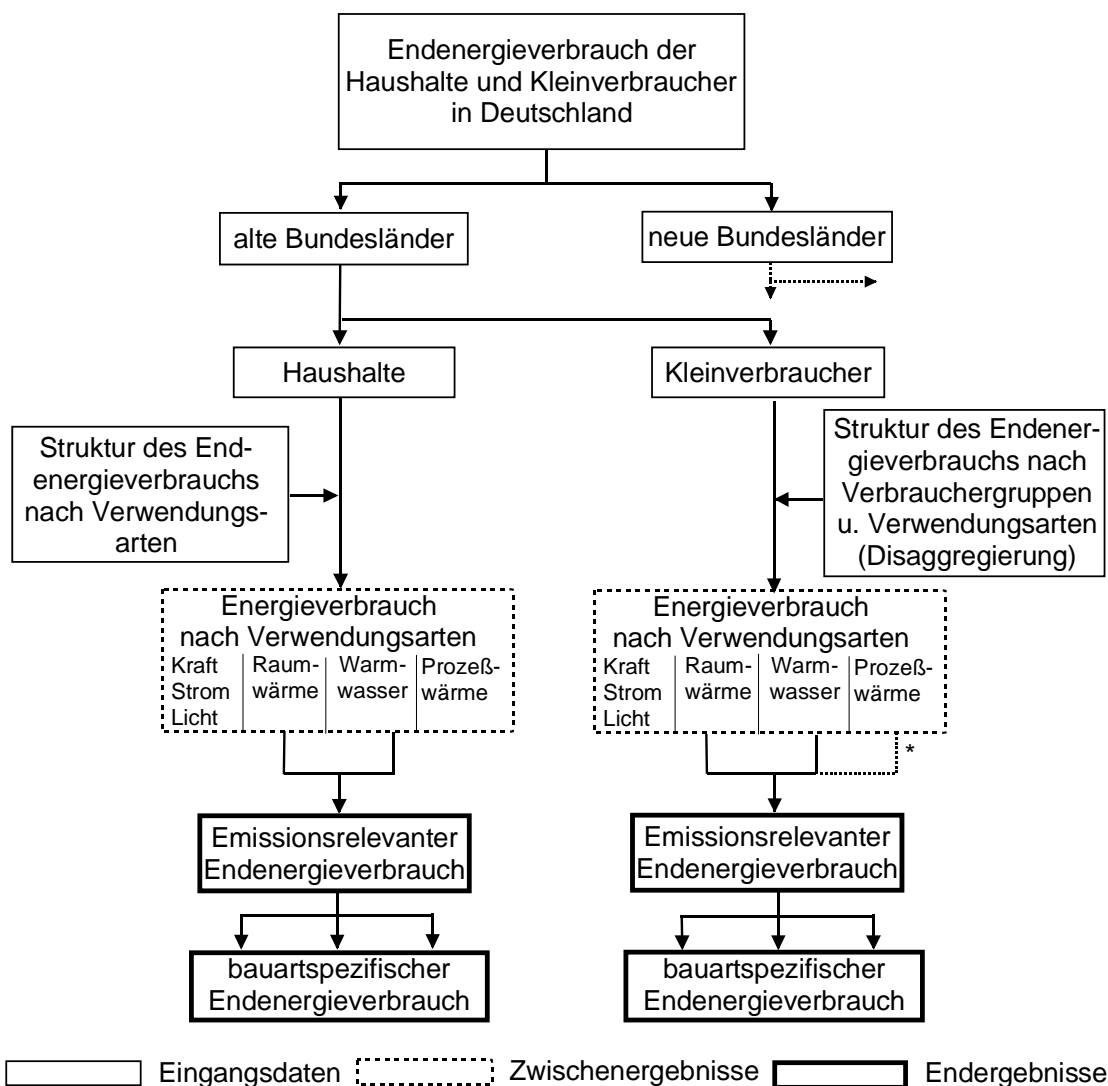


Bild 6.1: Methodik zur Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs (* Anmerkung: in der Verbrauchergruppe Gartenbau im Verbraucherbereich Land- und Forstwirtschaft wird Prozesswärme als emissionsrelevant angesehen)

6.1 Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher

Den Rahmen für die Aufteilung des Endenergieverbrauchs stellt die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen mit Stand zum 15. Juli 1997 (AGEB, 1997a) veröffentlichte Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 1995 dar, die in einigen Punkten durch Ergebnisse anderer Studien (z.B. BGW, 1998) ergänzt wurde. Da mit dieser Energiebilanz erstmals seitens der Arbeitsgemeinschaft nicht mehr zwischen alten und neuen Bundesländer unterschieden wurde, ergab sich das Problem einer adäquaten Aufteilung. Herangezogen wurde hierzu die prozentuale Aufteilung des Endenergieverbrauchs aus der (vorläufigen) Energiebilanz für das Jahr 1995 mit Stand vom 12. Juni 1996 in **Tabelle 6.1** (AGEB, 1996c).

Tabelle 6.1: Prozentuale Aufteilung des Endenergieverbrauchs von flüssigen und gasförmigen Energieträgern in Haushalten und bei Kleinverbrauchern der alten und neuen Bundesländer (AGEB, 1996; BGW, 1998)

Energieträger	Bereich	Anteil am Endenergieverbrauch des jeweiligen Energieträgers	
		Haushalte %	Kleinverbraucher %
Erdgas	alte Bundesländer	84	89
	neue Bundesländer	16	11
Flüssiggas	alte Bundesländer	69	89
	neue Bundesländer	31	11
Heizöl EL	alte Bundesländer	93	84
	neue Bundesländer	7	16

Das Ergebnis der durchgeführten Detaillierung des Endenergieverbrauchs für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1995 ist in **Tabelle 6.2** zusammengestellt. Damit die Endenergiebilanz der Haushalte und Kleinverbraucher geschlossen werden kann, sind auch die Endenergieverbräuche der festen Brennstoffe 1995 enthalten. Anzumerken ist noch, dass der Endenergieverbrauch an Flüssiggas in den alten und neuen Bundesländern in der Energiebilanz für Deutschland nach AGEB (1997a) unter der Bezeichnung "andere Gase" ausgewiesen wurde. Da Kokerei- und Stadtgas in Haushalten und bei Kleinverbrauchern im Jahr 1995 nicht mehr eingesetzt wurde (BGW, 1998), entspricht der Endenergieverbrauch der "anderen Gase" demjenigen von Flüssiggas.

Die wichtigsten Energieträger in Deutschland im Bereich der Haushalte sind zu beinahe gleichen Teilen Heizöl EL und Brenngase (Erdgas + Flüssiggas). Feste Brennstoffe kommen vorwiegend in Form von Braunkohlenbriketts und als Holzbrennstoffe zum Einsatz, wobei in der Zwischenzeit deutlich mehr Holzbrennstoffe als kohlenstämmige Brennstoffe verfeuert werden.

Tabelle 6.2: Endenergieverbrauch der Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie Deutschland im Jahr 1995

Energieträger	Literatur	Haushalte			Kleinverbraucher		
		aBl	nBl	D	aBl	nBl	D
		TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Heizöl		888.025	64.485	952.510	359.968	95.485	455.470
<i>davon Heizöl EL</i>	a,b,c	888.025	64.485	952.510	343.642	63.758	407.400
<i>davon Heizöl S und SA</i> ¹⁾	a,c,d	-	-	-	16.344	31.726	48.070
Brenngase		808.592	160.848	969.440	338.999	44.051	383.050
<i>davon Erdgas</i>	a,b,c,e	782.871	149.118	931.990	316.441	41.119	357.560
<i>davon Flüssiggas</i>	a,c,d	25.721	11.729	37.450	22.559	2.931	25.490
Steinkohlen ²⁾	a,f,g	12.687	0	12.987	8.458	7.442	15.900
Steinkohlenkoks ²⁾	a,f,g	11.351	1.814	13.165	6.112	1.814	7.926
Steinkohlenbriketts ²⁾	a,f,g	8.513	648	9.161	0	0	0
Braunkohlenbriketts ²⁾	c,f,g,h,i,j	16.696	46.115	62.812	0	17.934	17.934
Rohbraunkohle	c,f	0	0	0	61	2.176	2.237
Hartbraunkohle u. Braunkohlenstaub	a,f	-	-	-	3	274	277
Holzbrennstoffe ³⁾ (naturbelassenes Holz u. Resthölzer)	k,l,m	59.264	23.296	82.560	25.322	5.303	30.625
Summe	-	1.805.128	297.206	2.102.334	738.942	174.478	913.419

- kein Energieeinsatz 0 Energieeinsatz nicht ausweisbar

aBl alte Bundesländer nBl neue Bundesländer D Deutschland

¹⁾ nur in genehmigungsbedürftigen Anlagen nach 4. BImSchV (1997)

²⁾ einschließlich Deputate

³⁾ in Haushalten ausschließlich naturbelassenes Holz

Literatur: /a/ AGEb (1997), /b/ AGEb (1996a), /c/ IER(1998), /d/ StatKo (1997), /e/ AGEb (1996b), /f/ StatKo (1996c), /g/ StatKo (1998) /h/ ADPI (1998), /i/ RBV (1996), /j/ AEGb (1998), /k/ DIW (1996), /l/ Dreiseidler und Baumbach (1998), /m/ IVD (1998)

6.2 Emissionsrelevanter Endenergieverbrauch

Die in Haushalten und bei Kleinverbrauchern eingesetzten Energieträger tragen in vielfältigster Weise zur Deckung des Energiebedarfs bei. In Haushalten steht hierbei die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Kochen im Vordergrund. Im Bereich der Kleinverbraucher ist der Endenergieverbrauch im Vergleich zu den Haushalten sehr heterogen. Je nach Art des Energiebedarfs können einzelne Verbrauchergruppen zu den raumwärme- und/oder warmwasserintensiven Verbrauchern (z.B. öffentliche Verbraucher, Krankenhäuser, Schulen und Badeanlagen) oder zu den prozesswärmeintensiven Verbrauchern (z.B. Gartenbau, Kleinindustrie, Reinigungen und Wäschereien sowie Bäckereien) gezählt werden. Andere Verbrauchergruppen sind wiederum gekennzeichnet durch einen vergleichsweise hohen Anteil des Endenergieverbrauchs in Form von Kraft, Strom und Licht.

Auf dem Weg der Ermittlung bauartspezifischer Endenergieverbräuche ist die Aufteilung des gesamten Endenergieverbrauchs der Haushalte und Kleinverbraucher in die Verwendungsarten Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme (in Haushalten Kochen), Kraft - Strom - Licht notwendig. Für den Kleinverbrauch ist zuvor eine Disaggregation des Endenergieverbrauchs nach Verbrauchergruppen erforderlich, um der heterogenen Struktur des Energieverbrauchs innerhalb der Verbrauchergruppen gerecht zu werden.

6.2.1 Haushalte

Zur Ermittlung der Endenergieverbräuche nach Verwendungsarten wurde auf eine Studie der Prognos AG zurückgegriffen, in welcher die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte für den Zeitraum 1992 - 2010 dargestellt wird (Prognos, 1995). Die prozentualen Anteile des Endenergieverbrauchs nach Verwendungsarten im Bezugsjahr 1995 wurden durch lineare Interpolationen der Zahlen für 1994 und 1996 der Prognos-Studie ermittelt. Eine Zusammenstellung der Zahlen für die unterschiedlichen Energieträger und unterschieden nach neuen und alten Bundesländern ist in **Tabelle 6.3** enthalten.

Tabelle 6.3: Prozentuale Anteile der Verwendungsarten Raumwärme, Warmwasser, Kochen und Kraft, Strom, Licht am brennstoffbezogenen Endenergieverbrauch der Haushalte in den alten und neuen Bundesländern (nach Prognos, 1995)

Bezugsjahr 1995		Haushalte			
		Raumwärme	Warmwasser	Kochen	Kraft, Strom, Licht
		%	%	%	%
alte Bundesländer	Heizöl EL	90,6	9,4	0,0	0,0
	Erdgas H und L	88,1	10,6	1,2	0,1
	Flüssiggas ¹⁾	88,1	10,6	1,2	0,1
neue Bundesländer	Heizöl EL	86,9	13,1	0,0	0,0
	Erdgas H und L	74,0	14,9	11,1	0,0
	Flüssiggas ¹⁾	74,0	14,9	11,1	0,0

¹⁾ aufgrund fehlender Zahlen wurde die Struktur für Erdgas übernommen

Im Bereich der Haushalte wird bei allen Energieträgern der überwiegende Teil der eingesetzten Energie zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser verwendet. Der Anteil der eingesetzten Energie an Erdgas zum Kochen ist in den neuen Bundesländern mit rund 11 % deutlich höher als in den alten Bundesländern mit ca. 1 %. Die zusammengefassten Verwendungsarten Kraft, Strom, Licht haben einen vernachlässigbaren Anteil von < 0,1 % am Endenergieverbrauch. Aufgrund fehlender Zahlen musste zur Aufteilung des Endenergieverbrauchs an Flüssiggas die Struktur des Erdgases übernommen werden.

Zur späteren Berechnung des Emissionsaufkommens ist die Zuordnung eines Endenergieverbrauchs zu dem in Kapitel 5 ermittelten Anlagenbestand an Öl- und Gasfeuerungen nach 1. BImSchV erforderlich. Diesem Anlagenbestand wird der Endenergieverbrauch der Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser zugewiesen, der zusammengefasst als emissionsrelevanter Endenergieverbrauch bezeichnet wird. Für die Energieträger Heizöl EL,

Erdgas sowie für Flüssiggas wurde aus dem in Tabelle 6.2 aufgeführten Endenergieverbrauch mit Hilfe der prozentualen Anteile nach Verwendungsarten in Tabelle 6.3 der emissionsrelevanten Endenergieverbrauch berechnet (**Tabelle 6.4**).

Tabelle 6.4: Nach Energieträgern strukturierter emissionsrelevanter Endenergieverbrauch der Haushalte in Deutschland im Jahr 1995

Energieträger	Haushalte		
	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>
Heizöl EL	888.025	64.485	952.510
Brenngase	798.080	142.994	941.074
<i>davon Erdgas</i>	<i>772.694</i>	<i>132.566</i>	<i>905.260</i>
<i>davon Flüssiggas</i>	<i>25.386</i>	<i>10.427</i>	<i>35.814</i>
Summe	1.686.105	207.479	1.893.584

Der emissionsrelevante Endenergieverbrauch an Heizöl EL und Brenngasen der Haushalte betrug im Jahr 1995 rund 1,9 Mio. TJ in Deutschland. Davon entfiel der überwiegende Teil auf die Haushalte der alten Bundesländer. In den neuen Bundesländern war im Jahr 1995 der Anteil der festen Brennstoffe als Energieträger mit ca. 24 % in den Haushalten vergleichsweise hoch gegenüber den alten Bundesländern mit ca. 6 % (s. Tabelle 6.2), so dass entgegen dem Verhältnis der Bevölkerungszahlen der Anteil an Heizöl und Brenngasen am Endenergieverbrauch der Haushalte geringer ausfällt.

6.2.2 Kleinverbraucher

Im Gegensatz zu den Haushalten besitzt der Bereich der Kleinverbraucher eine sehr inhomogene Energieverbrauchsstruktur. Zusammengefasst sind hier die unterschiedlichsten Verbraucherbereiche und -gruppen, wobei nur die wichtigsten genannt werden (**Tabelle 6.5**).

Formal abgegrenzt wird der Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher in der Regel durch einen negativen Ausschluss, d.h. derjenige Endenergieverbrauch, der nicht eindeutig den Bereichen Haushalte, Verkehr, Energieumwandlung oder Industrie zugeordnet werden kann, wird den Kleinverbrauchern zugewiesen. Nur in wenigen und vor allem älteren Arbeiten (Suding, 1982; DIW/EWI/RWI, 1986) wurde die Energieverwendung im Kleinverbrauch einer tiefergehenden Analyse unterzogen. Aus energetischer Sicht bestehen daher zum Teil erhebliche Unsicherheiten im Hinblick auf die Struktur des Endenergieverbrauchs der verschiedenen Verbrauchergruppen. Eine Disaggregation des Endenergieverbrauchs nach Verwendungsarten, z.B. Raumwärme und Warmwasser, ist äußerst schwierig.

Ausgangspunkt für die Analyse des Endenergieverbrauchs in den alten Bundesländern bildete die Studie von Suding (1982) zur Struktur des Energieverbrauchs der Haushalte und Kleinverbraucher sowie deren Bearbeitung durch DIW/EWI/RWI (1986) mit einer Disaggregation der Kleinverbraucher nach Verbrauchergruppen, Energieträgern und Verwendungsarten.

Das Referenzjahr der Studie des DIW/EWI/RWI ist 1982. In dieser Studie wurden auf der Basis einer Umfrage typische Verbrauchswerte zum Energieeinsatz der Kleinverbraucher ermittelt. Unterschieden wurde in 22 Verbrauchergruppen, 7 Verwendungsarten und 6 Energieträger. Die Hochrechnung der Stichprobe konnte für die Mehrzahl der Verbraucher zufriedenstellend durchgeführt werden. Trotz intensiver Bemühungen mussten 30 % des Energieverbrauchs auf anderem Wege berechnet werden. Die Studie stellt die einzig verfügbare und verlässliche Arbeit zur Detaillierung des Energieverbrauchs im Kleinverbrauch dar. Alle relevanten Arbeiten zum Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher sowie Prognosen zur weiteren Entwicklung bauen hierauf auf (z.B. Prognos, 1984, 1990 und 1995).

Tabelle 6.5: Verbraucherbereiche und -gruppen im Kleinverbrauch

Verbraucherbereich	Verbrauchergruppe
Land- und Forstwirtschaft	Land- und Forstwirtschaft Gartenbau
Gewerbe	Handel (Einzel- und Großhandel) Gasgewerbe Handwerk (z.B. Metall-, Holz- und Baugewerbe) Wäscher und Reiniger Banken und Versicherungen Dienstleistungen von Unternehmen und freien Berufen
öffentliche Verbraucher	Krankenhäuser Schulen, Universitäten öffentliche Einrichtungen
sonstige Verbrauchergruppen	industrielle Kleinbetriebe Deutsche Bundespost Gebietskörperschaften Sonstige

In der Disaggregation des Endenergieverbrauchs wurde eine Aufteilung des Energieverbrauchs nach Verbraucherbereichen und -gruppen und deren Energieeinsatz nach Verwendungsarten vorgenommen. Herangezogen wurde hierzu die Struktur des Endenergieverbrauchs in den alten Bundesländern der einzelnen Verbrauchergruppen, wie er in DIW/EWI/RWI (1986) für das Jahr 1982 beschrieben ist, und für die Verbraucherbereiche zusammengefasst (**Tabelle 6.6**).

Tabelle 6.6: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Verbraucherbereiche in den alten Bundesländer im Jahr 1982 (nach DIW/EWI/RWI, 1986)

Verbraucherbereich	Deutschland		
	Heizöle ¹⁾ %	Erdgas %	Flüssiggas %
Land- und Forstwirtschaft	9,1	3,3	2,2
Gewerbe	41,6	36,0	16,1
öffentliche Verbraucher	14,3	37,8	8,0
sonstige Verbrauchergruppen	35,0	22,9	73,7
Summe	100	100	100

¹⁾ Heizöl EL und Heizöl S bzw. SA zusammen

Für die neuen Bundesländer ist keine Studie verfügbar, die einen vergleichbaren Detaillierungsgrad wie für die alten Bundesländer aufweist. Erschwert werden Aussagen zur Struktur des Endenergieverbrauchs der Kleinverbraucher in den neuen Bundesländern zusätzlich noch durch den drastischen Strukturwandel im Energieverbrauch nach 1990, bei einer gleichzeitigen wirtschaftlichen Neuorientierung vieler Verbraucher. Dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die Höhe und Struktur des Energieeinsatzes. Um trotzdem zu verwendbaren Zahlen zu kommen, die zumindest in ihrer Größenordnung die Situation für das Jahr 1995 realistisch abbilden, wurde die Struktur des Endenergieverbrauchs der alten Bundesländer auf die der neuen Bundesländer übertragen. Dies erscheint auch dadurch gerechtfertigt, dass im Vergleich zum Bereich der Haushalte durch die große Anzahl an Betriebsschließungen oder Neugründungen sich die Angleichung der neuen an die alten Bundesländer bezüglich des Energieeinsatzes wesentlich schneller vollzogen haben dürfte als im Bereich der Haushalte.

Durch Ergebnisse aus Prognos (1995) wird die Übertragung aus dem Jahr 1982 auf das Jahr 1995 in ihren grundsätzlichen Zügen gestützt. Vergleicht man die Ergebnisse der DIW/EWI/RWI-Studie aus dem Jahr 1982 mit der auf einer Fortschreibung von Index-Zahlen (z.B. Raumwärmebedarf bezogen auf die Anzahl der Beschäftigten) basierenden Prognos-Studie zur Verwendung der Energieträger, so sind in den Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser maximale Abweichungen in der Größenordnung von 7 % erkenntlich. Eine Ursache für die Abweichungen könnte die nicht exakte Abgrenzung der unterschiedlichen Verwendungsarten gegeneinander sein. Dies wird besonders deutlich im Verbraucherbereich Land- und Forstwirtschaft. Hier wird von Prognos für Heizöl ein halb so großer Anteil zugewiesen als in der DIW-Studie. Bei Erdgas und Flüssiggas sind die Anteile in vergleichbarer Größe.

In einem weiteren Schritt der Disaggregation wurde der Endenergieverbrauch eines Verbraucherbereichs in die Verwendungsarten Wärme (Raumwärme und Warmwasser) und Sonstige (Prozesswärme, Kraft, Licht) aufgeteilt. Grundlage hierfür bildete die aus der DIW/EWI/RWI-Studie abgeleitete und in **Tabelle 6.7** dargestellte Aufteilung für das Jahr 1982.

Tabelle 6.7: Struktur des Endenergieverbrauchs nach Verbraucherbereichen und Verwendungsarten (nach DIW/EWI/RWI, 1986; Prognos, 1995; eigene Berechnungen)

Verbraucherbereich	Verwendungsart	Heizöle ²⁾	Erdgas	Flüssiggas
		%	%	%
Land- und Forstwirtschaft	Wärme ¹⁾	92,9	99,3	100
	Kraft, Licht, Kochen, Sonstige	7,1	0,7	0,0
Gewerbe	Wärme	91,0	97,1	57,3
	Kraft, Licht, Kochen, Sonstige	9,0	2,9	42,7
öffentliche Verbraucher	Wärme	78,5	76,9	62,3
	Kraft, Licht, Kochen, Sonstige	21,5	23,1	37,7
sonstige Verbrauchergruppen	Wärme	79,0	85,8	61,6
	Kraft, Licht, Kochen, Sonstige	21,0	14,2	38,4

¹⁾ hier ist auch der Anteil der Prozesswärme enthalten

²⁾ Heizöl EL und Heizöl S bzw. SA zusammen

Im Verbraucherbereich Land- und Forstwirtschaft konnte in der Verbrauchergruppe Gartenbau nicht eindeutig zwischen dem Endenergieverbrauch der Verwendungsart Raumwärme und dem Endenergieverbrauch der Verwendungsart Prozesswärme unterschieden werden. Hier wurde in den zugrundegelegten Arbeiten ein hoher Anteil für Prozesswärme bei allen Energieträgern genannt. Dabei dürfte es sich vor allem um die Beheizung von Unterglasflächen handeln. Da die installierten Feuerungsanlagen sich nicht von denen für die Raumheizung und Warmwassererzeugung unterscheiden bzw. trennen lassen (Wärmeträgermedium Wasser wird im Kreis geführt), wird der Anteil der Verwendungsart Prozesswärme am Energieverbrauch in diesem Fall der Verwendungsart Wärme zugerechnet. In allen anderen Fällen bleibt der Energieverbrauch der Verwendungsart Prozesswärme unberücksichtigt.

Durch Multiplikation der Zahlen für den Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher in Deutschland mit der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Verbraucherbereichen (Tabelle 6.6) und der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Verwendungsarten (Tabelle 6.7) erhält man den Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher für das Jahr 1995, strukturiert nach Verbraucherbereichen und Energieträgern (**Tabelle 6.8**). Der berechnete Endenergieverbrauch der Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser wird zur Verwendungsart Wärme zusammengefasst und als emissionsrelevanter Endenergieverbrauch bezeichnet. Hierzu gehört im Verbraucherbereich Land- und Forstwirtschaft auch die Prozesswärme.

Der Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher in Deutschland ergibt sich zu 712.736 TJ. Der größte Anteil des emissionsrelevanten Endenergieverbrauchs kann dem Verbraucherbereich, "Gewerbe" zugewiesen werden, gefolgt vom Verbraucherbereich "öffentliche Verbraucher" und "sonstige Verbrauchergruppen". In nahezu allen Verbraucherbereichen werden Heizöle am häufigsten eingesetzt. Einzige Ausnahme hiervon sind die öffentlichen Verbraucher, bei denen mehr als die doppelte Energiemenge in Form von Erdgas als an Heizölen verwendet wurde.

Trotz intensiver Bemühungen konnte aufgrund fehlender Angaben zur Anzahl der Betriebe und der darin installierten Feuerungsanlagen keine Beschreibung der Struktur der installierten Feuerungsanlagen nach Gerätebauarten, Leistungsbereichen und Baujahr für jeden Verbraucherbereich vorgenommen werden. Aus diesem Grund musste auf eine weitere Differenzierung des Endenergieverbrauchs verzichtet werden. Die berechneten Endenergieverbräuche der Verbraucherbereiche wurden für jeden Energieträger wieder zusammengeführt zu einem gesamten Endenergieverbrauch innerhalb der Kleinverbraucher.

Der in Tabelle 6.8 dargestellte Endenergieverbrauch umfasst den gesamten Energieeinsatz im Jahr 1995 im Bereich der Kleinverbraucher. Problematisch für die spätere Berechnung des Emissionsaufkommens ist der Umstand, dass im Bereich der Kleinverbraucher sowohl Feuerungsanlagen, die in den Geltungsbereich der nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen (Feuerungsanlagen mit Heizöl EL < 5 MW, Feuerungsanlagen mit Erdgas < 10 MW) der 1. BImSchV (1997), als auch Feuerungsanlagen, die in den Geltungsbereich der genehmigungsbedürftigen Anlagen nach 4. BImSchV (1997) fallen, betrieben werden. Da letztere nicht in dieser Arbeit betrachtet werden sollen, muss deren Anteil aus dem Endenergieverbrauch herausgerechnet werden.

Tabelle 6.8: Emissionsrelevanter Endenergieverbrauch im Kleinverbrauch strukturiert nach Verbraucherbereichen und Energieträgern in Deutschland im Jahr 1995 (eigene Berechnungen)

Verbraucherbereich ¹⁾	alte Bundesländer						neue Bundesländer						Deutschland							
	Heizöle		Erdgas		Flüssiggas		Heizöle		Erdgas		Flüssiggas		Heizöle		Erdgas		Flüssiggas		Summe	
	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ
Land- und Forstwirtschaft	30.536	10.220	487	8.100	1.328	63	8.100	1.328	1.328	11.548	550	550	38.636	11.548	550	550	50.734			
Gewerbe	135.498	111.182	1.710	35.940	14.447	222	35.940	14.447	125.629	1.932	1.932	171.439	125.629	1.932	1.932	299.000				
öffentliche Verbraucher	39.312	92.107	1.129	1.923	10.427	11.969	1.923	10.427	104.075	1.276	1.276	49.739	104.075	1.276	1.276	155.090				
sonstige Verbrauchergruppen	99.650	62.181	10.239	26.432	8.080	1.330	26.432	8.080	70.261	11.569	11.569	126.081	70.261	11.569	11.569	207.911				
Summe	304.996	275.690	13.564	80.899	35.824	1.763	80.899	35.824	311.514	15.327	15.327	385.895	311.514	15.327	15.327	712.736				

¹⁾ als emissionsrelevanter Endenergieverbrauch wird der Energieverbrauch in den Verwendungsarten Raumwärme + Warmwasser sowie im Verbraucherbereich Land- und Forstwirtschaft auch die Prozesswärme angesehen,

Aus Tabelle 6.2 ist weiterhin bekannt, dass im Bereich der Kleinverbraucher sowohl Heizöl EL als auch Heizöl S und SA eingesetzt werden. Bisher konnte anhand der durchgeführten Disaggregation des Endenergieverbrauchs im Bereich der Kleinverbraucher noch nicht zwischen dem Einsatz an Heizöl EL und Heizöl S bzw. SA unterschieden werden. Da Heizöl S und SA ausschließlich in genehmigungsbedürftigen Anlagen nach 4. BImSchV eingesetzt werden darf, ist eine Aufteilung des Energieeinsatzes an Heizölen unerlässlich.

Die notwendigen Schritte zur Ermittlung des Endenergieverbrauchs der genehmigungsbedürftigen Anlagen sowie die Aufteilung des Energieeinsatzes an Heizölen würde den Rahmen dieser Arbeit zu sehr ausdehnen. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Pfeiffer et al. (2000), so dass an dieser Stelle nur das Ergebnis der eigenen Berechnungen zum Endenergieverbrauch der Feuerungsanlagen im Geltungsbereich der 1. und 4. BImSchV im Bereich Kleinverbraucher stehen soll (**Tabelle 6.9**).

Tabelle 6.9: Emissionsrelevanter Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher unterschieden nach Feuerungsanlagen im Geltungsbereich der 1. bzw. 4. BImSchV

Feuerungsanlagen nach	1. BImSchV (1997)			4. BImSchV (1997)		
	aBl	nBl	D	aBl	nBl	D
Energieträger	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>	<i>TJ</i>
Heizöle	283.207	53.325	336.532	21.789	27.574	49.363
<i>Heizöl EL</i>	283.207	53.325	336.532	7.942	693	8.635
<i>Heizöl S und SA ¹⁾</i>	-	-	-	13.847	26.880	40.727
Brenngase	258.963	32.735	291.697	30.291	4.852	35.143
<i>Erdgas</i>	245.399	30.972	276.371	30.291	4.852	35.143
<i>Flüssiggas</i>	13.564	1.763	15.327	0	0	0
Summe	593.989	140.518	734.508	39.157	10.639	49.796

0 Energieeinsatz nicht ausweisbar

¹⁾ Heizöl S und SA wird vollständig genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen zugewiesen

aBl alte Bundesländer

nBl neue Bundesländer

D Deutschland

Der Anteil an Heizöl EL, der in genehmigungsbedürftigen Anlagen verbrannt wird, ist im Vergleich zum gesamten emissionsrelevanten Endenergieverbrauch der Kleinverbraucher nicht unerheblich. Heizöl S und SA ist nur von untergeordneter Bedeutung. Bemerkenswert ist der Umstand, dass in den neuen Bundesländern doppelt soviel schweres Heizöl zum Einsatz kommt als in den alten Bundesländern. Der berechnete emissionsrelevante Endenergieverbrauch der Feuerungsanlagen nach 1. BImSchV wird dem ermittelten Anlagenbestand der Kleinverbraucher aus Kapitel 5 zugewiesen und der nach 4. BImSchV nicht weiter berücksichtigt. Wie auch schon bei den Haushalten entfällt der überwiegende Teil des Endenergieverbrauchs auf die alten Bundesländern. Feste Brennstoffe hatten im Jahr 1995 mit ca. 20 % immer noch einen nicht unbedeutenden Stellenwert am Endenergieverbrauch gegenüber den alten Bundesländern mit < 5 % (s. Tabelle 6.2). Hierdurch ist der Endenergieverbrauch an Heizöl und Brenngasen geringer als dies nach den Bevölkerungszahlen zu erwarten wäre.

6.3 Bauartspezifischer Endenergieverbrauch

In diesem Kapitel wird der in den vorangegangenen Abschnitten ermittelte emissionsrelevante Endenergieverbrauch im Bereich der Haushalte (Tabelle 6.4) und Kleinverbraucher (Tabelle 6.9) strukturiert nach Gerätebauarten und Leistungsbereichen (vgl. Kapitel 5) aufgeschlüsselt. Dieser bauartspezifische Endenergieverbrauch wird zur Wichtung der einzelnen bauartspezifischen Emissionsfaktoren einer Gerätebauart bei der Berechnung von Emissionsfaktoren z.B. Gas-Durchlaufwasserheizern oder Heizkesseln mit Ölbrennern mit Gebläse oder der Berechnung der mittleren Emissionsfaktoren für die alten und neuen Bundesländer bzw. Deutschland für das Jahr 1995 herangezogen.

Angaben zum bauartspezifischen Endenergieverbrauch sind nur ansatzweise und nur für einzelne Energieträger in der Literatur zu finden (Joos und Nymoer, 1995). Die Berechnung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs der installierten Öl- und Gasfeuerungen stützt sich auf folgenden Ansatz:

$$E = AB * mNWL * B * 3,6 \quad (6.1)$$

mit: E bauartspezifischer Endenergieverbrauch in TJ
AB Anzahl der installierten Feuerungen einer Gerätebauart in Millionen Stück (aus Kapitel 5)
mNWL mittlere Nennwärmeleistung der installierten Feuerungen in kW (aus Kapitel 5)
B Vollbenutzungsstunden pro Jahr in h.

Berücksichtigt werden muss in der berechneten Anzahl der installierten Feuerungen einer Gerätebauart, dass alle Geräte enthalten sind, die betriebsbereit in Haushalten oder bei Kleinverbrauchern eingebaut sind, unabhängig davon, ob diese z.B. regelmäßig oder nie betrieben werden. Vor allem im Bereich der Einzelöfen (z.B. Gas-Raumheizer oder Ölbrenner ohne Gebläse als Kachelofenheizeinsätze) gibt es eine nicht unerhebliche Zahl an Feuerungen, die nur selten oder gelegentlich genutzt werden, da sie ausschließlich als Zusatz- oder Komfortheizung dienen. Innerhalb einer Gerätebauart wird die über den Anlagenbestand gemittelte Nutzungshäufigkeit der Feuerungen durch die festgelegte Anzahl der Vollbenutzungsstunden berücksichtigt. Dabei stehen die jährlichen Vollbenutzungsstunden für die Betriebsdauer einer Feuerungen bei Nennwärmeleistung im Jahr. Unter der jährlichen Betriebsdauer wiederum wird die Summe der Zeiträume verstanden, während denen Verbrennungsvorgänge in der Feuerung stattfinden. Dies ist z.B. bei Heizkesseln mit Ölbrennern mit Gebläse die Summe der jährlichen Brennerlaufzeiten (ohne Vorbelüftungsphasen). Je nach Bau- und Ausführungsart der Feuerung setzen sich die Vollbenutzungsstunden u.U. aus Zeiträumen unterschiedlicher Wärmeleistungen zusammen. Dies kann z.B. bei zweistufigen oder modulierend geregelten Öl- oder Gasfeuerungen der Fall sein. Um die Berechnung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs zu vereinfachen, werden alle Zeiträume entsprechend ihren Wärmeleistungen in die Rechengröße "Vollbenutzungsstunden" (d.h. Betriebsdauer bei Nennwärmeleistung) umgerechnet. Die berechneten Vollbenutzungsstunden entsprechen nur dann der Betriebsdauer der Feuerung, wenn diese immer bei Nennwärmeleistung betrieben wird. Wird die Feuerung mit Wärmeleistungen kleiner der Nennwärmeleistung betrieben, ist die effektive jährliche Betriebsdauer entsprechend länger.

Die festzulegende Zahl der Vollbenutzungsstunden wurde letztendlich mit Hilfe eigener Arbeiten (Struschka et al., 1996) und aus Studien anderer Autoren (Prognos, 1995) sowie bestmöglichen Annahmen abgeleitet (**Anhang E in Tabelle E.1**).

Über die Anzahl an Feuerungsanlagen, die für den Betrieb mit Flüssiggas geeignet sind, stehen keine Daten zur Verfügung. Aus der Ermittlung des Endenergieverbrauchs konnte ein prozentualer Anteil von Flüssiggas am gesamten emissionsrelevanten Endenergieverbrauch an Brenngasen in Haushalten nach Tabelle 6.4 in der Größenordnung von ca. 3 % in den alten Bundesländern und von ca. 7 % in den neuen Bundesländern abgeleitet werden. Generell kann davon ausgegangen werden, dass Feuerungen für die Verbrennung von Flüssiggas in den gleichen Verwendungsarten eingesetzt werden wie Feuerungsanlagen für Erdgas, wobei der Schwerpunkt eher bei Feuerungsanlagen kleinerer Leistung (< 50 kW) liegen dürfte. Die verwendete Gerätetechnik unterscheidet sich nicht grundsätzlich von erdgasbefeuerten Heizgeräten (Cerbe, 1992). Der Endenergieverbrauch an Flüssiggas verteilt sich somit in gleicher Weise auf die einzelnen Gerätebauarten und wird deshalb mit dem Endenergieverbrauch an Erdgas zusammengefasst.

Veröffentlichte Untersuchungen zur Charakterisierung des Emissionsverhaltens der Heizgeräte sind nach dem derzeitigen Stand des Wissens nicht bekannt. Im Vergleich zum Einsatz von Erdgas ist die Bedeutung von Flüssiggas am Endenergieverbrauch eher gering, ein akuter Handlungsbedarf zur Ermittlung der Emissionen wurde daraus in der Vergangenheit nicht abgeleitet. Aufgrund der nahezu identischen Gerätetechnik für die Verbrennung von Erdgas und Flüssiggas kann näherungsweise davon ausgegangen werden, dass die Emissionen für Produkte unvollständiger Verbrennung (z.B. CO und TOC) in vergleichbarer Höhe liegen (UBA, 1997a). Im Rahmen einer Worst-Case-Rechnung wurde abgeschätzt, dass unter der Annahme eines doppelt so hohen CO-Emissionsfaktors für den Einsatz von Flüssiggas im Vergleich zu Erdgas das Emissionsaufkommen sich in der Größenordnung von 3 - 5 % erhöhen würde. In Wirklichkeit wird die Abweichung geringer ausfallen.

Im folgenden werden die aus dem emissionsrelevanten Endenergieverbrauch berechneten bauartspezifischen Endenergieverbräuche für das Jahr 1995 für die installierten Öl- und Gasfeuerungen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern dargestellt.

Ölfeuerungen

In **Tabelle 6.10** sind für die alten und neuen Bundesländer die bauartspezifischen Endenergieverbräuche der im Jahr 1995 installierten Ölfeuerungen dargestellt. Bei der Erstellung der bauartspezifischen Endenergieverbräuche musste, aufgrund der tiefgreifenden und schnellen Änderungen in der Beheizungsstruktur der neuen Bundesländer, eine gesonderte Energiemenge dem Lagerbestand aus der Erstbefüllung der Heizöltanks zugewiesen werden. So wurden im Jahr 1995 ca. 66.000 Ölfeuerungen neu installiert. Bei einer durchschnittlichen Erstbefüllung der Lagertanks mit 3.000 l Heizöl EL ergeben sich die in Tabelle 6.10 aufgeführten 7.186 TJ. Dieser Endenergieverbrauch verbleibt beim emissionsrelevanten Endenergieverbrauch.

Tabelle 6.10: Bauartspezifischer Endenergieverbrauch der in Haushalten installierten Ölfeuerungen in den alten und neuen Bundesländern im Jahr 1995

Ölfeuerungen in Haushalten	Leistungs- bereich	Bauartspezifischer Endenergieverbrauch					
		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer		Deutschland ¹⁾	
		<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%
Heizgeräte mit Ölbrennern ohne Gebläse	≥ 4	41.610	4,7	4.403	7,7	46.013	4,9
Heizkessel mit Ölbrennern mit Gebläse	4 - 25	145.292	16,4	32.173	56,1	177.465	18,8
	> 25 - 50	469.017	52,8	16.731	29,2	485.748	51,4
	> 50	232.103	26,1	4.035	7,0	236.138	25,0
Energieinhalt der Öltank-Erstbefüllung		-	-	7.186	-	7.186	-
Summe	≥ 4	888.022	100	64.529	100	952.551	100
<i>Differenz zu Tabelle 6.4</i>		-3	0,0	+44	0,1	+41	0,0

¹⁾ für Deutschland berechnet als gewichtete Mittelwerte aus alten und neuen Bundesländern

Für die neuen Bundesländer wurde für das Jahr 1995 ein Endenergieverbrauch der Ölfeuerungen von 64.529 TJ berechnet, wobei 56,1 % in Heizkesseln mit Ölbrenner mit Gebläse im Leistungsbereich 4 - 25 kW eingesetzt wurden. In den alten Bundesländern hatten Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse im Leistungsbereich 25 - 50 kW den größten Anteil (52,8 %) am gesamten Endenergieverbrauch der Ölfeuerungen (888.022 TJ). Der Endenergieverbrauch der Heizgeräte mit Ölbrennern ohne Gebläse ist mit 4,7 % gering.

Gasfeuerungen

Für die alten und neuen Bundesländer sind in **Tabelle 6.11** die bauartspezifischen Endenergieverbräuche für die im Jahr 1995 installierten Gasfeuerungen dargestellt.

Im Jahr 1995 hatten Heizkessel mit Gasbrennern ohne Gebläse in den alten Bundesländern mit 431.855 TJ (ca. 54 %) den größten Anteil am Endenergieverbrauch der Gasfeuerungen in Höhe von 797.801 TJ. Weitere 156.537 TJ oder entsprechend rund 20 % konnten den Kombi-/Umlaufwasserheizern zugeordnet werden. Deutlich geringere Anteile entfielen auf die anderen Gerätebauarten. In den neuen Bundesländern hatten Heizkessel mit Gasbrennern ohne Gebläse mit 67.296 TJ (ca. 47 %) den größten Anteil am Endenergieverbrauch. Der Energieverbrauch der Brennwertgeräte betrug 5.368 TJ und entsprach somit einem Anteil von knapp 4 % am gesamten emissionsrelevanten Energieeinsatz von 142.481 TJ.

Tabelle 6.11: Bauartspezifischer Endenergieverbrauch der in Haushalten installierten Gasfeuerungen in den alten und neuen Bundesländern im Jahr 1995

Gasfeuerungen in Haushalten	Leistungsbereich	Bauartspezifischer Endenergieverbrauch					
		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer		Deutschland	
		<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%
	<i>kW</i>						
Heizkessel mit Gasbrennern mit Gebläse	4 - 25 > 25 - 50 > 50	13.790 32.125 29.455	1,7 4,0 3,7	2.944 2.039 5.897	2,1 1,4 4,1	16.734 34.165 35.351	1,8 3,6 3,8
Heizkessel mit Gasbrennern ohne Gebläse	4 - 25 > 25 - 50 > 50	267.287 135.070 29.497	33,5 16,9 3,7	45.241 17.326 4.729	31,8 12,2 3,3	312.529 152.396 34.226	33,2 16,2 3,6
Brennwertgeräte	≥ 4	32.885	4,1	5.368	3,8	38.253	4,1
Raumheizer ¹⁾	≥ 4	52.721	6,6	20.203	14,2	72.-924	7,8
Kombiwasserheizer	≥ 4	156.537	19,6	24.036	16,9	180.574	19,2
Durchlaufwasserheizer	≥ 4	40.289	5,0	14.603	10,2	54.891	5,8
Vorratswasserheizer	≥ 4	8.144	1,0	95	0,1	8.239	0,9
Summe	≥ 4	797.801	100	142.481	100	940.282	100
<i>Differenz zu Tabelle 6.4</i>	-	-279	0,0	-513	0,4	-792	0,0

¹⁾ einschließlich Gas-Heizeinsätze und Gas-Kamine

In **Tabelle E.2 und E.3** im **Anhang E** sind für die alten und neuen Bundesländer die bauartspezifischen Endenergieverbräuche für die im Jahr 1995 im Bereich der Kleinverbraucher installierten Öl- und Gasfeuerungen zusammengestellt.

7 Messtechnische Ermittlung der Emissionen an ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen

In diesem Kapitel wird die entwickelte Methodik zur messtechnischen Erfassung der Emissionen an klimarelevanten und flüchtigen organischen Spurengasen im Abgas von Öl- und Gasfeuerungen vorgestellt. Die verwendeten Versuchsaufbauten und Messverfahren werden beschrieben, wobei zwischen der Ermittlung des Emissionsverhaltens im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1) und im intermittierenden Betrieb mit Start- und Stoppvorgängen (Messreihe 2) unterschieden wird. Eine Beschreibung der Versuchssystematik mit den wichtigsten technischen Angaben der ausgewählten Heizgeräte, der eingesetzten Messtechnik und der Versuchsdurchführung schließt sich an. In einem eigenen Abschnitt wird die verwendete Methodik zur Auswertung der Messdaten eingehender beschrieben. Insbesondere die Ermittlung der Emissionen während der instationären Betriebsphasen Start und Stopp stellt hohe Anforderungen an die Aufarbeitung und Auswertung der erhaltenen Messsignale. Abschließend werden die Ergebnisse der Messreihen für den stationären und intermittierenden Betrieb vorgestellt.

7.1 Versuchsaufbau

7.1.1 Messungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1)

Die Messungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1) wurden auf dem institutseigenen Versuchsstand für Öl- und Gasfeuerungen durchgeführt. In **Bild 7.1** ist der Versuchsaufbau schematisch dargestellt.

Die Probenahmestrecke mit den notwendigen Stützen für die Entnahme des Probengases und für die Temperatur- und Zugmessung wurde in möglichst kurzem Abstand zum Abgasstutzen der untersuchten Heizgeräte angebracht. Die repräsentative Entnahme des Probengases aus dem Abgasstrom erfolgte mittels gelochter Sonden über den gesamten Querschnitt des Abgasrohrs. Das Abgas wurde bei Heizkesseln mit Gebläsebrenner und bei Ölverdampfungsbrennern über ein Saugzuggebläse in den Kamin abgeführt. Bei Gasgeräten mit atmosphärischem Brenner wurde zur Vermeidung einer Verdünnung des Abgases mit Umgebungsluft die geräteeigene Strömungssicherung abgedeckt und durch eine weiter oben im Abgasweg eingebaute Haube ersetzt. Ein Einfluss auf die Verbrennungsqualität wurde nicht festgestellt. Mit Hilfe eines Zugreglers wurde entsprechend den Herstellerangaben ein konstanter Unterdruck im Abgasrohr eingestellt.

Das dem Abgasstrom entnommene Probengas wurde über einen Messgaskühler zur Abscheidung des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs den Messgeräten zugeführt. Die Abgaskonzentrationen wurden somit im trockenen Abgas gemessen. Eine Überprüfung des Probengasweges mit Prüfgasen ergab, dass im Messgaskühler kein Gas gelöst oder adsorbiert wurde.

Kontinuierlich gemessen wurden die Konzentrationen an Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂), Gesamtkohlenwasserstoffen (TOC), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid (N₂O) sowie die Abgastemperatur. Zusätzlich handschriftlich festgehalten wurden Brennstoffverbrauch, Unterdruck im Abgasweg, Kesselwassertemperatur und die Vor- bzw. Rücklauftemperatur.

Die Ausgangssignale der Messgeräte wurden mit einem einfachen Messwerterfassungssystem auf PC-Basis im Millisekundenbereich abgefragt, daraus 20 sec-Mittelwerte berechnet und auf Festplatte abgespeichert. Die weitere Aufarbeitung erfolgte mit einem Tabellenkalkulationsprogramm am PC.

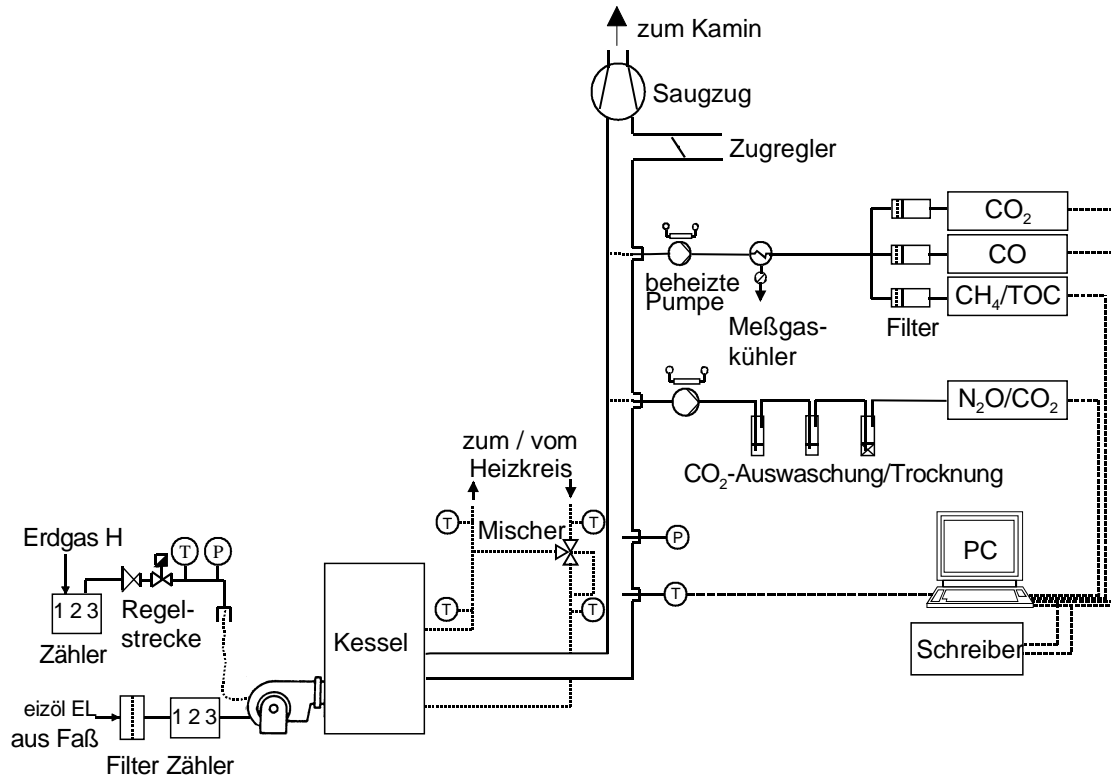


Bild 7.1: Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus zur Bestimmung der Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1)

In **Tabelle 7.1** sind die verwendeten Messgeräte und die Messprinzipien zusammengestellt. Die eingestellten Messbereiche können **Tabelle F.1** im **Anhang F** entnommen werden.

7.1.2 Messungen im intermittierenden Betrieb (Messreihe 2)

In **Bild 7.2** ist der verwendete Versuchsaufbau zur Erfassung der Emissionen im intermittierenden Betrieb (Messreihe 2) schematisch dargestellt. Er entspricht in den wesentlichen Grundzügen demjenigen in Messreihe 1. In einigen Punkten wurde der Versuchsaufbau entsprechend der gestellten Messaufgabe modifiziert. Alle abgasführenden Leitungen wurden so kurz wie möglich gehalten. Das Probengas zur Messung der CO- und CO₂-Konzentration im Abgas wurde im Gegensatz zu Messreihe 1 mit einem hohen Überschuss dem Abgasrohr entnommen und über einen Meßgaskühler einem Gasverteiler zugeführt, aus dem die Gasanalysatoren mit Hilfe der geräteeigenen Messgaspumpen den notwendigen Probengasvolumenstrom entnehmen. Überschüssig gefördertes Probengas wurde über einen Bypass abgeblasen.

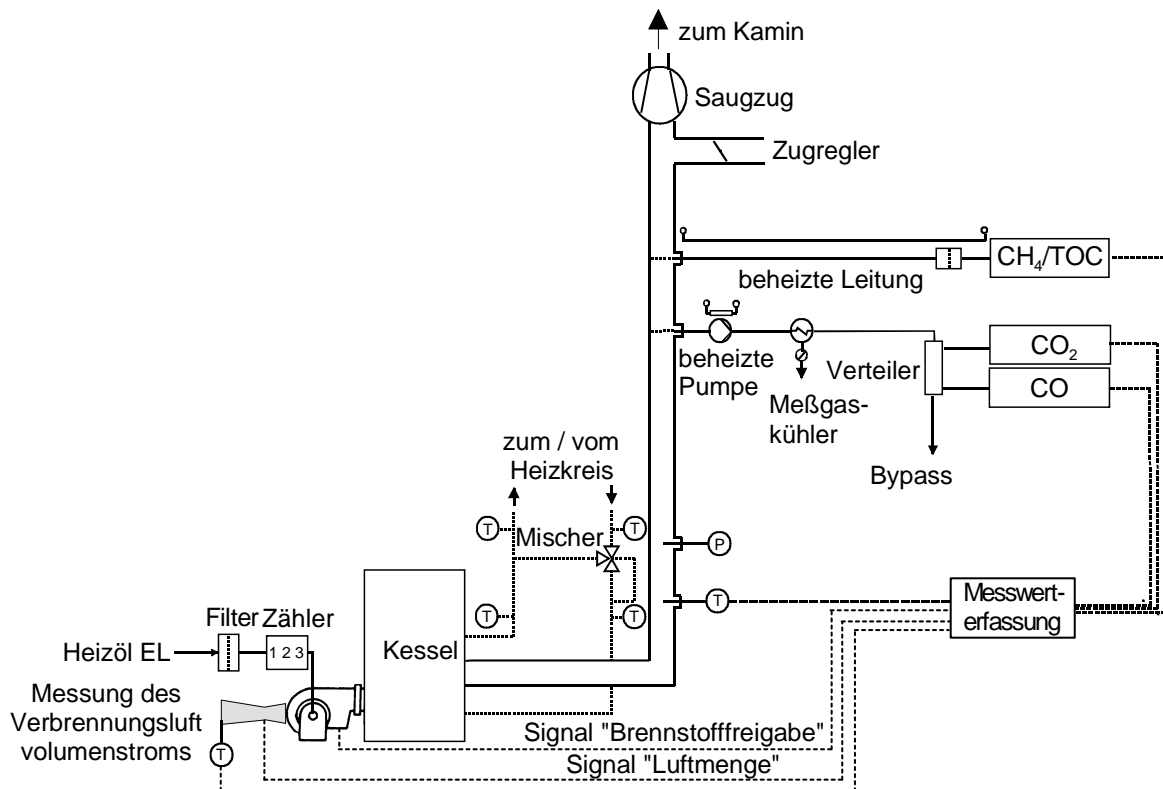


Bild 7.2: Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus zur Bestimmung der Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb (Messreihe 2)

Das Probengas für die Messung der CH₄- und TOC-Konzentration wurde gegenüber Messreihe 1 ein Gasanalysator eingesetzt, der direkt die Konzentrationen im feuchten Abgas bestimmt. Um eine Kondensation des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs auszuschließen, wurde der gesamte Probengasweg einschließlich Messgerät beheizt.

Über die gesamte Versuchsdauer wurden kontinuierlich die Konzentrationen an CO und CO₂, im trockenen Probengas, TOC und CH₄ im feuchten Probengas sowie die Abgas- und Verbrennungslufttemperatur und der Verbrennungsluftvolumenstrom gemessen.

Alle kontinuierlichen Messgrößen wurden von einer zentralen, modular aufgebauten Messwert-erfassung (Messsystem MEDANA, Fa. Delphin-Instruments) mit A/D-Wandler registriert. Die Auflösung des A/D-Wandlers betrug 12 bit (4.096 Inkremente). Bei bipolarer Einstellung des Messkanals von bspw. ± 10 V und einem dazugehörigen Messbereich von 0 - 1000 ppm v/v des Gasanalysators ergab sich somit eine kleinstmögliche Auflösung von 0,49 ppm v/v. Aus den im Millisekundenbereich abgefragten Messsignalen wurden 0,7 s Mittelwerte berechnet und auf Festplatte abgespeichert. In Vorversuchen wurde der Zeitraum für die Mittelwertbildung variiert. Hierbei konnte auch für Mittelungszeiträume $< 0,7$ s keine bessere Wiedergabe der Konzentrationsverläufe erreicht werden.

Messgrößen, die nicht elektronisch aufgezeichnet werden konnten, wie z.B. Brennstoffverbrauch, Temperatur des Brennstoffs, Vor- und Rücklauf-temperatur, Kesselwassertemperatur, wurden mehrmals während des Versuchszeitraums abgelesen und die Messwerte

handschriftlich protokolliert. Die in Messreihe 2 verwendeten Messgeräte und Messprinzipien sind in **Tabelle 7.1** zusammengestellt. Eine detaillierte Tabelle mit Angabe der Messbereiche und Prüfgaskonzentrationen befindet sich in **Anhang F (Tabelle F.2)**.

Tabelle 7.1: Messgrößen, Messgeräte und Messprinzipien in den Messreihen 1 und 2

Messgröße	Messgerät	Messprinzip
Messreihe 1 (stationärer Dauerbetrieb)		
CO/CO ₂	BINOS, Fa. Fisher-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption
O ₂	OXYNOS, Fa. Fisher-Rosemount	Paramagnetismus des Sauerstoffs
CH ₄ /TOC ¹⁾	APHA 300 E, Fa. Horiba	Flammenionisation
N ₂ O/CO ₂	BINOS 1004, Fa. Fisher-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption
Messreihe 2 (intermittierender Betrieb)		
CO	UNOR 6N, Fa. Maihak	nicht dispersive Infrarotabsorption
CO ₂	BINOS, Fa. Fischer-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption
CH ₄ /TOC ²⁾	Model 109A, Fa. JUM Engineering	Flammenionisation
Verbrennungsluft	-	Venturirohr
allgemeine Messgrößen		
Abgastemperatur	Ni-CrNi-Thermoelement	Thermoelektrizität
Unterdruck (Zug)	Schrägrohrmanometer	-
Brennstoffverbrauch	Ölzähler/Gasuhr/Waage	Durchfluss/Masse
Luftdruck	Fa. RB Messtechnik	Druckdose
Luftfeuchtigkeit	Fa. RB Messtechnik	Kapazitiv
Umgebungstemperatur	Fa. RB Messtechnik	Thermowiderstand

¹⁾ gemessen wurde CH₄ und die Summe der organischen Kohlenwasserstoffe im **trockenen** Abgas

²⁾ gemessen wurde CH₄ und die Summe der organischen Kohlenwasserstoffe im **feuchten** Abgas

7.1.3 Kalibrierung und Messunsicherheit

Für die überwiegende Mehrzahl der heute eingesetzten Messgeräte zur Bestimmung von luftverunreinigenden Komponenten im Abgas besteht ein linearer Zusammenhang zwischen dem Messsignal und der zu bestimmenden Messgröße (hier die Konzentration). Im Fall einer linearen Kalibrierfunktion kann für Routinemessung das vereinfachte Verfahren zur Überprüfung der Messwertanzeige eingesetzt werden, die sogenannte Zwei-Punkte-Messung (Zweipunktkalibrierung). Der lineare Zusammenhang zwischen dem Messsignal und der Konzentration unterliegt allerdings kurzzeitigen oder auch langfristigen Änderungen, der sogenannten Drift. Bei allen Messgeräten muss auf Grund von beispielsweise nicht genügend kontrollierten Messbedingungen, Verschmutzung der Messgeräte und Probenahmeeinrichtung (z.B. Probenahmesonde, Schläuche etc.) und Umgebungseinflüssen (z.B. Temperatur der Messküvetten und der Elektronik) daher mit einer Drift gerechnet werden. Es ist daher erforderlich, diesen Umständen Rechnung zu tragen und die auftretende Drift von Nullpunkt und Kalibrierpunkt in den Messsignalen zu berücksichtigen.

Vor den eigentlichen Messungen wurden im Labor für die eingesetzten Gasanalysatoren die Kalibrierfunktion und die Verfahrenskenngrößen nach VDI 2449 Blatt 1 (1995) in einem Kalibrierexperiment ermittelt. Dabei wurde für alle Messgeräte eine lineare Kalibrierfunktion ermittelt, so dass für die routinemässige Kalibrierung während der Versuche eine Zwei-Punkt-Kalibrierung durchgeführt werden konnte.

Die Messgeräte wurden vor und nach dem Versuch einer Kalibrierung unterzogen. Zur Überprüfung bzw. Justierung des Nullpunktes wurde Stickstoff 5.0, am Kalibrierpunkt Prüfgas mit einer bekannten Konzentration des zu analysierenden Gases verwendet. Bei längeren Versuchszeiten wurde zusätzlich in regelmäßigen Abständen (ca. 4 Std) eine Überprüfung (ohne Justierung) von Nullpunkt und Kalibrierpunkt vorgenommen. Im Rahmen der Auswertung wurde die ermittelten Kalibrierdaten in die Messergebnisse eingearbeitet. Die Berechnung der Messergebnisse erfolgte durch Umrechnung des Messsignals basierend auf einer für den Zeitraum festgelegten gültigen Analysenfunktion. Die Analysenfunktion wurde aus den oben beschriebenen Zwei-Punkt-Kalibrierungen am Anfang und nach einem festgelegten Zeitpunkt, der idealerweise dem Ende des Versuchs entspricht, berechnet. Innerhalb dieses Zeitraums wurde jedes Messsignal mit der berechneten Analysenfunktion korrigiert.

Die Ermittlung der Messunsicherheiten der eingesetzten Gasanalysatoren erfolgte nach einem Verfahren, das ausführlich in Glaser (2001) beschrieben wird. Grundlage dieses Verfahrens bildet die Berechnung einer mittleren Analysenfunktion aus mehreren Analysenfunktionen innerhalb eines festgelegten Zeitraumes, die auf den in diesem Zeitraum durchgeführten Zwei-Punkt-Kalibrierungen basieren. Aus den festgehaltenen Daten der Zwei-Punkt-Kalibrierungen werden die Standardabweichungen des Nullpunktes und der Empfindlichkeit berechnet und unter Anwendung des Unsicherheitsfortpflanzungsgesetzes die Standardunsicherheit derselben. Durch einsetzen in die Analysenfunktion ergibt sich dann die kombinierte Standardunsicherheit des Messergebnisses.

Auf diese Weise wurden für die eingesetzten Gasanalysatoren die kombinierten Standardunsicherheiten ermittelt. Sie betragen am Nullpunkt für CO 1,13 mg/m³, für TOC 1,74 mgC/m³, für CH₄ 1,24 mg/m³ und für N₂O 0,6 mg/m³. Die meisten Größen bewegten sich während der Versuche am Nullpunkt.

7.1.4 Besondere Messtechnik

In den folgenden Abschnitten werden besondere Messtechniken zur Erfüllung der gestellten Messaufgabe näher vorgestellt. Hierzu gehören die Bestimmung der N₂O-Konzentration im Abgas, die Ermittlung der Emission an CH₄, TOC, Nicht-Methankohlenwasserstoffen (NMTOC) und die Messung des Verbrennungsluftvolumenstroms. Die beiden anderen eingesetzten Messverfahren zur Bestimmung der Konzentrationen an CO, CO₂ sind in Baumbach (1993) beschrieben.

7.1.4.1 Messverfahren zur N₂O-Bestimmung in Abgasen

Die Bestimmung der N₂O-Konzentration in Feuerungsabgasen kann mit unterschiedlichen Messverfahren durchgeführt werden, wobei diese sich im Hinblick auf den apparativen Aufwand, die Handhabbarkeit und die erzielten Messergebnisse unterscheiden. Das handanalytische Messverfahren verwendet Gassammelbeutel, mit deren Hilfe das Abgas über einen längeren Zeitraum beprobt wird. Die Analyse erfolgt später im Labor mit Gaschromatographie (GC) in Verbindung mit einem geeigneten Detektor (z.B. ECD = Electron Capture Detector). Als Messergebnis liegt ein Konzentrationsmittelwert für den Beprobungszeitraum vor. Das Messverfahren ist in der Literatur beschrieben (Ford, 1990; ASTM E 697, 1997). Dieses Messverfahren wurde hier nicht angewendet.

Für Emissionsmessungen, die mit einer hohen zeitlichen Auflösung durchgeführt werden sollen, hat sich in weiten Bereichen als kontinuierliches Messverfahren die nicht dispersive Infrarot-spektroskopie (NDIR) durchgesetzt. Als IR-aktives Gas besitzt das N₂O Absorptionsbanden, die für eine Bestimmung der N₂O-Konzentration in Frage kommen. Die Intensität der Absorption ist besonders ausgeprägt im mittleren infraroten Strahlungsbereich von ca. 1.285 cm⁻¹ und 2.223 cm⁻¹ (Eisenberger et al., 1998). Einschränkungen bei der Auswahl der Absorptionsbande für die Messung gibt es durch Überlappungen mit Absorptionsbanden anderer im gleichen Wellenlängenbereich infrarotabsorbierender Komponenten im Abgas, wie z.B. H₂O, CO₂, CO und SO₂. Dies führt im allgemeinen zu einer teilweisen deutlichen Signalbeeinflussung mit dem Ergebnis von Mehr- oder Minderbefunden an N₂O (Köser und Greulich, 1989). Als Maßnahmen zur Korrektur oder Beseitigung der Signalbeeinflussung gibt es verschiedene Möglichkeiten, wie z.B. Querverrechnung mit der Störkomponente oder Filterung derselben.

Im Rahmen dieser Arbeit stand für die Untersuchungen ein IR-Gasanalysator vom Typ BINOS 1004 der Fa. Fisher-Rosemount zur Verfügung. Der Aufbau des Gasanalysators, mit den wesentlichen Bauteilen Strahlungsquelle, Mess-, Filter- und Vergleichsküvette sowie Strahlungsempfänger, entspricht bis auf herstellernerne Details der heute üblichen Technik bei IR-Gasanalysatoren (Baumbach, 1993). Der kleinste mögliche Messbereich ist 0 - 50 ppm v/v N₂O. Zur Unterdrückung der Signalbeeinflussung durch CO₂ wird in diesem Gasanalysator eine Kombination aus Querverrechnung und Filterung verwendet. Ausgerüstet ist der Gasanalysator hierzu mit zwei Messkanälen zur Messung der Konzentration an CO₂ und N₂O. Im Messkanal 1 wird die Konzentration an CO₂ gemessen. Im Kanal 2 wird die N₂O-Konzentration einschließlich dem durch die Signalbeeinflussung gegenüber CO₂ verursachten Mehrbefund an N₂O in der Summe gemessen. Mit eingeschalteter geräteinterner Verrechnung wird der Einfluss der CO₂-Konzentration auf den N₂O Messwert elektronisch kompensiert.

In zahlreichen Kalibrierexperimenten wurde vor Beginn der Messungen die durch CO₂ und andere Störkomponenten, wie z.B. CO, hervorgerufene Signalbeeinflussung in unterschiedlichen Konzentrationsbereichen untersucht. Als Beispiel hierfür ist die Signalbeeinflussung durch CO₂ in der N₂O-Anzeige bei ausgeschalteter Querverrechnung für den in Feuerungsabgasen üblicherweise auftretenden Konzentrationsbereich von 0 - 11 Vol% CO₂ in **Bild 7.3** dargestellt. Die Herstellung der CO₂-Konzentration erfolgte durch Verdünnung mit N₂ aus reinem CO₂ mit einer Gasmischpumpe nach VDI 3490 Blatt 6 (1988).

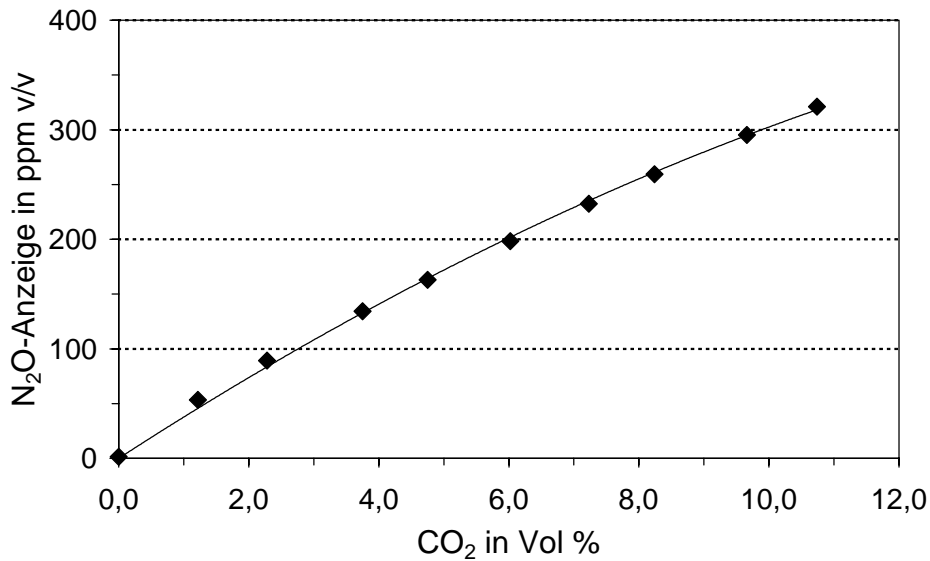


Bild 7.3: Einfluss der CO₂-Konzentration auf die N₂O-Anzeige des Gasanalysators im Bereich von 0 - 11 Vol% (bei ausgeschalteter Querverrechnung)

Die ermittelte Signalbeeinflussung durch CO₂ im N₂O-Kanal (bei ausgeschalteter Querverrechnung) verläuft ab einer CO₂-Konzentration von ca. 4 Vol% weitgehend linear. Allerdings ist die Signalbeeinflussung mit einem Wert von ca. 300 ppm v/v N₂O bei einer Prüfgaskonzentration von 10 Vol% CO₂ sehr hoch. Auch die Signalbeeinflussung durch CO auf den N₂O-Messwert ist nicht zu vernachlässigen. Sie ist über einen weiten Konzentrationsbereich linear und führt bei 1.000 ppm v/v CO zu einer N₂O-Anzeige im Bereich von 1 ppm v/v N₂O und bei 100 ppm v/v CO zu einer N₂O-Anzeige im Bereich von 0,4 ppm v/v N₂O.

Bei ersten orientierenden Messungen im Abgas eines Ölverdampfungsbrenners stellte sich heraus, dass bei den zu erwartenden niedrigen Konzentrationen an N₂O im Abgas von weniger als 3 ppm v/v die geräteinterne Querverrechnung nicht zu befriedigenden Messergebnissen mit teilweise negativen N₂O-Konzentrationen führte. Ein Grund hierfür ist, dass das Messergebnis bei eingeschalteter Querverrechnung unmittelbar von der Qualität der CO₂-Messung abhängig ist. Bei einem CO₂-Gehalt von 10 Vol% CO₂ im Abgas und einer angenommenen Schwankung des Messwertes von $\pm 1\%$ (= 0,1 Vol%) führt dies bereits zu einer Änderung der N₂O-Anzeige von rund $\pm 2,5$ ppm v/v. Nicht berücksichtigt sind hierin Einflüsse wie Abweichung des CO₂-Messwertes vom Null- und Kalibrierpunkt sowie die Drift. Ein weiterer Nachteil ist in der Anordnung und der unterschiedlichen Baugröße der Messküvetten zu sehen. Das Messgas durchströmt zuerst die CO₂-Küvette (Länge 10 mm) und anschließend die in Reihe geschaltete N₂O-Küvette (Länge 150 mm). Unter der Voraussetzung eines identischen Durchmessers der beiden Messküvetten wird zur vollständigen Spülung der N₂O-Messküvette ein wesentlich längerer Zeitraum benötigt als für die CO₂-Küvette. Durch das größere Küvettenvolumen der N₂O-Messküvette wird das N₂O-Messsignal im Vergleich zum CO₂ gedämpft und geglättet. Für stark schwankende CO₂-Konzentration im Abgas führt dies zu instabilen N₂O-Messwerten. Aus diesen Gründen wurde zur Verbesserung der Messgenauigkeit auf die geräteinterne Querverrechnung verzichtet. Stattdessen wurde eine Probengasaufbereitung gewählt, bei der das im Abgas

enthaltene CO_2 in zwei Waschflaschen quantitativ entfernt wurde. In **Bild 7.4** ist der ausgeführte Versuchsaufbau zur kontinuierlichen Bestimmung der N_2O -Konzentration im Abgas dargestellt.

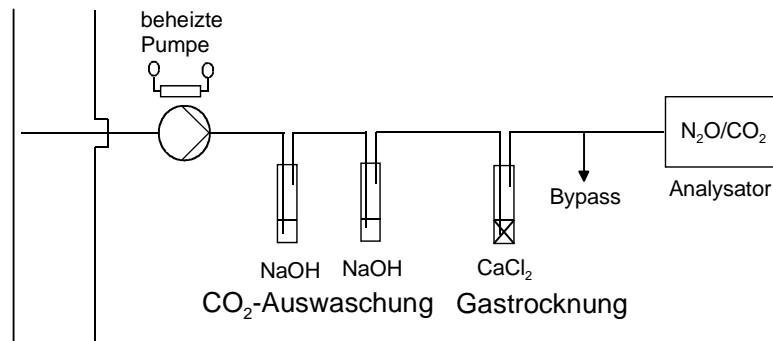


Bild 7.4: Schema der verwendeten N_2O -Probenahme

In Vorversuchen wurde der Abgasweg hinsichtlich der einzusetzenden Waschlösung und der Menge der in den Waschflaschen befindlichen Lösung optimiert. Als geeignet hat sich eine 10%ige Natronlauge in 250 ml Waschflaschen herausgestellt. Um einen innigen Kontakt zwischen Probengas und Waschlösung zu erreichen, wurde das Probengas über Fritten geleitet. Die Wirksamkeit bzw. die Sättigung der Waschlösung konnte direkt mit Hilfe des CO_2 -Messkanals im Gasanalysator überprüft werden. Die NaOH-Lösung wurde vor jeder einzelnen Bestimmung frisch angesetzt. Eine Überprüfung der Probenahmeeinrichtung mit N_2O - und CO -Prüfgasen ergab, dass in der NaOH-Lösung oder am Trockenmittel (CaCl_2) weder N_2O noch CO gelöst oder adsorbiert wurde. Nach Abschluss der Messungen wurde im Rahmen der Versuchsauswertung die N_2O -Konzentration mit Hilfe des parallel betriebenen zweiten CO_2 -Gasanalysators wieder auf CO_2 -haltiges Abgas zurückgerechnet.

Mit der eingesetzten Probenahmetechnik musste durch den deutlich verlängerten Probengasweg ein verzögertes Ansprechverhalten in Kauf genommen werden. Um diesem entgegenzuwirken, wurde das Probengas mit großem Überschuss aus dem Abgaskanal abgesaugt und zwar so, dass in den Waschflaschen das CO_2 gerade noch vollständig entfernt wurde (Anzeige im CO_2 -Kanal: 0,00 Vol% CO_2). Vor dem N_2O -Analysator wurde das überschüssige Probengas über einen Bypass abgeblasen.

7.1.4.2 Bestimmung der Konzentrationen von TOC, CH_4 und NMTOC

Als Produkte der unvollständigen Verbrennung werden aus Feuerungsanlagen eine Vielzahl von organischen Kohlenwasserstoffverbindungen emittiert. Gemessen wird in der Regel die Summe der kohlenstoffhaltigen organischen Verbindungen (engl.: TOC = total organic compounds, dt: Summe der organischen Kohlenwasserstoffe oder "Gesamtkohlenwasserstoffe"), wie z.B. Methan, Ethan, Fluorchlorkohlenwasserstoffe, Aldehyde und leicht bis mittelflüchtige Verbindungen. Dazu gehören nicht CO , CO_2 , Carbonsäuren, Metallcarbide oder Metallcarbonate (AP-42,1998). In vielen Fällen wird die Angabe der Kohlenwasserstoffemission ohne Methan gefordert, wobei dann die engl. Bezeichnung "non methane total organic compounds" (NMTOC) verwendet wird. Die deutsche Entsprechung ist sinngemäß "Summe der Nicht-Methankohlenwasserstoffe" oder "Nicht-Methankohlenwasserstoffe".

Besonders geeignet zur kontinuierlichen Bestimmung der TOC- und CH₄-Konzentration im Abgas ist der Flammenionisationsdetektor (FID). Das Messprinzip des Flammenionisationsdetektors beruht auf der Ionisation von organisch gebundenen Kohlenstoffatomen in einer Wasserstoffflamme (Baumbach, 1993; Gans und Baumbach, 1995; Mai et al., 1990; DIN EN 12619, 1996; VDI 3481 Blatt 3, 1995). Das Messsignal hängt von der Anzahl der Kohlenstoffatome, der Art der Bindung (gerade oder verzweigte Ketten) und vom Bindungspartner (z.B. Sauerstoff- oder Halogenatome) der Kohlenstoffatome ab. Diese Abhängigkeit wird im stoffspezifischen Responsefaktor des FIDs ausgedrückt (Gans und Baumbach, 1985). Der stoffspezifische Responsefaktor einer Verbindung wird relativ zu einer Referenzsubstanz, in der Regel Propan (C₃H₈), dessen Responsefaktor gleich 1 gesetzt wird, ermittelt. Je nach Anwendungsfall muss zwischen einem Responsefaktor, der sich auf die Masse des Kohlenstoffanteils der gemessenen Substanz bezieht, und einem Responsefaktor, der sich auf die gesamte Masse der gemessenen Substanz bezieht, unterschieden werden.

Aus Ringversuchen zur Bestimmung von Responsefaktoren (CEN,1994) ist bekannt, dass bei Aufgabe von Methan auf einen mit Propan kalibrierten FID der ermittelte Messwert für Methan in der Regel höher ist, als dies auf Grund des einen C-Atoms im Methanprüfgas zu erwarten wäre. Diese stoffspezifische Empfindlichkeit ist gerätespezifisch und muss für jeden FID bestimmt werden (DIN EN 12619, 1997; VDI 3481 Blatt 3, 1995).

Für die kontinuierlichen Stoffströme an Propan und CH₄, deren Gehalt in der Messsubstanz bekannt ist, gilt für den kohlenstoffbezogenen Responsefaktor für Methan:

$$f_{c,CH_4} = \frac{\frac{S_{CH_4}}{C_{c,CH_4}}}{\frac{S_{Propan}}{C_{c,Propan}}} \quad (7.1)$$

mit: f_{c,CH_4} kohlenstoffbezogener Responsefaktor für Methan
 S_{CH_4} Anzeige des FID (Messsignal) für Methan
 S_{Propan} Anzeige des FID (Messsignal) für die Referenzsubstanz Propan
 $C_{c,CH_4}; C_{c,Propan}$ Kohlenstoffkonzentration für Methan oder Propan in mg/m³

wobei:

$$C_{c,CH_4} = C_{v,CH_4} * \frac{1 * M_C}{V_{mn}} \quad \text{bzw.} \quad C_{c,Propan} = C_{v,Propan} * \frac{3 * M_C}{V_{mn}} \quad (7.2)$$

mit: $C_{c,CH_4}, C_{c,Propan}$ Kohlenstoffkonzentration von Methan bzw. Propan in mg/m³
 $C_{v,CH_4}, C_{v,Propan}$ Volumenkonzentration von Methan bzw. Propan in ppm v/v
 M_C molare Masse von Kohlenstoff ($M_C = 12,01$ g/mol)
 V_{mn} molare Volumen ($V_{mn} = 22,4$ l/mol bei $T = 273$ K und $p = 1.013$ hPa)

Im Rahmen dieser Arbeit wurden zwei FIDs, bei denen unabhängig voneinander die Konzentrationen an TOC und CH₄ gemessen wird, eingesetzt. Die selektive Messung von CH₄ wird dadurch erreicht, dass in einem mit Katalysatormaterial gefüllten Konverter alle im Probengas enthaltenen Kohlenwasserstoffe bis auf Methan zu CO₂ verbrannt werden. Die gerätespezifische

schen Responsefaktoren für Methan der verwendeten FID's wurden sowohl aus Kalibrierexperimenten als auch auf der Basis von Kalibrierdaten der routinemässig durchgeführten Kalibrierungen während der Messreihen berechnet. Dazu wurde der TOC-Kanal des FID's mit Propan bekannter Konzentration kalibriert und der Messwert notiert. Unmittelbar darauf wurde CH₄-Prüfgas aufgegeben und der Messwert festgehalten. Obige Gleichungen wurden auf jeden so erhaltenen Datensatz angewendet. Aus allen zur Verfügung stehenden Datensätzen wurde anschließend ein Mittelwert für den Responsefaktor gebildet.

Für den eingesetzten FID der Fa. J.U.M Engineering (Model 104 A) in Messreihe 2 ergab sich ein kohlenstoffbezogener Responsefaktor f_{c,CH_4} von 1,03 für CH₄. Der FID APHA 300 E der Fa. Horiba in Messreihe 1 wies dagegen einen deutlich höheren kohlenstoffbezogenen Responsefaktor $f_{c,CH_4} = 1,25$ für CH₄ auf.

Die Konzentration an Nicht-Methankohlenwasserstoffen c_{NMTOC} im Abgas berechnet sich aus der Differenz der gemessenen Konzentration an Gesamtkohlenwasserstoffen c_{TOC} und der gemessenen Methankonzentration c_{CH_4} unter Berücksichtigung des gerätespezifischen Responsefaktors (7.1):

$$c_{NMTOC} = c_{TOC} - \frac{M_C}{M_{CH_4}} * \frac{c_{CH_4}}{f_{c,CH_4}} \quad (7.3)$$

mit: c_{NMTOC} Kohlenstoffkonzentration für Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe in mgC/m³
 c_{TOC} Kohlenstoffkonzentration für Gesamtkohlenwasserstoffe in mgC/m³
 M_C molare Masse von Kohlenstoff ($M_C = 12,01$ g/mol)
 M_{CH_4} molare Masse von Methan ($M_{CH_4} = 16,01$ g/mol)
 c_{CH_4} Konzentration von Methan in mg/m³
 f_{c,CH_4} kohlenstoffbezogener Responsefaktor für Methan aus (7.1)

7.1.4.3 Messung des Verbrennungsluftvolumenstroms

Von zentraler Bedeutung für die quantitative Ermittlung der Start-Stopp-Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen ist die Bestimmung des Abgasvolumenstroms. Beim Brennerstart steigen nach der Brennstofffreigabe und dem Zünden der Flamme die Konzentrationen der im Abgas enthaltenen Komponenten stark an. Während des gesamten Startvorganges ist die Zusammensetzung des Abgases somit einer zeitlichen Änderung unterworfen, so dass man diesen Zustand auch als instationär bezeichnet. Erst nach vollständiger Ausbildung der Flamme sind die noch verbleibenden Änderungen in der Abgaszusammensetzung um einen Mittelwert als gering anzusehen. Die in Frage kommenden Verfahren zur Messung des Abgasvolumenstroms, wie z.B. Blenden oder Düsen, haben alle den gemeinsamen Nachteil, dass sie von der Dichte und Temperatur des zu messenden Gases abhängig sind (Dubbel, 1981). Damit die Abgasdichte während des Startvorganges mit einer ausreichenden Genauigkeit berechnet werden kann, müssen die Konzentrationen und die Temperatur im Abgas in hoher zeitlicher Auflösung bekannt sein. Dies würde sehr hohe Anforderungen an die Messung stellen, und wäre in der Praxis nur mit einem erheblichen Aufwand realisierbar.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen wurde deshalb ein anderer Ansatz zur Ermittlung des Abgasvolumenstromes gewählt. Wie später noch gezeigt wird, kann aus dem gemess-

senen Verbrennungsluftvolumenstrom während des Brennerstarts zu jedem Zeitpunkt der Abgasvolumenstrom berechnet werden. Der Vorteil dieser Methode liegt darin, dass die zu erfassenden Größen Verbrennungsluftvolumenstrom, Umgebungsdruck und Umgebungstemperatur exakt bestimmt werden können. Die Ermittlung des Verbrennungsluftvolumenstroms erfolgte mittels Messung der Druckdifferenzen an einem zuvor kalibrierten Venturirohr (**Bild 7.5**).

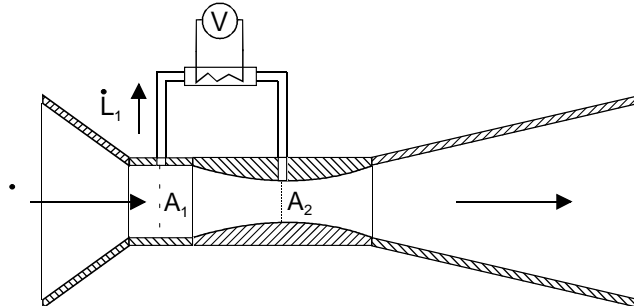


Bild 7.5: Schnittbild der eingesetzten Messdüsen zur Verbrennungsluftmessung

In Folge der Strömungsgeschwindigkeit des Luftvolumenstroms \dot{L} stellt sich zwischen den Querschnitten A_1 und A_2 in der Messdüse eine Druckdifferenz ein. Diese Druckdifferenz wird indirekt über die Messung eines Teilluftstroms \dot{L}_1 in einem Bypasskanal mittels eines Hitzdrahtes als Spannungssignal gemessen. Mit Hilfe einer Kalibrierkurve kann dieses Spannungssignal dem eigentlich zu messenden Verbrennungsluftvolumenstrom zugeordnet werden (**Bild 7.6**). Eingesetzt wurden zwei baugleiche Messdüsen. Als Spannungssignal liefern beide Messdüsen eine Gleichspannung. Der Zusammenhang zwischen gemessenem Spannungssignal und Normvolumenstrom ist nicht linear (s. Bild 7.6). Die Abhängigkeit des Normvolumenstroms vom Spannungssignal wurde deshalb mit einem Polynom 6. Ordnung angenähert. Für beide Messdüsen errechnete sich damit ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0,9996$.

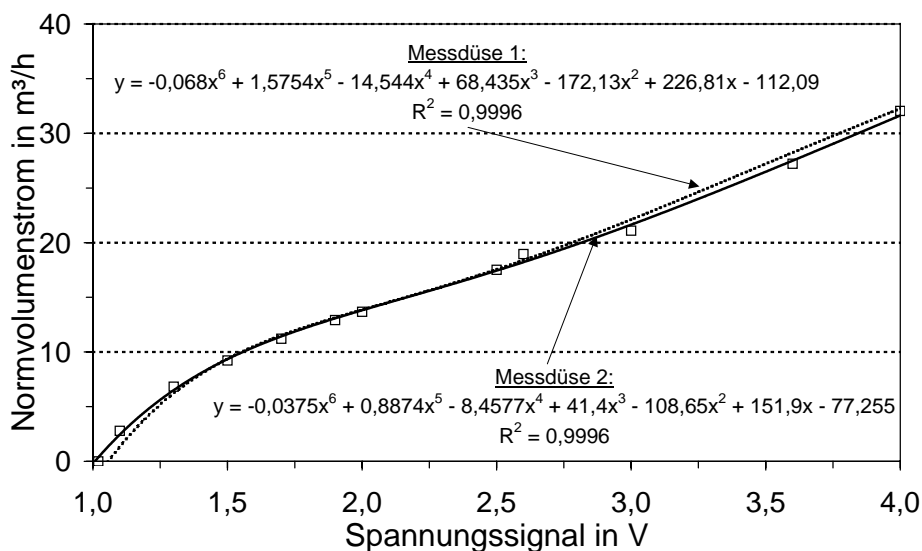


Bild 7.6: Kalibrierkurven der beiden eingesetzten Messdüsen zur Messung des Verbrennungsluftvolumenstromes

7.2 Versuchssystematik und Versuchsdurchführung

7.2.1 Versuchssystematik

7.2.1.1 Auswahl der Heizgeräte - Messreihe 1

Um den Umfang der Untersuchungen in Messreihe 1 (stationärer Dauerbetrieb) in einem zeitlich vertretbaren Rahmen zu halten, mussten sich die zu untersuchenden Heizgeräte auf eine repräsentative Auswahl von Öl- und Gasfeuerungen mit einer Feuerungswärmeleistung < 50 kW beschränken. Die zu untersuchenden Heizgeräte sollten dabei das breite Spektrum der installierten Feuerungsanlagen zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung der letzten 30 Jahre abdecken.

Im Rahmen der Auswahl der zu untersuchenden Heizgeräte wurde vor Beginn der Messreihe 1 eine umfangreiche Analyse der Bestandsstruktur von Öl- und Gasfeuerungen für das Jahr 1991 unternommen. Herangezogen wurden hierzu Daten zu installierten Öl- und Gasfeuerungen aus den jährlich wiederkehrenden Abgasverlustmessungen nach 1. BImSchV in einem Kehrbezirk in Baden-Württemberg, die freundlicherweise vom Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks (LIV) zur Verfügung gestellt wurden. Der Kehrbezirk wurde vom Landesinnungsverband so ausgewählt, dass er im Hinblick auf die Zusammensetzung des Bestandes an Öl- und Gasfeuerungen als vergleichbar mit der Struktur in den alten Bundesländern gelten konnte.

Alle installierten Feuerungsanlagen wurden in einem ersten Schritt anhand von Stichworten wie z.B. Hersteller, Typ, Baujahr, Nennwärmeleistung oder Art des verwendeten Brennstoffes klassifiziert und fehlende Angaben ergänzt. Identische Geräte wurden in Baureihen, Leistungsbereiche oder Herstellungszeiträume zusammengefasst. Anschließend wurden die vollständigen Kessel- und Brennerdaten einer weiteren Auswertung unterzogen. Dabei wurde eine Aufteilung nach charakteristischen Merkmalen (z.B. Kesselmaterial, Zündung, Ölvorwärmung), die einen wesentlichen Einfluss auf das Betriebs- und Emissionsverhalten haben könnten, vorgenommen (**Tabelle F.3** in **Anhang F**). Die Häufigkeit eines charakteristischen Merkmals war unter anderem ein Kriterium für die Aufnahme eines Heizgeräts in das Untersuchungsprogramm.

In **Tabelle 7.2** sind die für die Untersuchungen ausgewählten Ölfeuerungen mit der Angabe des Baujahres von Brenner bzw. Heizkessel sowie der eingestellten Feuerungswärmeleistung zusammengestellt. In das Untersuchungsprogramm wurden neben Heizgeräten, die den Stand der Technik Mitte der 90er Jahre repräsentierten - im weiteren als "Neugeräte" bezeichnet - auch Heizgeräte aufgenommen, die nicht mehr am Markt erhältlich waren und bei denen aufgrund ihres Baujahres für wesentliche Komponenten der Heizgeräte die zu erwartende Nutzungsdauer schon weitgehend erschöpft war. Diese sog. "Altgeräte" waren Heizgeräte mit Baujahren vor 1988.

Tabelle 7.2: In Messreihe untersuchte Ölfeuerungen mit dem Baujahr von Kessel/Brenner, der eingestellten Feuerungswärmeleistung und Bezeichnung

Ölfeuerungen	Bezeichnung in der Arbeit	Baujahr (Kessel/Brenner)	FWL	Bez.
Altgeräte				
Ölverdampfer (als Kachelofen-Heizeinsatz)	Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	1970	8,3	ÖA1
Ölspezialkessel mit Ölzerstäubungsbrenner ("Gelbbrenner")		1970/1981	25,6	ÖA2
Wechselbrandkessel mit Ölzerstäubungsbrenner ("Gelbbrenner")	Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	1968/1983	19,4	ÖA3
Umstellbrandkessel mit Ölzerstäubungsbrenner ("Gelbbrenner")		1971/1983	20,8	ÖA4
Neugeräte				
Ölverdampfer mit Luftventilator (als Kachelofen-Heizeinsatz)	Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	1993	9,0	ÖN1
Gusskessel mit Ölzerstäubungsbrenner ("Gelbbrenner")	Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	1994/1994	20,2	ÖN2
Stahlkessel mit Ölzerstäubungsbrenner ("Blaubrenner") als Unit		1994	20,1	ÖN3

FWL Feuerungswärmeleistung Bez. Bezeichnung

Dem hohen Bestand an Altgeräten im Bereich der Heizkessel (mehr als 45 - 50 % der installierten Heizkessel im untersuchten Kehrbezirk mit einer Nennwärmeleistung < 25 kW waren zum Zeitpunkt der Auswahl der Geräte älter als 13 Jahre) wurde durch die Auswahl von drei typischen Vertreter dieser Zeit, Ölspezialheizkessel, Wechselbrandkessel und Umstellbrandkessel Rechnung getragen. Die Kombination dieser Heizkessel mit deutlich "jüngeren" Ölbrennern entspricht dem vorgefundenen Anlagenbestand dieser Altgeräte im Kehrbezirk.

Gasbrenner ohne Gebläse sind in der Summe die am häufigsten installierten Heizgeräte bei der Nutzung von gasförmigen Brennstoffen für die Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme. Die sehr große Typenvielfalt dieser Heizgeräte mit unterschiedlichsten Bauarten (wandhängend, bodenstehend), Wärmetauschermaterialien (Edelstahl, Kupfer etc.) und Brenneraufbau (atmosphärisch, gebläseunterstützt, mit Abgasventilator, Stabbrenner oder Flächenbrenner) macht in diesem Bereich eine Auswahl besonders schwierig.

Gasbrenner mit Gebläse haben in Deutschland im unteren Leistungsbereich bis rund 70 kW nur einen geringen Anteil am Anlagenbestand von wenigen Prozent. Ihrer Bedeutung am Anlagenbestand entsprechend sollte eine typische Brennerkonstruktion näher untersucht werden. Für die Untersuchungen im Bereich der Gasfeuerungen wurden als Vertreter für Altgeräte und für Neugeräte folgende Heizgeräte (**Tabelle 7.3**) ausgesucht.

Tabelle 7.3: In Messreihe 1 untersuchte Gasfeuerungen mit dem Baujahr von Kessel/Brenner, der eingestellten Feuerungswärmeleistung und Bezeichnung

Gasfeuerungen	Bezeichnung in der Arbeit	Baujahr (Kessel/Brenner)	FWL kW	Bez.
Altgeräte				
Gaseinzelofen	Raumheizer (und Heizeinsätze für Kachelöfen)	1970	4,3	GA1
Durchlauferhitzer	Durchlaufwasserheizer	1970	23,3	GA2
atmosphärischer Gaskessel	Gasbrenner ohne Gebläse (Heizkessel)	1972	36,6	GA3
Neugeräte				
Gaseinzelofen mit NO _x -Minderung (Wärmeleitstäbe aus Keramik)	Raumheizer (und Heizeinsätze für Kachelöfen)	1993	6,2	GN1
Durchlauferhitzer	Durchlaufwasserheizer	1993	19,2	GN2
atm. Gaskessel mit NO _x -Minderung (Wärmeleitstäbe aus Keramik)	Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	1995	15,8	GN3
atm. Gaskessel mit Infrarotstrahlungsbr.		1994	19,0	GN4
Gusskessel mit Gasgebläsebrenner	Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	1994/1994	17,5	GN5
Gusskessel mit Gasgebläsebrenner und Keramikbrennkopf		1994/1994	19,9	GN6

FWL Feuerungswärmeleistung

Bez. Bezeichnung

Die ausgewählten Altgeräte vertreten den "klassischen" Gasbrenner ohne Gebläse mit einer oder mehreren, parallel nebeneinander liegenden Brennerreihen (Stabbrenner) mit teilvorge-mischter Flamme (als Injektorbrenner) und einer teilweise ständig brennenden Zündflamme. Bei Neugeräten werden zur Reduzierung der NO_x-Emissionen verschiedene Techniken eingesetzt (Joos, 1989; Schulz und Weber, 1992). Hierzu zählen unter anderem Wärmeleitstäbe aus Keramik im Flammenbereich oder die Verbrennung des Erdgases auf einer Oberfläche aus Keramik, Metall oder Fibermetall. Zu dieser neuen Generation der Gas-Spezialheizkessel gehört der atm. Gaskessel mit Infrarotstrahlungsbrenner (GN4), bei dem die Brenneroberfläche in Form einer Halbkugel aus einem sehr feinmaschigen Edelstahlnetz ausgeführt ist. Infolge der starken Wärmeabstrahlung im infraroten Bereich und der geringen thermischen Belastung an der Brenneroberfläche liegt die Temperatur in der Flamme deutlich niedriger als bei anderen Brennern.

Eine vergleichbare Konstruktion weist der Gasbrenner mit Gebläse (GN6) auf, bei dem die Flamme mit einem hohen Infrarotstrahlungsanteil auf einer porösen, zylindrischen Keramikoberfläche brennt. Mit dieser Konstruktion werden lt. Herstellerangabe günstige Emissionswerte erreicht. Ob durch die niedrigeren Temperaturen in der Flamme eine Zunahme der N₂O- und CH₄-Emissionen zu beobachten ist, soll durch die Aufnahme dieser beiden Brennerkonstruktionen in das Untersuchungsprogramm geklärt werden.

7.2.1.2 Auswahl der Heizgeräte - Messreihe 2

Zur Beurteilung des Emissionsverhaltens von Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb mit häufigen Start- und Stoppvorgängen der Brenner (Messreihe 2) wurden insgesamt 16 Öl- und Gasfeuerungen im Rahmen einer Auswertung von Herstellerunterlagen ausgewählt. Hierbei handelte es sich um drei unterschiedliche Heizkessel, die mit sieben Öl- und einem Gasgebläsebrenner kombiniert wurden, je zwei Gasgeräten der Bauarten Brennwert-Heizkessel, Spezialheizkessel und Umlaufwasserheizer und einem Vorratswasserheizer. Die untersuchten Heizgeräte entsprachen dem Stand der Heizungstechnik, wie er sich Ende 1996 darstellte. Berücksichtigt wurden ausschließlich Heizgeräte, die eine weite Verbreitung am Markt fanden. Sie geben hiermit einen repräsentativen Querschnitt durch die gesamte Verbrennungstechnik. In **Tabelle 7.4** sind die untersuchten Ölfeuerungen und in **Tabelle 7.5** Gasfeuerungen mit einigen charakteristischen Merkmalen, der Feuerungswärmeleistung und der verwendeten Bezeichnung sowie die Einordnung in die Gerätebauarten aufgeführt.

Tabelle 7.4: In Messreihe 2 untersuchte Ölfeuerungen mit der eingestellten Feuerungswärmeleistung und Bezeichnung

Heizkessel	Brenner	Bezeichnung in der Arbeit	FWL <i>kW</i>	Bez. -
Heizkessel 1 mit Brennkammereinsatz	Ölbrenner 1 (Unit-Brenner) mit Stauscheibe	Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	23,4	H1-B1
	Ölbrenner 2 mit Brennerrohr und spezieller Öldüse ¹⁾		22,2	H1-B2
	Ölbrenner 3 mit Stauscheibe und Öldüsen-Schnellabschlußventil		23,1	H1-B3
	Ölbrenner 4 mit Stauscheibe		23,0	H1-B4
Heizkessel 2 mit Brennkammereinsatz	Ölbrenner 5 (Unit-Brenner) mit Stauscheibe und Öldüsen-Schnellabschlußventil		23,6	H2-B5
Heizkessel 3	Ölbrenner 6 (Unit-Brenner) mit Brennerrohr		22,7	H3-B6
	Ölbrenner 3 mit Stauscheibe und Öldüsen-Schnellabschlußventil		23,1	H3-B3
	Ölbrenner 7 mit Brennerrohr		23,0	H3-B7

FWL Feuerungswärmeleistung

Bez. Bezeichnung

¹⁾ Öldüse mit integriertem Ventil zur Verhinderung von Ölaustritt vor dem Zünd- bzw. nach dem Stoppvorgang

Tabelle 7.5: In Messreihe 2 untersuchte Gasfeuerungen mit der eingestellten Feuerungswärmeleistung und Bezeichnung

Heizkessel	Brenner	Bezeichnung in der Arbeit	FWL	Bez.
		-	<i>kW</i>	-
Heizkessel 1 mit Brennkammer	Gasgebläsebrenner mit Stauscheibe	Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	21,2	H1-G1
Brennwert-Heizkessel 1	Flächenbrenner (gebläseunterstützt, vollständig vorgemischt)	Brennwertgerät	19,3	G2
Brennwert-Heizkessel 2 für raumluftunabhängigen Betrieb	Flächenbrenner (gebläseunterstützt, vollständig vorgemischt, 2stufig)		9,6/19,6	G3
Spezialheizkessel 1	Stabbrenner mit Wärmeleitstäben (2stufig)	Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	8,1/14,4	G4
Spezialheizkessel 2	Stabbrenner (vollständig vorgemischt)		18,5	G5
Vorratswasserheizer	Flächenbrenner (teilvorgemischt)	Vorratswasserheizer	7,1	G6
Umlaufwasserheizer 1 für raumluftunabhängigen Betrieb	Flächenbrenner (gebläseunterstützt, vollständig vorgemischt, 2stufig)	Kombi-wasserheizer	21,4/ 24,5	G7
Umlaufwasserheizer 2	Flächenbrenner (vollständig vorgemischt, 2stufig)	Durchlauf-wasserheizer	11,8/ 17,5	G8

FWL Feuerungswärmeleistung Bez. Bezeichnung

Flächenbrenner: Als Flächenbrenner werden alle Brennerkonstruktionen zusammengefasst, bei denen die Verbrennung des Erdgases in einem Flamment Teppich erfolgt, unabhängig von der Flammenhöhe, der Anzahl der Einzelflammen oder der Art der Wärmeübertragung

7.2.1.3 Verfeuerte Brennstoffe

Die Brennstoffversorgung der Ölfeuerungen erfolgte aus 200 l Fassgebinden. Das verwendete Heizöl EL wurde direkt vom Produzenten (Deutsche Shell AG, Hamburg) bezogen. Die Qualität entsprach den Anforderungen nach DIN 51 603 Teil 1 (1988). In **Tabelle B.1** in **Anhang B** sind die vom Hersteller ermittelten Elementaranalysen und die daraus berechneten verbrennungstechnischen Kenndaten der in Messreihe 1 und 2 verwendeten Heizöle zusammengestellt.

Das für die Versuche benötigte Erdgas wurde aus dem öffentlichen Leitungsnetz der Neckarwerke Stuttgart AG (NWS) entnommen. Die Zusammensetzung des Erdgases (z.B. Anteil an Methan) ist sehr stark von der Lagerstätte abhängig, aus welcher es gefördert wird. In **Tabelle B.2** in **Anhang B** ist die mittlere Zusammensetzung der in den Messreihen 1 und 2 verfeuerten Erdgase wiedergegeben, die aus den von der NWS durchgeführten Gasanalysen der einzelnen Versuchstage ermittelt wurde. Aus der mittleren Zusammensetzung wurden mit Hilfe einer Verbrennungsrechnung (**Anhang B**) die verbrennungstechnischen Kenndaten berechnet (**Tabelle B.2** in **Anhang B**).

7.2.1.4 Durchführung der Versuche

Die Heizgeräte wurden entsprechend den Montagerichtlinien der Hersteller zusammengebaut und auf dem Versuchsstand in Betrieb genommen. Gebrauchte Altgeräte wurden vor der Inbetriebnahme einer eingehenden Inspektion im Hinblick auf ihre Funktionstüchtigkeit und einer gründlichen Reinigung unterzogen. Defekte oder fehlende Teile, wie z.B. Dichtungen an den Brennertüren, Glührohreinsätze etc, wurden erneuert oder ergänzt. Nach Inbetriebnahme wurden alle Geräte entsprechend den Herstellerangaben eingestellt. Konnten die geforderten Einstellwerte nicht erreicht werden, wurde der Werkskundendienst der Hersteller mit der Einstellung beauftragt.

Die durchgeführten Einstellarbeiten an den Heizgeräten umfassten:

- Überprüfung der Nennwärmeleistung durch Messung der Brennstoffmenge,
- Ermittlung des CO₂-Gehaltes im Abgas und der Luftüberschusszahl,
- Vergleich der gemessenen CO-Konzentration mit Herstellerangaben, ansonsten erfolgte die Einstellung der Geräte auf die minimalste CO-Konzentration im Abgas in Verbindung mit einem möglichst hohen CO₂-Gehalt,

sowie

- Einstellung der Vor- und Rücklauftemperaturen,
- Einstellung des Unterdrucks in der Probenahmestrecke auf geforderten Wert.

Die Einstellarbeiten wurden erst nach einer Brennerlaufzeit von mehr als 3 Stunden bei maximaler Feuerungswärmeleistung vorgenommen, so dass bei neuen Geräten in den Brennern oder im Wärmetauscher noch anhaftende Lackreste oder Korrosionsschutzmittel abdampften oder verbrannten und nicht als CO- oder TOC-Emission gemessen wurden.

Bei Feuerungsanlagen mit Wasser als Wärmeträgermedium wurde die anfallende Wärme in einen Kühlwasserkreislauf abgeführt. Über einen eingebauten Mischer konnte die Vor- und Rücklauftemperatur sowie die Temperaturdifferenz, entsprechend der üblichen Betriebsweise der Geräte (z.B. für Heizkessel 70 °C/55 °C oder 60 °C/45 °C), eingestellt werden.

Die Dauer der Versuche in **Messreihe 1** erstreckte sich über jeweils mindestens 24 Stunden. Die kontinuierliche Bestimmung der Konzentrationen an CO, N₂O, TOC und CH₄ erfolgte in drei über den Versuchszeitraum verteilten Abschnitten von jeweils ca. 45 min Dauer. Jeder Versuch wurde drei Mal durchgeführt.

In **Messreihe 2** wurden vor Beginn der Messungen im intermittierenden Betrieb einer Brenner-Kessel-Kombination die Emissionen im stationären Dauerbetrieb ohne Verbrennungsluftmessung ermittelt. Im Anschluss daran wurde die Messdüse zur Verbrennungsluftmessung angebracht und es wurde eine weitgehende Abdichtung der Heizgeräte vorgenommen. Durch diese Maßnahme wurde das Luftvolumen, welches durch die Verbrennungsluftmessung nicht erfasst werden konnte (Falschluff), auf ein Minimum reduziert. Danach wurden erneut die Emissionen im stationären Betrieb gemessen und mit den zuvor ermittelten Werten verglichen. Wurden keine wesentlichen Änderungen festgestellt (CO₂- bzw. CO-Gehalt im Abgas), so wurde mit dem eigentlichen Versuchsprogramm begonnen, ansonsten wurde die Einstellung korrigiert.

Um einen möglichst praxisnahen Betrieb der Heizgeräte zur Ermittlung des Emissionsverhaltens im intermittierenden Betrieb mit Start- und Stoppvorgängen zu erreichen, wurde in Anlehnung an die DIN 4702 Teil 8 (1990) eine Versuchsmatrix der einzustellenden relativen Kesselleistung und Kesselwasser- bzw. Vorlauftemperaturen festgelegt (**Tabelle 7.6**). Die darin vorkommende relative Kesselleistung Φ_K (in %) ist das Verhältnis der zeitlich gemittelten Kesselleistung \dot{Q}_K (in kW) eines Heizkessels zur Nennwärmeleistung \dot{Q}_N (in kW):

$$\Phi_K = \frac{\dot{Q}_K}{\dot{Q}_N} * 100 \% \quad (7.4).$$

Äquivalent hierzu ist die in dieser Arbeit verwendete Definition der relativen Kesselleistung aus dem Verhältnis der Brennerlaufzeit zur Länge eines Brennerzyklus (Brennerlaufzeit plus Brennerstillstandszeit).

Tabelle 7.6: Versuchsmatrix der Messreihe 2 (intermittierender Betrieb)

Versuchsmatrix für Heizkessel und Gas-Umlaufwasserheizer	mittlere Kesselwasser- bzw. Vorlauftemperatur		
	35 - 40 °C	50 - 55 °C	60 - 65 °C
	-	Kaltstart	-
relative Kesselleistung Φ_K (in %)	15 - 20 %	15 - 20 %	-
	-	40 - 45 %	-
	-	65 - 70 %	65 - 70 %
	-	100 %	-

Unter einem Kaltstart wurde ein Brennerstart verstanden, bei dem das gesamte System (Heizgerät und Vor-, Rück- und Kesselwassertemperatur) die Temperatur der Umgebung besaß.

Für Heizgeräte mit witterungsgeführter Regelung der Kesselwassertemperatur wurde durch ein Potentiometer der Regelung eine Außentemperatur aufgeprägt. Über die Neigung der Heizkennlinie stellte sich die gewünschte mittlere Kesselwassertemperatur ein. Die dazugehörige relative Kesselleistung ergab sich durch Einstellung einer dazu korrespondierenden Rücklauf-temperatur, die mit Hilfe eines in den Heizkreis eingebauten Mischers und durch Wahl eines geeigneten Kühlwasservolumenstromes festgelegt wurde. Für den zu untersuchenden Gas-Vorratswasserheizer wurde ein Zapfprogramm bei zwei unterschiedlichen Speicherwassertemperaturen (45 °C und 55 °C) festgelegt, wodurch sich relative Kesselleistungen von 55 bzw. 75 % ergaben. Die festgelegte Versuchsmatrix stellt den Idealfall für das Untersuchungsprogramm dar. Bei technischen Besonderheiten der Heizgeräte (z.B. Brennwert-Heizkessel) wurde diese entsprechend angepasst.

Nach den Einstellarbeiten wurde das jeweilige Heizgerät während des Versuchs sich selbst überlassen, so dass sich entsprechend der eingestellten relativen Kesselleistung die dazugehörige Brennerlauf- und -stillstandszeit unabhängig von manuellen Eingriffen einstellte. Die in der

Versuchsmatrix festgelegten relativen Kesselleistungen und mittleren Kesselwassertemperaturen wurden nacheinander eingestellt. Um eine gewisse statistische Absicherung der Messergebnisse zu gewährleisten, wurden mindestens 12 - 15 Brennerzyklen als Mindestanzahl festgelegt. Entsprechend der vorgegebenen relativen Kesselleistung und der Kesselwasser- bzw. Vorlauf-temperatur variierte die Versuchsdauer zwischen ca. 3 Std und bis zu einem Tag.

7.2.2 Versuchsauswertung

Die Auswertung der gewonnenen Messdaten aus den Versuchen im stationären Dauerbetrieb und im intermittierenden Betrieb wird im folgenden näher vorgestellt. Die Ermittlung der Emissionen in den Betriebsphasen Start und Stopp der Heizgeräte erfordert gegenüber dem stationären Dauerbetrieb zusätzliche Rechenschritte, die zusätzlich beschrieben werden.

7.2.2.1 Stationärer Betrieb

Die abgespeicherten Messwerte wurden zuerst mit Hilfe der festgehaltenen Kalibrierdaten aufgearbeitet. Im Falle des N_2O wurde die Signalbeeinflussung durch CO berücksichtigt und wieder auf CO_2 -haltiges Abgas bezogen. Aus den durchgeführten Bestimmungen (in der Regel drei Einzelbestimmungen) innerhalb eines Versuchs wurde ein arithmetischer Mittelwert der Konzentration einer Abgaskomponente für den Versuch gebildet. Die Konzentrationsmittelwerte der durchgeführten Versuche an einem Heizgerät (in der Regel drei Versuche) wurden zu einer Emissionskonzentration der Abgaskomponente zusammengefasst.

Die Bestimmung der Abgaskomponenten CO, N_2O und CH_4 erfolgte als Volumenkonzentration $c_{v,i}$ in ppm v/v. Im Rahmen der Aufarbeitung der Messdaten wurde die Volumenkonzentration $c_{v,i}$ in eine Massenkonzentrationen c_i (in mg/m^3) umgerechnet:

$$c_i = c_{v,i} * \frac{M_i}{V_{mn}} \quad (7.5)$$

mit: i Abgaskomponente
 c_i Massenkonzentration in mg/m^3
 $c_{v,i}$ Volumenkonzentration in ppm v/v
 M_i molare Masse ($M_{CO} = 28,01$ g/mol; $M_{N_2O} = 44,01$ g/mol und $M_{CH_4} = 16,04$ g/mol)
 V_{mn} molare Volumen ($V_{mn} = 22,4$ l/mol bei $T = 273$ K, $p = 1.013$ hPa)

Die Berechnung der Massenkonzentration für TOC und NMTOC wurde bereits im Kapitel 7.1.3 in Gleichung 7.2 beschrieben.

Damit eine Vergleichbarkeit der gemessenen Emissionswerte im stationären Dauerbetrieb der Heizgeräte untereinander gegeben ist, wurden diese entsprechend den Vorgaben aus DIN EN 267 (1996) auf ein definiert verdünntes Abgas mit einem Restsauerstoffgehalt von 3 Vol% O_2 im trockenen Abgas normiert. Die Umrechnung erfolgte nach der Gleichung (nach TA Luft, 1986):

$$c_{B,i} = \frac{21 - O_B}{21 - O_M} * c_i \quad (7.6)$$

- mit: i Abgaskomponente
 c_i Massenkonzentration in mg/m^3 oder mgC/m^3
 $c_{B,i}$ Massenkonzentration bezogen auf Restsauerstoffgehalt in mg/m^3 oder mgC/m^3
 O_M gemessener Sauerstoffgehalt im trockenen Abgas in Vol%
 O_B Restsauerstoffgehalt in Vol% in definiert verdünntem Abgas (hier 3 Vol% O_2)

Die Umrechnung der Massenkonzentrationen im **trockenen Abgas** auf die emittierte Masse der Abgaskomponenten N_2O und CO bezogen auf die eingesetzte Energie in kg/TJ wurde wie folgt vorgenommen:

$$c_{E,i} = \frac{V_{j,Atr,min} + (\lambda_{j,3\%} - 1) * L_{j,tr,min}}{H_{u,j}} * c_B \quad (7.7)$$

- mit: i Abgaskomponente
 $c_{E,i}$ Emissionsfaktor in kg/TJ bzw. kgC/TJ
 $c_{B,i}$ Massenkonzentration bezogen auf Restsauerstoffgehalt in mg/m^3 bzw. mgC/m^3
 $H_{u,j}$ Heizwert des Brennstoffes j in $\text{MJ}/\text{kg}_{\text{Heizöl EL}}$ bzw. $\text{MJ}/\text{m}^3_{\text{Erdgas}}$
j Brennstoff j = Heizöl EL oder Erdgas
 $L_{j,tr,min}$ stöchiometrischer trockener Luftbedarf des Brennstoffes j in $\text{m}^3/\text{kg}_{\text{Heizöl EL}}$ bzw. $\text{m}^3/\text{m}^3_{\text{Erdgas}}$
 $V_{j,Atr,min}$ stöchiometrisches, trockenes Abgasvolumen des Brennstoffes j in $\text{m}^3/\text{kg}_{\text{Heizöl EL}}$ bzw. $\text{m}^3/\text{m}^3_{\text{Erdgas}}$
 $\lambda_{j,3\%}$ Luftüberschuss für den Brennstoff j bei 3 Vol% O_2 ($\lambda_{\text{Heizöl EL}} = 1,151$, $\lambda_{\text{Erdgas}} = 1,156$)

Für Abgaskomponenten, deren Konzentration im **feuchten Abgas** gemessen werden, wie z.B. TOC und CH_4 , muss zur Umrechnung das trockene Abgasvolumen $V_{j,Atr,min}$ durch das feuchte Abgasvolumen $V_{j,Af,min}$ ersetzt werden.

Die mittleren Konzentrationen von N_2O und CH_4 liegen derzeit in der Troposphäre (nach BMU, 1994) - bezogen auf trockene Luft - bei $\sim 0,31$ ppm v/v N_2O (= $0,61 \text{ mg}/\text{m}^3$) bzw. bei $\sim 1,75$ ppm v/v CH_4 (= $1,25 \text{ mg}/\text{m}^3$). Bei den durchgeführten Emissionsuntersuchungen wurden bei einigen Geräten im stationären Dauerbetrieb bei Nennwärmeleistung N_2O - bzw. CH_4 -Konzentrationen gemessen, die im Bereich dieser mittleren Umgebungskonzentrationen oder sogar darunter lagen. Eine Korrektur der gemessenen Konzentrationen im Abgas mit der mittleren Umgebungskonzentration wurde nicht vorgenommen.

7.2.2.2 Start-Stopp-Emissionen

In den folgenden Abschnitten wird die angewendete Methodik zur Quantifizierung der Start-Stopp-Emissionen beschrieben. Als erstes wird eine Definition der einzelnen Betriebszustände im intermittierenden Betrieb und die Definition der auftretenden Emissionen gegeben. Danach wird auf das Dämpfungsverhalten des Messaufbaus, bestehend aus Pumpe, Messgaskühler, Leitungen etc. und dessen Berücksichtigung in der Versuchsauswertung eingegangen. Den Abschluss bildet die Beschreibung der Berechnung des Abgasvolumenstroms mit dem gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom.

Definition der Betriebszustände

Eine Definition der Betriebszustände und der grundlegende Emissionsverlauf bei Öl- und Gasfeuerungen während eines Brennerzykluses (vom Start bis zum erneuten Start) ist in **Bild 7.7** am Beispiel eines Heizkessel mit Ölgebläsebrenner dargestellt.

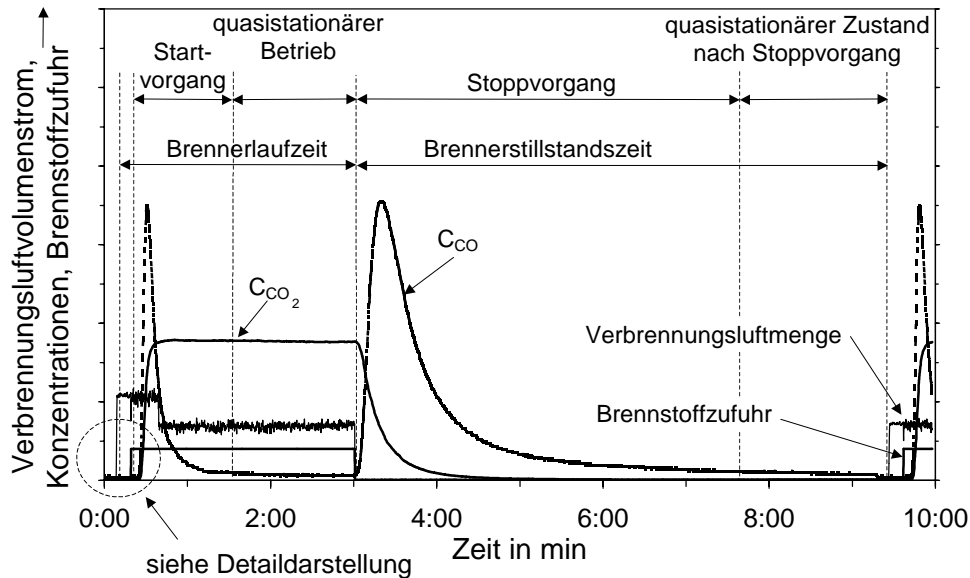


Bild 7.7: Definition der Betriebszustände und Verlauf der Konzentrationen während eines Brennerzykluses am Beispiel eines Heizkessels mit Ölgebläsebrenner

Startvorgang: Zeitraum zwischen dem Öffnen des Brennstoffventils (Brennstofffreigabe) und der unmittelbaren Zündung der Flamme bis zum Erreichen des quasistationären Betriebs,

Der Startvorgang in zeitlich hoher Auflösung ist in der Detaildarstellung (**Bild 7.8**) dargestellt. Innerhalb eines Brennerzyklus können mehrere Betriebszustände definiert werden, wobei diese teilweise fließend ineinander übergehen:

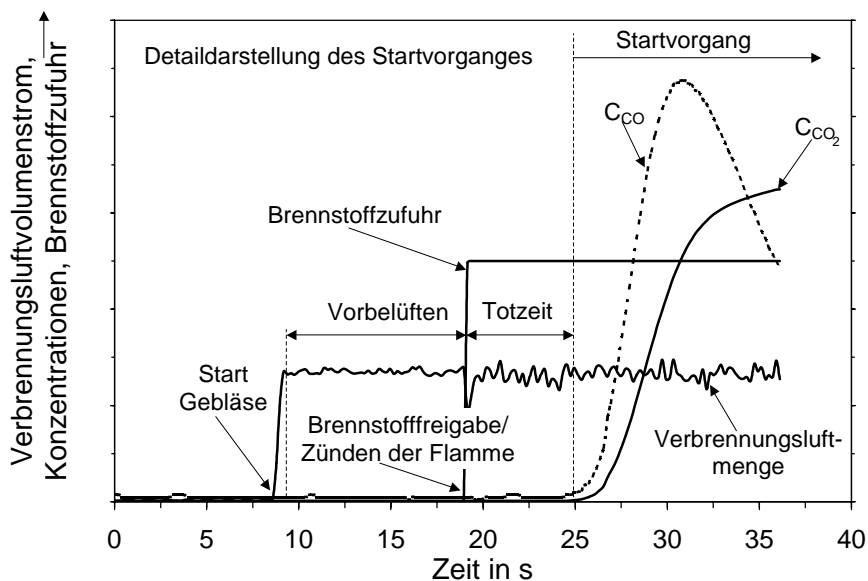


Bild 7.8: Detaildarstellung für einen Startvorgang in zeitlich hoher Auflösung

Ein Startvorgang gilt als beendet, wenn die gemessene Emissionskonzentration erstmals in den Bereich des quasistationären Betriebs eintritt (**Bild 7.9**).

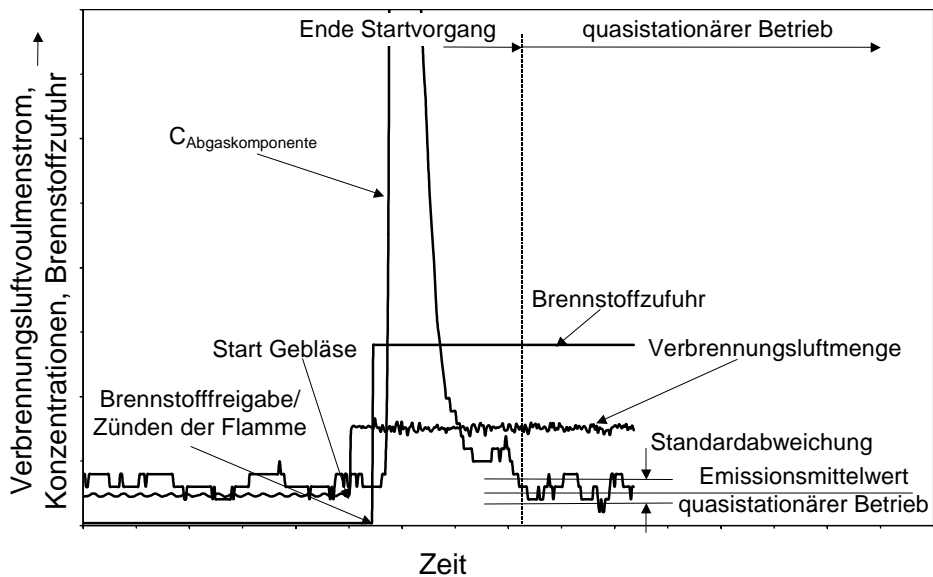


Bild 7.9: Definition für das Ende des Startvorgangs

quasistationärer Betrieb: nur noch geringfügige Änderungen der Emissionen und anderer Betriebsparameter (z.B. Abgastemperatur) um einen (Emissions-) Mittelwert.

Der Bereich des quasistationären Betriebs wird festgelegt durch den Emissionsmittelwert dieser Betriebsphase (berechnet als Mittelwert über den Zeitraum der letzten 10 % des Verbrennungsvorgangs vor dem Brennerstopp) und ist nach oben wie auch nach unten begrenzt durch die Standardabweichung dieses Mittelwertes (s. Bild 7.9). Zusätzlich muss die Bedingung erfüllt sein, dass nach dem festgelegten Ende des Startvorgangs die gemessene Emissionskonzentration den Bereich des quasistationären Betriebs nicht mehr verlässt. Ansonsten gilt der Startvorgang als noch nicht abgeschlossen.

Stoppvorgang: Zeitraum zwischen dem Schließen des Brennstoffventils und dem unmittelbaren Erlöschen der Flamme bis zum Erreichen der quasistationären Konzentration oder dem Beginn eines erneuten Startvorgangs.

Der Stoppvorgang gilt als beendet mit dem Erreichen der quasistationären Konzentration (berechnet als Mittelwert über den Zeitraum der letzten 10 % der Brennerstillstandszeit vor dem erneuten Brennerstart), vergleichbar zum Startvorgang. Der Einfluss der Umgebungskonzentration auf den Messwert wird nicht berücksichtigt. Die Festlegung der Dauer des Start- und Stoppvorgangs erfolgte für jede Abgaskomponente.

Einen Sonderfall in der Auswertung stellten Heizgeräte dar, bei denen die Emissionen während der Brennerlaufzeit keinen quasistationären Wert erreichten. In diesem Fall wurde der Emissionsmittelwert für den quasistationären Betrieb aus den gemessenen Konzentrationen im Zeitraum von 30 s vor dem Beginn des Stoppvorganges (Schließen des Brennstoffventils) definiert. Das Ende des Startvorganges wurde wiederum durch den Eintritt der Emissionskonzentration in

den quasistationären Bereich (Emissionsmittelwert für quasistationären Bereich plus der Standardabweichung für diesen Bereich) festgelegt.

Heizgeräte mit zweistufigem Brenner zeigten gegenüber einstufigen ein etwas anderes Startverhalten. Nach der Brennstofffreigabe startet der Brenner in der großen Leistungsstufe mit maximalen Brennstoffdurchsatz (Stufe 2), um dann nach einer kurzen Brenndauer von wenigen Sekunden in die kleinere Leistungsstufe (Stufe 1) zu wechseln. Während der Brenndauer in der großen Leistungsstufe wurde kein quasistationärer Betriebszustand erreicht, sondern erst im Betrieb mit kleiner Leistungsstufe. Der Emissionsmittelwert für den quasistationären Betrieb wurde mit den gemessenen Emissionskonzentrationen der Leistungsstufe 1 berechnet.

Dämpfungsverhalten und Korrektur der Messsignale

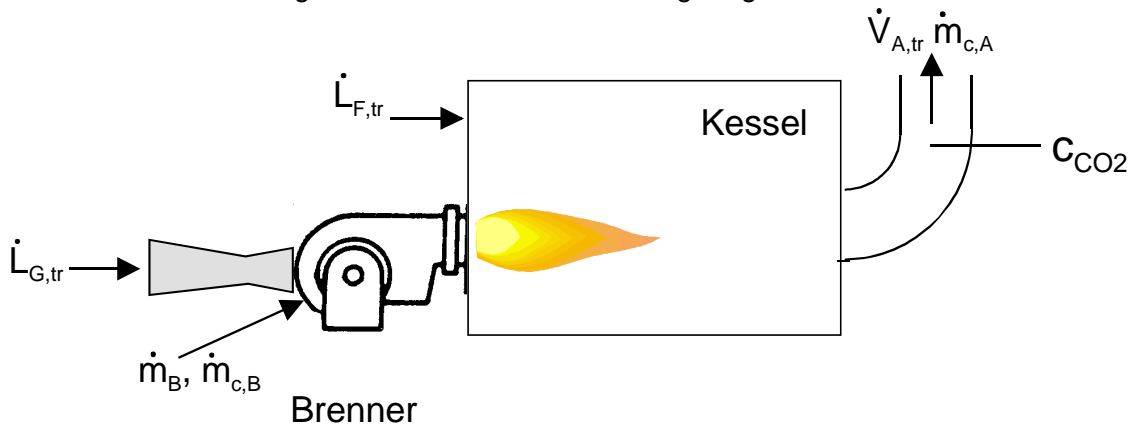
Die während des Startvorganges gebildeten Abgaskomponenten wurden von den eingesetzten Abgasanalysatoren nicht unmittelbar nach ihrer Entstehung (Zünden der Flamme) gemessen, sondern zeitlich verzögert. Da im Rahmen der Messungen unverzögerte Messsignale (z.B. Verbrennungsluftvolumenstrom) mit zeitlich verzögerten (z.B. Messung der Konzentrationen im Abgas) miteinander verrechnet wurden, musste der Zeitversatz der Messgrößen (Laufzeitverzögerung) bekannt sein. Unterschieden wurde hierbei zwischen der Laufzeitverzögerung durch das Heizgerät (z.B. Volumen des Feuerraums, Länge des Abgasweges), den Versuchsaufbau (z.B. Weg zwischen Probenahmestelle und Gasanalysatoren) und dem Verhalten der Gasanalysatoren bei einer sprunghaften Änderung der Konzentration. Die hierfür anzusetzenden Konstanten wurden experimentell für den Versuchsaufbau und die eingesetzten Gasanalysatoren ermittelt. Die Abweichungen zwischen tatsächlichem Konzentrationsverlauf an der Entstehungsstelle und gemessenem Konzentrationsverlauf wurden in der Versuchsauswertung mit Hilfe dieser Konstanten mathematisch korrigiert (Pfeiffer et al., 1999). Dazu wurde das Modell der dynamischen Konzentrationskorrektur verwendet (**Anhang F**), wie es in Grauer (1996 und 1999) beschrieben wird. Anschließend wurden noch die messgerätespezifischen Totzeiten in den gemessenen Konzentrationsverläufen berücksichtigt, so dass alle Konzentrationsverläufe zeitgleich am Punkt der Brennstofffreigabe beginnen.

Berechnung des Abgasvolumenstroms

Grundlage für die Ermittlung der Emissionen im intermittierenden Betrieb stellte die Verknüpfung der gemessenen Emissionskonzentrationen im Abgasvolumenstrom mit dem gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom dar. Der mit den Abgaskomponenten beladene Abgasvolumenstrom wurde rechnerisch bestimmt. Die Berechnung des Abgasvolumenstroms sei beispielhaft für eine Brenner-Kessel-Kombination, bestehend aus einem Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse und für das im trockenen Abgas gemessene CO, beschrieben. Werden die Abgaskomponenten im feuchten Abgas (CH₄, TOC) gemessen, so sind zusätzlich noch die Feuchtigkeit in der Verbrennungsluft und das Volumen des Wasserdampfs aus der Verbrennung bei der Berechnung des Abgasvolumenstroms zu berücksichtigen.

In **Bild 7.10** sind die wichtigsten Größen zur Berechnung des Abgasvolumenstroms definiert. Nicht berücksichtigt sind die CO₂-Konzentration der Umgebungsluft sowie die Volumenanteile

an CO, die unverbrannten Kohlenwasserstoffe (TOC) und Methan im Abgas, da die Konzentrationen dieser Stoffe im Vergleich zur CO₂-Konzentration gering sind.



$\dot{L}_{G,tr}$	gemessener, trockener Verbrennungsluftvolumenstrom in m ³ /h
$\dot{L}_{F,tr}$	trockener Falschluffvolumenstrom in m ³ /h
$\dot{V}_{A,tr}$	trockener Abgasvolumenstrom in m ³ /h
$\dot{m}_{c,A}$	Massenstrom an Kohlenstoff C durch CO ₂ im Abgas in kg/h
\dot{m}_B	Brennstoffmassenstrom in kg/h
$\dot{m}_{C,B}$	Massenstrom an Kohlenstoff C mit dem Brennstoff in kg/h
c_{CO_2}	gemessene CO ₂ -Konzentration im Abgas in Vol%

Bild 7.10: Definition der wichtigsten Größen in der Berechnung des Abgasvolumenstroms aus dem gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom

Der Abgasvolumenstrom wird zu jedem Zeitpunkt des Start- und Stoppvorgangs aus dem Verbrennungsluftvolumenstrom mit Hilfe zweier Faktoren berechnet, die wie folgt definiert sind. Im ersten Faktor, dem Falschlufffaktor K_{cL} , wird der Anteil des Falschluffvolumenstroms, der durch verbleibende Undichtigkeiten, wie Ritzen etc. in den Brenner eintritt, am gesamten, dem Brenner zugeführten Verbrennungsluftvolumenstrom berücksichtigt. Der Falschlufffaktor K_{cL} steht für das Verhältnis aus der Summe der zugeführten Luftvolumenströme, bestehend aus gemessenem Verbrennungsluftvolumenstrom $\dot{L}_{G,tr}$ und Falschluffvolumenstrom $\dot{L}_{F,tr}$, bezogen auf den gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom:

$$K_{cL} \approx \frac{\dot{L}_{G,tr} + \dot{L}_{F,tr}}{\dot{L}_{G,tr}} \quad (7.8)$$

mit:	K_{cL}	Falschlufffaktor
	$\dot{L}_{F,tr}$	trockener Falschluffvolumenstrom in m ³ /h
	$\dot{L}_{G,tr}$	gemessener, trockener Verbrennungsluftvolumenstrom in m ³ /h

Der zweite Faktor, Brennstofffaktor K_{cR} , beschreibt die Änderung des Volumenstroms durch Volumenabnahme während der Verbrennung, da der trockene Abgasvolumenstrom kleiner ist als der trockene Verbrennungsluftvolumenstrom (**Anhang B**). Der Brennstofffaktor K_{cR} wird aus einer Kohlenstoffbilanz ermittelt, in die das Verhältnis zwischen dem Massenstrom an Kohlen-

stoff, der mit dem Brennstoff zugeführt wird und dem Massenstrom an Kohlenstoff, der mit dem Abgas wieder abgeführt wird, eingeht:

$$K_{cR} \approx \frac{\dot{m}_{c,B}}{\dot{m}_{c,A}} \quad (7.9)$$

Die Ermittlung der Faktoren wurde für jede Brenner-Kessel-Kombination im stationären Dauerbetrieb durchgeführt. An hand mehrerer Messungen an einem Heizkessel konnte gezeigt werden, dass der Falschlufvolumenstrom proportional zum gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom ist. Somit kann der Falschluffaktor K_{cL} als konstant angesehen werden. Da sich das brennstoffspezifische Verhältnis von Verbrennungsluftvolumenstrom und Abgasvolumenstrom während der Verbrennung nicht ändert, ist der Brennstofffaktor K_{cR} ebenfalls konstant.

Unter Verwendung dieser beiden Faktoren kann der Abgasvolumenstrom $\dot{V}_{A,tr}$ aus dem gemessenen Verbrennungsluftvolumenstrom $\dot{L}_{G,tr}$ zu jedem Zeitpunkt nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$\dot{V}_{A,tr} = \dot{L}_{G,tr} * \frac{K_{cR}}{K_{cL}} \quad (7.10)$$

Definition und Berechnung der Emissionen

Die gesamte emittierte Masse E einer Abgaskomponente für den Brennerstart- bzw. -stopp berechnet sich aus dem Integral des Produktes Konzentrationsverlauf $c(t)$ mal Abgasvolumenstrom $\dot{V}_A(t)$ über den zuvor festgelegten Zeitraum des Start- bzw. Stoppvorgangs:

$$E = \int_{t_0}^{t_1} c(t) * \dot{V}_A(t) * dt \quad (7.11)$$

mit: E emittierte Masse einer Abgaskomponente in mg
 $c(t)$ Konzentrationsverlauf während des Start- bzw. Stoppvorgangs z.B. in mg/m^3
 $\dot{V}_A(t)$ Abgasvolumenstrom in m^3/h
 t_0 Zeitpunkt für den Beginn der Auswertung
 t_1 Zeitpunkt für das Ende der Auswertung

Als Mehrmission E_M (in mg_{Start}) wird die emittierte Masse einer Abgaskomponente definiert, die infolge eines Brennerstarts die Emission E_Q (in mg) im zeitgleichen hypothetischen quasistationären Betrieb des Brennerstarts überschreitet (**Bild 7.11**). Berechnet wird die Mehrmission aus der gesamten emittierten Masse der Abgaskomponente abzüglich der emittierten Masse im hypothetischen quasistationären Betriebszustand über die Zeit des Startvorgangs. Die Emission E_S (in mg_{Stopp}) für den Brennstopp errechnet sich durch Integration des Produktes aus dem Konzentrationsverlauf über den Zeitraum des Stoppvorgangs und dem Abgasvolumenstrom. Als Abgasvolumenstrom wird der Volumenstrom verwendet, der sich nach Abschalten des Brenners aufgrund des vorhandenen Unterdrucks im Abgasweg einstellt.

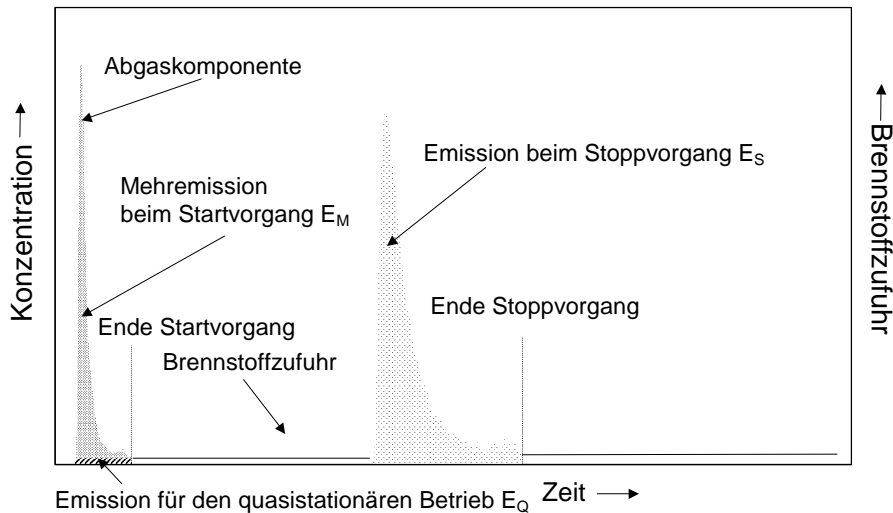


Bild 7.11: Definition der Emissionen beim Start- und Stoppvorgang

In der Vorbelüftungsphase der Brenner wurden keine nennenswerten Emissionen gemessen, da die Konzentrationen der Abgaskomponenten während der Brennerstillstandszeit weitestgehend auf das Niveau der Umgebungskonzentrationen abgeklungen waren. Vorstellbar in der Praxis sind Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen, bspw. durch Austritt von Heizöl aus der Brennerdüse nach dem Brennerstopp. Dies wurde an keinem der untersuchten Heizgeräte beobachtet. Die Emissionen der Vorbelüftungsphase wurden deshalb nicht berücksichtigt.

7.3 Ergebnisse der Untersuchungen

In den folgenden Abschnitten werden die im Rahmen der Messreihen 1 (stationärer Dauerbetrieb) und 2 (intermittierender Betrieb) der eigenen Untersuchungen ermittelten Emissionsfaktoren der untersuchten Öl- und Gasfeuerungen dargestellt.

7.3.1 Emissionen im stationären Dauerbetrieb

In **Bild 7.12** sind die Mittelwerte und Bandbreite, als Maximal- und Minimalwerte, der ermittelten Emissionsfaktoren für N_2O und CH_4 auf der Basis der durchgeführten Einzelbestimmungen (in der Regel jeweils 9) der Messreihe 1 für die untersuchten Ölfeuerungen 1 dargestellt.

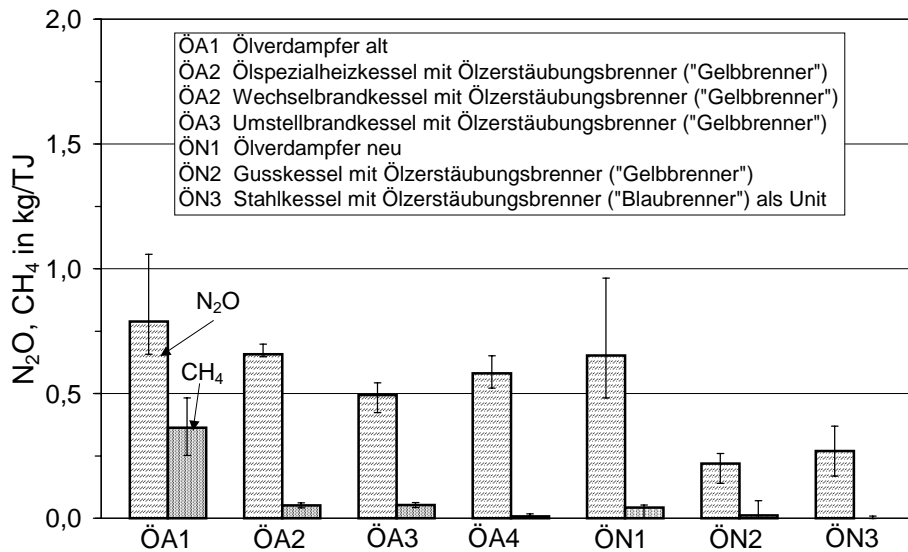


Bild 7.12: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für N₂O und CH₄ mit der Bandbreite der Minimal- und Maximalwerte für die untersuchten Ölfeuerungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1)

Aus Bild 7.12 kann entnommen werden, dass ältere Ölzerstäubungsbrenner (ÖA2 - ÖA4) tendenziell ein höheres Emissionsniveau bezüglich N₂O aufweisen als neuere. Die höchsten Emissionen an N₂O im Abgas der untersuchten Ölfeuerungen wurden beim Ölverdampfer alt mit rund 0,8 kg/TJ gemessen. Bei fast allen untersuchten Ölfeuerungen sind die Emissionen an CH₄ vernachlässigbar klein. Einzige Ausnahme hiervon ist wiederum der Ölverdampfer älterer Bauart mit einem Emissionsfaktor von 0,36 kg/TJ.

Die in Bild 7.12 angegebenen Bandbreiten für die Minimal- und Maximalwerte der Emissionsfaktoren sind hauptsächlich auf die Instabilität der Verbrennung während eines Versuchs zurückzuführen. Insbesondere die beiden untersuchten Ölverdampferbrenner (ÖA1 und ÖN2) neigten während des Versuchszeitraums zum Teil zu einem erheblichen "Abdriften" der Verbrennungswerte (z.B. CO- und CO₂-Gehalt im Abgas), sowohl oberhalb als auch unterhalb von den voreingestellten Werten. Ölzerstäubungsbrenner zeigten dagegen auch nach mehreren Stunden Betriebszeit nur geringfügige Abweichungen von den Einstellwerten.

Die **Tabelle 7.7** fasst noch einmal die Ergebnisse für den stationären Dauerbetrieb zusammen. Angegeben sind die Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO, N₂O, CH₄, TOC und NMTOC aus allen Versuchsreihen für die untersuchten Ölfeuerungen. Die Emissionsfaktoren an TOC und NMTOC sind als emittierte Masse an Kohlenstoff bezogen auf die eingesetzte Energie (in kgC/TJ) berechnet, wogegen die Emissionsfaktoren an CH₄ als Masse emittiertes Methan bezogen auf die eingesetzte Energie (in kg/TJ) angegeben ist. Die Emissionsfaktoren für NMTOC wurden als Differenz der TOC- und CH₄-Emissionsfaktoren unter Berücksichtigung des Responsefaktors für CH₄ berechnet (s. Kap. 7.1.4.2).

Tabelle 7.7: Messreihe 1: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO, N₂O, CH₄, TOC, NMTOC und der Feuerungswärmeleistung für die untersuchten Ölfeuerungen im stationären Dauerbetrieb

	Bez.	FWL	Baujahr	CO	N ₂ O	CH ₄	TOC	NMTOC
<i>Altgeräte</i>		<i>kW</i>	<i>Kessel/ Brenner</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>kgC/TJ</i>	<i>kgC/TJ</i>
Ölverdampfer (als Kachelofen-Heizeinsatz)	ÖA1	4,5 ¹⁾	1970	188	0,79	0,36	1,3	1,0
		8,3	1970	12	0,61	0,11	0,71	0,60
Ölspezialkessel mit Ölzerstäubungs-brenner ("Gelbbrenner")	ÖA2	25,6	1970/1981	41	0,66	0,05	1,7	1,7
Wechselbrandkessel mit Ölzerstäubungs-brenner ("Gelbbrenner")	ÖA3	19,4	1968/1983	12	0,49	0,05	0,92	0,88
Umstellbrandkessel mit Ölzerstäubungs-brenner ("Gelbbrenner")	ÖA4	20,8	1971/1983	15	0,58	0,01	0,51	0,50
<i>Neugeräte</i>								
Ölverdampfer mit Luftventilator (als Kachelofen-Heizeinsatz)	ÖN1	9,0	1993	4,7	0,65	0,04	0,31	0,28
Gusskessel mit Ölzerstäubungs-brenner ("Gelbbrenner")	ÖN2	20,2	1994/1994	4,4	0,22	0,01	0,21	0,21
Stahlkessel mit Ölzerstäubungs-brenner ("Blaubrenner") als Unit	ÖN3	20,1	1994/1994	4,4	0,27	0,00	0,40	0,40

FWL eingestellte Feuerungswärmeleistung

¹⁾ bei Teillast

Die Emissionsfaktoren für N₂O liegen in einem Bereich von 0,22 bis 0,81 kg/TJ. Eine Abhängigkeit zwischen der Brennerbauart (Gelbbrenner oder Blaubrenner) ist für die untersuchten neueren Heizgeräte nicht gegeben. Die Emissionsfaktoren für CH₄ bewegen sich, mit Ausnahme derer beim Ölverdampferbrenner älterer Bauart, bei allen untersuchten Ölfeuerungen im Bereich ≤ 0,05 kg/TJ. Die Emissionsfaktoren für unverbrannte Kohlenwasserstoffe (TOC) sind für die untersuchten Altgeräte deutlich höher als für die Neugeräte.

Beim untersuchten Ölverdampferbrenner älterer Bauart war der CO-Emissionsfaktor sehr stark von der eingestellten Feuerungswärmeleistung abhängig. Beim Betrieb im Bereich der maximalen Feuerungswärmeleistung (nach Herstellerangabe 9 kW) ergab sich ein CO-Emissionsfaktor von 12 kg/TJ, allerdings bei einer Russzahl von 6 - 7. Nach Einstellung des Ölverdampferbrenners auf eine entsprechend der 1. BImSchV maximal zulässige Russzahl < 3 wurde bei einer verringerten Feuerungswärmeleistung von 4,5 kW ein CO-Emissionswert von 188 kg/TJ gemessen. Die Unterschiede in der Höhe der Emissionen sind dadurch zu erklären, dass bei Einstellung auf große Feuerungswärmeleistung die Verbrennung bei hohen Temperaturen unter Luftmangel (Russzahl hoch, CO niedrig) und bei geringerer Feuerungswärmeleistung mit ausreichender Luftmenge allerdings bei niedrigeren Temperaturen (Russzahl niedrig, CO hoch) stattfindet. Vergleicht man dazu den Ölverdampferbrenner mit Luftventilator neuer Bauart, so liegt dessen CO-Emissionsfaktor mit 4,7 kg/TJ bei maximaler Feuerungswärmeleistung und einer Russzahl von 0 deutlich niedriger.

Für die untersuchten Gasfeuerungen im stationären Dauerbetrieb in Messreihe 1 sind die Mittelwerte und die Bandbreite der Emissionsfaktoren, als Maximal- und Minimalwerte, in **Bild 7.13** auf der Basis der durchgeführten Einzelbestimmungen (in der Regel jeweils 9) dargestellt.

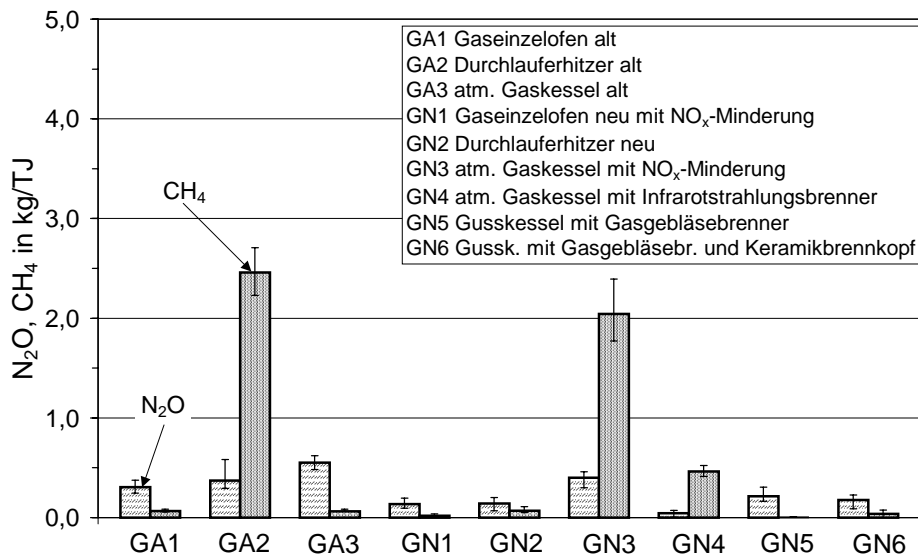


Bild 7.13: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für N₂O und CH₄ mit der Bandbreite der Minimal- und Maximalwerte für die untersuchten Gasfeuerungen im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1)

Für alle untersuchten Gasgeräte liegen die Emissionsfaktoren an N₂O auf einem sehr niedrigen Niveau. Unterschiede in der Höhe sind zwischen Altgeräten (GA1 - GA3) und Neugeräten (GN1 - GN6) kaum erkenntlich. Methan im Abgas fand sich in nennenswertem Umfang nur beim Durchlauferhitzer alt (GA2) und beim atmosphärischen Gaskessel mit NO_x-Minderung (GN3). Die Bandbreite zwischen Minimal- und Maximalwerten ist wie schon zuvor bei den Ölfeuerungen auf Schwankungen der eingestellten Verbrennungsparameter innerhalb und zwischen den Versuchsreihen zurückzuführen. Die Schwankungen sind aber nicht sehr groß. In **Tabelle 7.8** sind die Ergebnisse für den stationären Dauerbetrieb noch einmal zahlenmäßig zusammengestellt. Angegeben sind die Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO, N₂O, CH₄, TOC und NMTOC aus den durchgeführten Versuchsreihen für jedes Heizgerät. Die Emissionsfaktoren für NMTOC wurden als Differenz der TOC- und CH₄-Emissionsfaktoren berechnet.

Die ermittelten Emissionsfaktoren für CO weisen erhebliche Unterschiede auf, wobei keine unmittelbare Abhängigkeit zwischen dem Baujahr oder der Verbrennungstechnik und der Höhe der Emission zu erkennen ist. Die im Abgas der Gasgeräte gemessenen N₂O-Emissionsfaktoren bewegen sich in einem Bereich von 0,05 und 0,55 kg/TJ.

Die Emissionsfaktoren für CH₄ liegen im allgemeinen auf einem sehr niedrigen Niveau mit Werten ≤ 0,60 kgC/TJ. Die einzige Ausnahme hiervon sind der ältere Durchlauferhitzer (GA2) und der neue atm. Gaskessel mit NO_x-Minderung (GN3) mit einem CH₄-Emissionsfaktor größer ≥ 2,0 kgC/TJ. Bei diesen beiden Heizgeräten besteht die Emission an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) nahezu ausschließlich aus unverbranntem Methan, wogegen bei den restlichen untersuchten Heizgeräten dieser Anteil wesentlich geringer ist. In der Tendenz weisen

die Gasbrenner mit Gebläse geringere CH_4 -Anteile im Abgas auf als die Heizgeräte mit atmosphärischen Brennern.

Tabelle 7.8: Messreihe 1: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO , N_2O , CH_4 , TOC , NMTOC und der Feuerungswärmeleistung für die untersuchten Gasfeuerungen im stationären Dauerbetrieb

	Bez.	FWL	Baujahr	CO	N_2O	CH_4	TOC	NMTOC
<i>Altgeräte</i>	-	<i>kW</i>	<i>Kessel/ Brenner</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>kg/TJ</i>	<i>mgC/TJ</i>	<i>mgC/TJ</i>
Gaseinzelofen	GA1	4,3	1970	7,0	0,31	0,07	0,20	0,13
Durchlauferhitzer	GA2	23,3	1970	28	0,37	2,4	2,7	0,45
atm. Gaskessel	GA3	36,6	1972	9,1	0,55	0,06	0,40	0,32
<i>Neugeräte</i>								
Gaseinzelofen	GN1	6,2	1993	5,8	0,14	0,02	0,16	0,13
Durchlauferhitzer	GN2	19,2	1993	13	0,14	0,07	0,20	0,13
atm. Gaskessel mit NO_x -Minderung	GN3	15,8	1995	16	0,34	2,0	2,1	0,58
atm. Gaskessel mit Infrarotstrahlungsbrenner	GN4	19,0	1994	5,4	0,04	0,46	0,60	0,18
Gusskessel mit Gasgebläsebrenner	GN5	17,5	1994/1994	5,6	0,21	0,01	0,26	0,24
Gusskessel mit Gasgebläsebrenner und Keramikbrennkopf	GN6	19,9	1994/1994	5,4	0,18	0,04	0,22	0,18

FWL eingestellte Feuerungswärmeleistung

Abschließend kann festgehalten werden, dass Gasfeuerungen im Mittel halb soviel N_2O emittieren wie Ölfeuerungen. Ursache hierfür ist der nur in Spuren vorhandene Stickstoff im Erdgas, wodurch die Entstehung der beiden wichtigen Vorläufersubstanzen HCN und NH_3 für die Bildung von N_2O kaum stattfindet (s. Kapitel 3). Eine Abhängigkeit zwischen dem Baujahr der Heizgeräte bzw. der Verbrennungstechnik und der Höhe der N_2O -Emissionen kann nicht festgestellt werden. Auch Heizgeräte mit NO_x -Minderungstechnik emittieren nicht mehr N_2O als Heizgeräte ohne NO_x -Minderung.

Gasfeuerungen haben ein deutlich höheres Emissionsniveau bezüglich Methan als Ölfeuerungen. Auffallend ist der hohe CH_4 -Anteil im Abgas bei den neueren Heizgeräten mit atmosphärischen Brennern in Verbindung mit NO_x -Minderungstechniken. Möglicherweise wird hier das CH_4 in der generell kühleren Flamme nicht vollständig umgesetzt, oder es geht als Strahlen an der Flamme vorbei. Ein Einfluss auf die Emission an N_2O ist nicht festzustellen.

Vor den Messungen im intermittierenden Betrieb an den ausgewählten Heizgeräten der Messreihe 2 (s. Tabelle 7.4 und Tabelle 7.5) wurden ebenfalls die Emissionen dieser Heizgeräte im stationären Betrieb ermittelt. Diese Messungen dienen hauptsächlich dazu, die Einstellung der Brenner und die daraus resultierenden Konzentrationen an CO_2 und CO mit den Herstellerangaben zu vergleichen. Die Heizgeräte wurden dazu über einen längeren Zeitraum (> 2 Stunden) mit maximaler Feuerungswärmeleistung stationär betrieben. Die Kesselwassertemperatur wur-

de konstant gehalten. Nachdem das gesamte System sich im stationären Zustand befand (nur noch sehr geringfügige Änderungen im CO₂- und CO-Gehalt im Abgas) wurde ein Halbstundenmittelwert für die Konzentrationen im Abgas ermittelt. Für die untersuchten Ölfeuerungen sind die daraus berechneten Emissionsfaktoren für den stationären Betrieb in **Tabelle 7.9** dargestellt. Die Emissionsfaktoren für NMTOC wurden wieder als Differenz der TOC- und CH₄-Emissionsfaktoren berechnet.

Tabelle 7.9: Messreihe 2: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO, N₂O, CH₄, TOC, NMTOC für die untersuchten Ölfeuerungen im stationären Dauerbetrieb

Heizkessel	Brenner ¹⁾	Bez.	CO kg/TJ	CH ₄ kg/TJ	TOC kgC/TJ	NMTOC kgC/TJ
Heizkessel 1 mit Brennkammereinsatz (heiße Brennkammer)	Gebläsebrenner 1	H1-B1	< 0,33	< 0,40	< 0,56	< 0,27
	Gebläsebrenner 2	H1-B2	< 0,35	< 0,43	< 0,60	< 0,29
	Gebläsebrenner 3	H1-B3	< 0,34	< 0,41	< 0,58	< 0,28
	Gebläsebrenner 4	H1-B4	0,34	< 0,41	< 0,58	< 0,28
Heizkessel 2 mit Brennkammereinsatz (heiße Brennkammer)	Gebläsebrenner 5	H2-B5	1,2	< 0,42	< 0,59	< 0,29
Heizkessel 3 (kalte Brennkammer)	Gebläsebrenner 6	H3-B6	4,0	< 0,40	< 0,56	< 0,27
	Gebläsebrenner 3	H3-B3	5,4	< 0,41	< 0,57	< 0,26
	Gebläsebrenner 7	H3-B7	4,3	< 0,38	< 0,53	< 0,25

¹⁾ detaillierte Beschreibung siehe Tabelle 7.4

Anm.: bei Emissionsfaktoren mit dem Prefix < wurde zur Berechnung der Emissionsfaktoren die Unsicherheit am Nullpunkt eingesetzt. Die Unsicherheit am Nullpunkt wurde nach Glaser (2001) aus den Kalibrierdaten der Gasanalysatoren ermittelt. Sie betrug für CO 1,13 mg/m³, für TOC 1,74 mgC/m³ und für CH₄ 1,24 mg/m³

Die Emissionsfaktoren für den stationären Betrieb liegen für alle Abgaskomponenten auf einem sehr niedrigen Niveau. Die im Abgas gemessenen Konzentrationen lagen häufig unterhalb der Nachweisgrenze eingesetzten Gasanalysatoren. Deshalb wurde zur Berechnung der Emissionsfaktoren die Unsicherheit des Messwertes am Nullpunkt eingesetzt. Die Emissionsfaktoren für CO am Heizkessel mit heißer Brennkammer (H1) sind deutlich niedriger als am Heizkessel H3 mit kalter Brennkammer und H3. Insbesondere bei Brenner B3, der an beiden Heizkesseln vermessen wurde, tritt dieser Effekt deutlich zu Tage. Der Unterschied im Emissionsniveau lässt sich auf eine höhere Flammentemperatur in der heißen Brennkammer bei gleichzeitig längerer Verweilzeit der Verbrennungsgase in der dieser Brennkammer zurückführen.

Für die untersuchten Gasfeuerungen sind die ermittelten Emissionsfaktoren im stationären Dauerbetrieb der Messreihe 2 in **Tabelle 7.10** wiedergegeben. Die Emissionsfaktoren für NMTOC wurden wieder als Differenz der TOC- und CH₄-Emissionsfaktoren unter Berücksichtigung des Responsefaktors für CH₄ berechnet.

Tabelle 7.10: Messreihe 2: Mittelwerte der Emissionsfaktoren für CO, N₂O, CH₄, TOC, NMTOC für die untersuchten Gasfeuerungen im stationären Dauerbetrieb

Heizkessel	Brenner		Bez.	CO kg/TJ	CH ₄ kg/TJ	TOC kgC/TJ	NMTOC kgC/TJ
	Bezeichnung	Bauart					
Heizkessel 1 mit Brennkammereinsatz	Gasgebläse-brenner		H1-G1	2,2	0,42	0,59	0,28
Brennwert-Heizkessel 1	Flächenbrenner	vollständig vorge-mischer Brenner	G2	0,43	0,49	0,68	0,33
Brennwert-Heizkessel 2	Flächenbrenner		G3	3,9	2,6	2,0	0,10
Umlaufwasserheizer 1 ¹⁾	Flächenbrenner		G7	14	0,89	0,99	0,34
Umlaufwasserheizer 2 ¹⁾	Flächenbrenner		G8	6,5	0,45	0,99	0,66
Spezialheizkessel 1 ¹⁾	Stabbrenner mit Wärmeleitstäben	teilverge-mischer Brenner	G4	9,3	0,44	0,73	0,41
Spezialheizkessel 2	Stabbrenner		G5	0,21	0,53	0,74	0,36
Vorratswasserheizer	Flächenbrenner ²⁾		G6	0,48	0,64	0,90	0,44

¹⁾ bei 2-stufigen Brennern sind die Emissionswerte im stationären Betrieb bei der größten Feuerungs-wärmeleistung angeführt

²⁾ ermittelt aus den Werten des quasistationären Betriebs bei 80 % relativer Kesselleistung

Die Bandbreite der ermittelten Emissionsfaktoren zwischen den verschiedenen Heizgeräten ist für jede der untersuchten Abgaskomponenten erheblich. Kennzeichnend ist, dass die Zuordnung eines Emissionsniveaus zu einer spezifischen Brennerbauart nicht möglich ist. Sowohl teilvorgemischte als auch vollständig vorgemischte Brenner weisen sowohl hohe als auch niedrige Emissionsfaktoren für CO und CH₄ auf. Als Ursache für die vergleichsweise hohen CO-Emissionen einzelner Gasgeräte kommt in Betracht, dass diese Geräte häufig hinsichtlich niedriger NO_x-Emissionen mit entsprechenden Minderungstechniken (z.B. Wärmeleitstäbe im Bereich der Flammenspitzen, Flächenbrenner mit vollständiger Vormischung von Erdgas und Verbrennungsluft) optimiert sind (Pfeiffer et al., 2000a). Die meisten der hier untersuchten Gasfeuerungen (außer Heizgerät G6) führen das Umweltzeichen „Blauer Engel“.

Methan wird von den untersuchten Gasfeuerungen in unterschiedlichem Maße emittiert. Bei einigen Heizgeräten (H1-G1, G3, G5, G7) besteht die Emission an TOC fast vollständig aus unverbranntem CH₄, wogegen der Anteil bei anderen Heizgeräten eher gering ist (G2, G4, G8).

7.3.2 Emissionen im intermittierenden Betrieb

Im folgenden werden die ermittelten Emissionen im intermittierenden Betrieb der untersuchten Öl- und Gasfeuerungen in Messreihe 2 für die gemessenen Abgaskomponenten CO, CH₄ und Gesamtkohlenwasserstoffe (TOC) bei den Betriebsphasen Start und Stopp und der relativen Kesselleistung vorgestellt. Die Emission der Nicht-Methankohlenwasserstoffe (NMTOC) wurde aus der Differenz Gesamtkohlenwasserstoffe (TOC) und des Methans (CH₄) berechnet. Die Ergebnisse für NMTOC werden daher nicht dargestellt.

Die Emissionen während der Startphase werden als Mehremission in mg/Start (CO, CH₄) oder in mgC/Start (TOC, NMTOC) gegenüber einem angenommenen zeitgleichen stationären Betrieb angegeben. Alle Emissionsangaben für den Brennerstopp werden in der Folge in mg/Stopp oder mgC/Stopp ausgewiesen.

Die untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen wurden entsprechend der Versuchsmatrix in Tabelle 7.6 mit unterschiedlichen mittleren Kesselwassertemperaturen (35 - 40 °C, 50 - 55 °C und 60 - 65 °C) betrieben. Dabei konnte kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Kesselwassertemperatur und Mehremission festgestellt werden. Der Einfluss der Kesselwassertemperatur auf die Mehremission beim Brennerstart ist gegenüber der relativen Kesselleistung von untergeordneter Bedeutung. Im Kaltstart der Heizgeräte, bei dem sich zu Beginn das gesamte System auf dem Temperaturniveau der Umgebung befand, wurde für den Brennerstart zum Teil deutlich höhere Mehremission festgestellt.

Die eigenen Ergebnisse zum Einfluss der Kesselwassertemperatur auf das Emissionsverhalten der Heizgeräte stehen in guter Übereinstimmung mit den Arbeiten von Sandkuhl (1989) und Kreft (1998). Auch dort wurde für die untersuchten Öl- und Gasfeuerungen kein einheitliches Verhalten diesbezüglich gefunden. Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit auf eine weitere Unterscheidung der Emissionen in Abhängigkeit von der Kesselwassertemperatur verzichtet. Nur der Kaltstart wird getrennt davon betrachtet.

Ölfeuerungen

Die Mehremission an CO für den Brennerstart der untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen, bestehend aus Heizkessel und Ölgebläsebrenner, in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung sind in **Bild 7.14** dargestellt. Die Beschreibungen der Heizgeräte können Tabelle 7.7 entnommen werden.

Deutlich zu erkennen ist bei allen Brenner-Kessel-Kombinationen eine Zunahme der CO-Mehremission für den Brennerstart bei niedriger relativer Kesselleistung. Ursache hierfür war ein verstärktes Auskühlen der Brennerteile während der längeren Brennerstillstandszeiten. Für relative Kesselleistungen über 40 % lagen die CO-Mehremissionen insgesamt auf einem niedrigen Niveau, mit einer sehr geringen Bandbreite. Bei niedrigen relativen Kesselleistungen (< 25 %) traten dagegen deutliche Unterschiede auf, wobei eine Brenner-Kessel-Kombination mit einer CO-Mehremission von mehr als 600 mgCO/Start die Ausnahme darstellt.

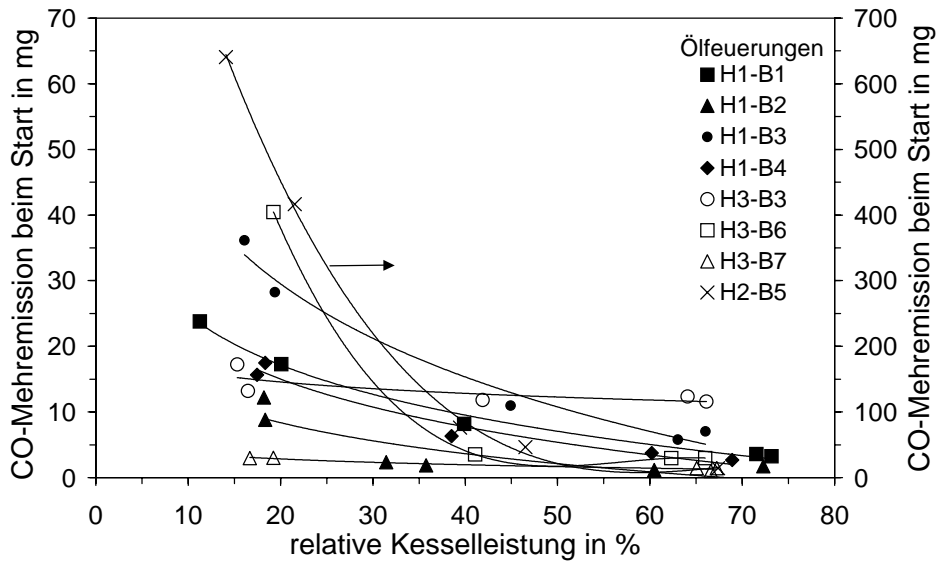


Bild 7.14: CO-Mehremission für den Brennerstart der untersuchten Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung (Anm.: für Kombination H2-B5 gilt die rechte Skalenachse)

Für die TOC-Mehremission beim Brennerstart ergab sich dagegen keine eindeutige Tendenz (**Bild 7.15**). So nimmt bei einigen der untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen die TOC-Mehremission mit größerer relativer Kesselleistung leicht zu (z.B. H1-B1) und bei anderen leicht ab (z.B. H1-B3). Bei zwei Brenner-Kessel-Kombinationen (H3-B3, H1-B2) zeigte sich nahezu keine Abhängigkeit von der TOC-Mehremission zur relativen Kesselleistung. Tendenziell waren die TOC-Mehremissionen für den Brennerstart an Heizkessel 1 (Heizkessel mit Brennkammer-einsatz) niedriger als am Heizkessel 2 (Heizkessel mit kalter Brennkammer).

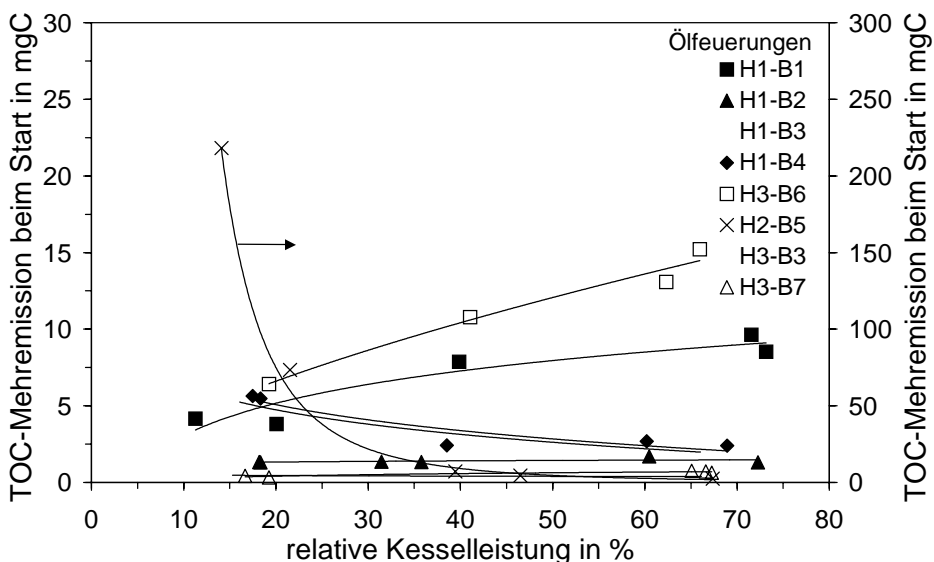


Bild 7.15: TOC-Mehremission für den Brennerstart der untersuchten Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung (Anm.: für Kombination H2-B5 gilt die rechte Skalenachse)

Beispielhaft für den Brennerstopp sind die ermittelten Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen in **Bild 7.16** für die untersuchten Heizkessel mit Ölgebläsebrenner dargestellt.

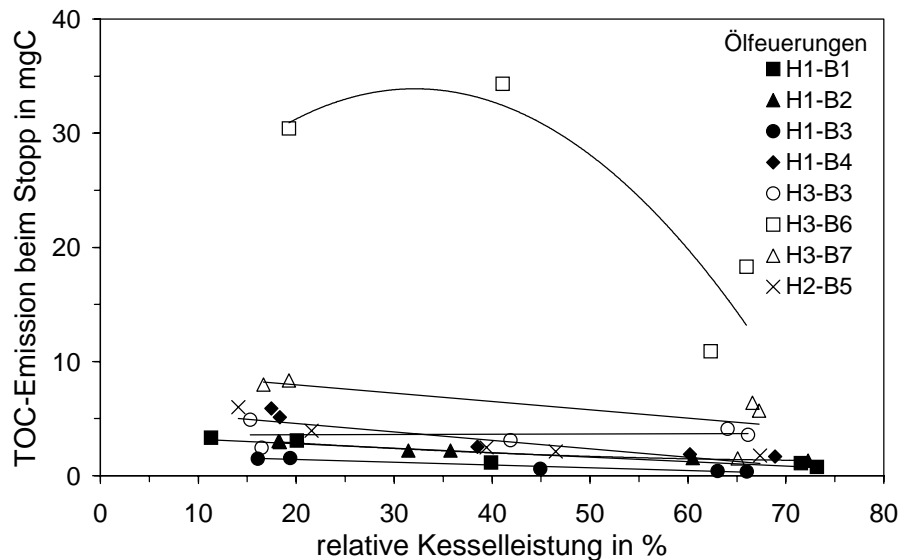


Bild 7.16: TOC-Emissionen für den Brennerstopp der untersuchten Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung

Die TOC-Emissionen nach dem Brennerstopp waren weitgehend unabhängig von der relativen Kesselleistung. Sie lagen für alle Brenner-Kessel-Kombinationen (bis auf die Kombination H3-B3) auf einem vergleichbar niedrigen Niveau. Besonders niedrige Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen im Abgas wiesen die mit einem Öldüsen-Schnellabschlussventil ausgerüsteten Ölbrenner auf (z.B. H1-B3, H2-B5).

Gasfeuerungen

Für die untersuchten Gasfeuerungen ist die CO-Mehremissionen für den Brennerstart über der relativen Kesselleistung in **Bild 7.17** dargestellt.

Die CO-Mehremissionen für den Brennerstart der untersuchten Gasfeuerungen weisen nur eine geringe Abhängigkeit von der eingestellten relativen Kesselleistung auf. Ausnahme hiervon bildete die Kombination H1-G1 (Heizkessel 1 mit Gasgebläsebrenner 1) und der Gas-Brennwertkessel G3 mit einer deutlichen Zunahme der CO-Mehremission mit abnehmender relativer Kesselleistung. Eine Besonderheit wies das nicht im Bild dargestellte Heizgerät G8 (Gas-Umlaufwasserheizer) auf. Bei diesem Heizgerät war die CO-Mehremission für den Start bei allen eingestellten relativen Kesselleistungen negativ. Dies bedeutet, dass in einem zeitgleichen stationären Dauerbetrieb die emittierte Menge an CO höher ist als in der Start-Phase.

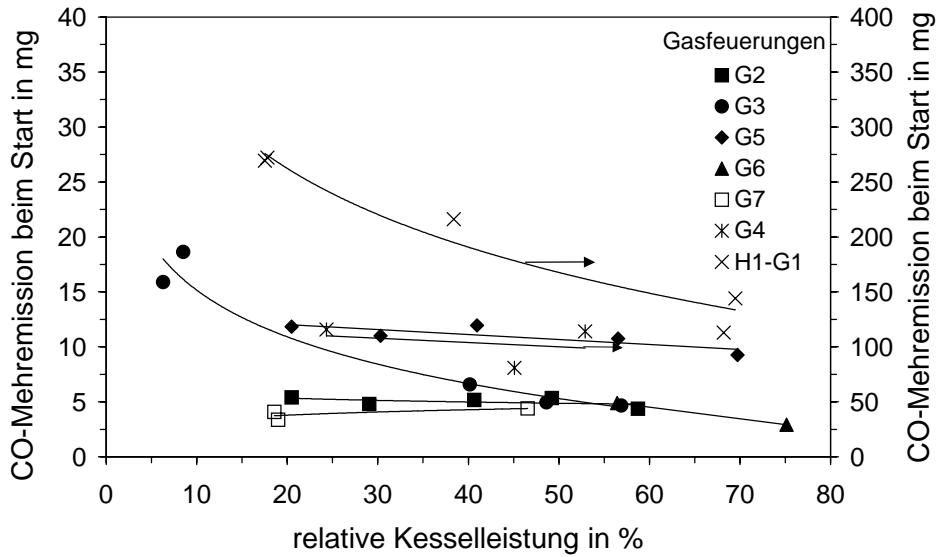


Bild 7.17: CO-Mehremission für den Brennerstart der untersuchten Gasfeuerungen in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung (Anm.: für Kombination H1-G1 gilt die rechte Skalenachse)

Für die TOC-Mehremission ergaben sich für die dargestellten Gasfeuerungen prinzipiell die gleichen Zusammenhänge zwischen Mehremission und relativer Kesselleistung wie beim CO (**Bild 7.18**).

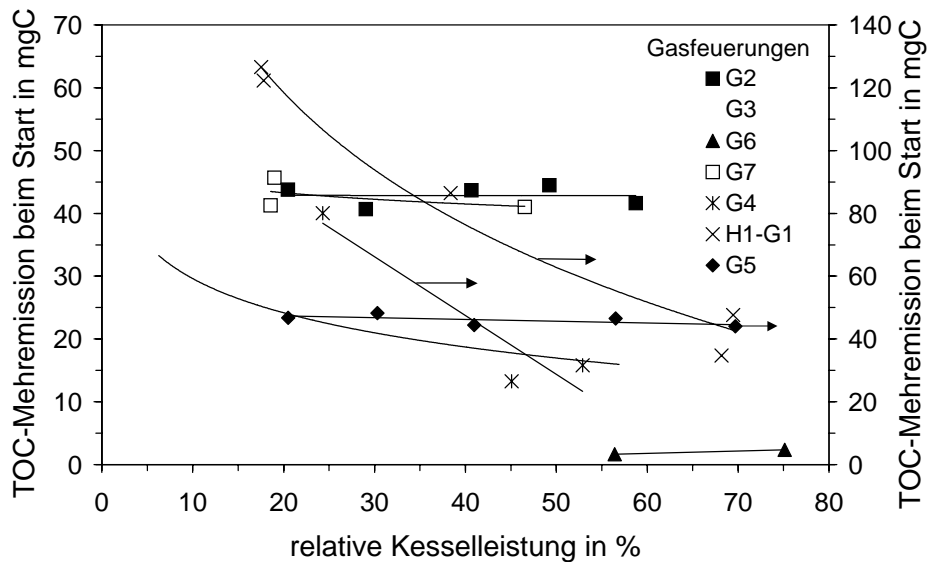


Bild 7.18: TOC-Mehremission für den Brennerstart der untersuchten Gasfeuerungen in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung (Anm.: für Kombination H1-G1 und G4 gilt die rechte Skalenachse)

Bei höheren relativen Kesselleistungen ($> 40\%$) reduziert sich die Bandbreite der ermittelten TOC-Mehremissionen erheblich. Festzuhalten bleibt noch, dass der weitaus größte Teil der TOC-Emissionen aus unverbranntem Methan besteht.

Bei den untersuchten Gasfeuerungen zeigten sich für den Brennerstopp im Prinzip die gleichen Abhängigkeiten wie schon zuvor bei den untersuchten Heizkesseln mit Ölbrenner mit Gebläse. Auch hier wurden nach dem Brennerstopp meist in ähnlicher Größenordnung CO und TOC emittiert, wobei der weitaus größte Teil der TOC-Emission aus unverbranntem CH_4 bestand.

Die Emissionen an N_2O wurden während der intermittierenden Betriebsweise nicht gemessen. Zur Abschätzung der Emissionen für den Brennerstart bzw. Brennerstopp wurde auf Ergebnisse aus exemplarischen Messungen zum Emissionsverhalten im intermittierenden Betrieb eines Heizkessel mit Ölgebläsebrenner (ÖN3) und Gasgebläsebrenner (GN6) in Messreihe 1 zurückgegriffen (Struschka et. al, 1996). Im Abgas dieser beiden Heizgeräte wurden für den intermittierenden Betrieb geringfügig höhere Emissionen gegenüber dem stationären Dauerbetrieb beobachtet. In der Arbeit von Kreft (1998) zur Emission von Gasgeräten in instationären Betriebszuständen lagen bei allen untersuchten Gasgeräten, sowohl im stationären als auch im instationären Betrieb, die N_2O -Emissionen unter 2 ppm v/v ($= 3,92\text{ mg/m}^3$).

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass während der An- und Abschaltvorgänge der Brenner gegenüber dem stationären Betrieb deutlich höhere Emissionen im Abgas auftreten. Für fast alle untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen nahmen mit geringer relativer Kesselleistung (längere Brennerstillstandszeit) die Emissionen für den Start aller betrachteten Abgaskomponenten zu. Die Emissionen für den Brennerstopp waren demgegenüber unabhängig von der relativen Kesselleistung.

8 Ermittlung der Emissionsfaktoren

In den vorangegangenen Kapiteln wurde mit der Ermittlung der Alters- und Leistungsstruktur, dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch und der messtechnischen Ermittlung der Emissionen das notwendige "Handwerkszeug" für die nun folgende Ermittlung von Emissionsfaktoren bereitgestellt. Mit den gemessenen Emissionen im stationären und im intermittierenden Betrieb der untersuchten Heizgeräte in Messreihe 2 werden in einer Modellrechnung unter Berücksichtigung der Anzahl an Start- und Stoppvorgängen in der Heizzeit Emissionsfaktoren berechnet. Aus dem Verhältnis der Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb und den Emissionsfaktoren für den stationären Betrieb der Heizgeräte aus Messreihe 2 werden Faktoren abgeleitet, die auf die Emissionsfaktoren der Heizgeräte vergleichbarer Bauart in Messreihe 1 angewendet werden, um eine Abschätzung der Emissionen dieser Heizgeräte im intermittierenden Betrieb zu ermöglichen. Anschließend werden unter Berücksichtigung der zuvor ermittelten Alters- und Leistungsstruktur Emissionsfaktoren für jede Gerätebauart (z.B. Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse, Gas-Brennwertgeräte), die im weiteren auch als bauartspezifische Emissionsfaktoren bezeichnet werden, bestimmt. Die bauartspezifischen Emissionsfaktoren der einzelnen Gerätebauarten werden wiederum durch Wichtung mit dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch (s. Kapitel 6) in mittlere Emissionsfaktoren für den Anlagenbestand an Öl- oder Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern der alten und neuen Bundesländer sowie Deutschland überführt.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Berechnungsmodell für die Integration von Start- und Stopp-Emissionen in die Ermittlung von Emissionsfaktoren für den Anlagenbestand wird im folgenden zuerst näher vorgestellt. **Bild 8.1** zeigt schematisch die Teilschritte zur Ermittlung der Emissionsfaktoren.

8.1 Berücksichtigung der Start-Stopp-Emissionen

Die Bereitstellung von Wärme zur Raumheizung und Warmwassererzeugung von Räumen erfolgt bei Heizkesseln mit einstufigen Brennern durch eine Ein-Aus-Regelung. Während der An- und Abschaltvorgänge der Brenner werden gegenüber dem stationären Betrieb zusätzlich Emissionen freigesetzt. Würde man ausschließlich das Emissionsverhalten der Heizgeräte unter stationären Bedingungen zur Ermittlung von Emissionsfaktoren heranziehen, so würde dies zu einer zu geringen Bewertung des Emissionsaufkommens führen.

Aus der Aufsummierung der Emissionen für die Starts, Stopps und den quasistationären Betrieb über die Heizzeit bezogen auf den Energieeinsatz der gesamten Brennerlaufzeit wird ein gewichteter Emissionsfaktor berechnet. Im quasistationären Betrieb sind nur noch geringfügige Änderungen der Emissionen um einen Mittelwert festzustellen, wobei andere Betriebsparameter wie z.B. Abgastemperatur oder Kesselwassertemperatur noch Änderungen erfahren können. Demgegenüber ist der stationäre Dauerbetrieb eine zeitlich länger andauernde Betriebsweise bei maximaler Feuerungswärmeleistung mit nur noch geringfügigen Änderungen der Emissionen und anderer Betriebsparameter (z.B. Abgastemperatur). In die Berechnung des Emissionsfaktors gehen als wesentliche Einflussgrößen die Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung und die dazugehörige Schalthäufigkeit der Wärmeezeuger in der Heizzeit ein. Im Berech-

nungsmodell ist zusätzlich eine Nachtabsenkung der Heizgeräte mit gegenüber dem Betrieb bei Tag geringerer relativer Kesselleistung integriert.

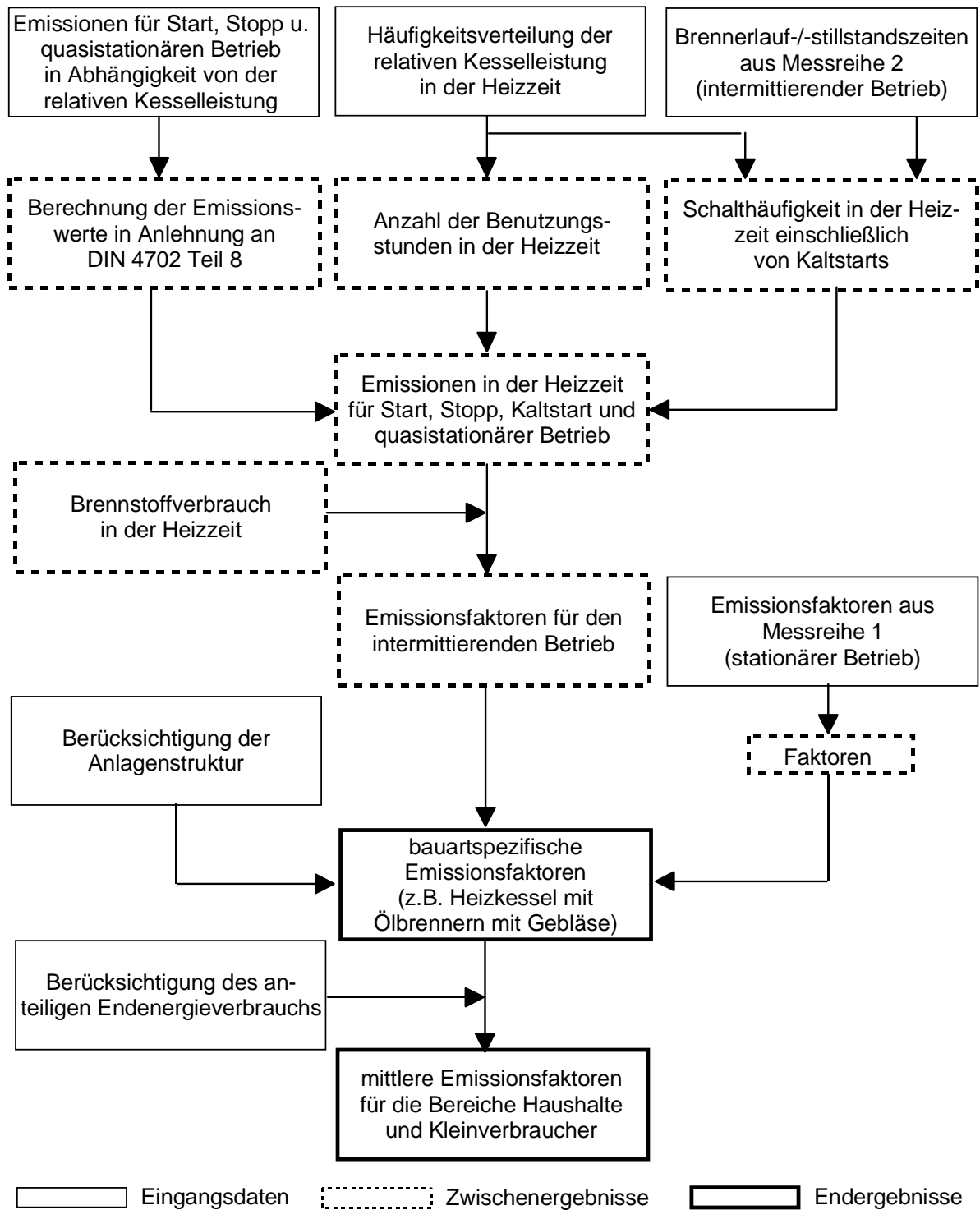


Bild 8.1: Teilschritte zur Ermittlung der Emissionsfaktoren

8.1.1 Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung

Der Wärmebedarf von Gebäuden zur Raumheizung bei ganzjähriger Nutzung wird u.a. von den Gebäudeeigenschaften, den Witterungs- und Klimabedingungen des Standortes und vom Behaglichkeitsempfinden des Nutzers bestimmt (DIN 4701 Teil 1, 1995). Um eine ausreichende thermische Behaglichkeit des Nutzers in einem umbauten Raum herzustellen, muss ab einer bestimmten Außentemperatur dem Raum Heizwärme zugeführt werden. Dieser Zeitpunkt, bei dem sich der Wärmeverlust bspw. über Transmission und Lüftung durch die Gebäudehülle nach außen und der Wärmegewinn durch interne Quellen (z.B. Sonneneinstrahlung, Personen, Elektrogeräte) das Gleichgewicht halten, wird auch als Heizgrenze bezeichnet (Brenner, 1988). Die Heizzeit wird rein kalendermäßig vom 1. September bis zum 31. Mai des Folgejahres, also auf neun Monate, festgesetzt. Die in vielen Arbeiten genannte Heizperiode ist nicht gleich der Heizzeit, sondern sie fällt in diese und wird erst nachträglich bekannt. Die Heizperiode ist witterungsabhängig und beginnt im Herbst, wenn die Außentemperatur von 15 °C im übergreifenden Fünftagesmittel letztmals unterschritten wird. Sie endet im Frühjahr, wenn umgekehrt im übergreifenden Fünftagesmittel eine Außentemperatur von 15 °C erreicht wird. Die Heizperiode kann längstens den Zeitraum der Heizzeit umfassen (VDI 2067 Blatt 1, 1983).

Der Verlauf der Außentemperatur ist u.a. von der geographischen Lage eines Ortes bestimmt. Ordnet man die Tagesmitteltemperaturen der Außentemperatur in einem Jahr in Form einer Summenhäufigkeitskurve an, so erhält man die geordnete Jahresdauerlinie der Außentemperatur (VDI 2067 Blatt 6, 1989). Der Wärmebedarf eines Gebäudes ist in erster Näherung proportional zur Differenz der Innen- und Außentemperatur, so dass jedem Punkt der Jahresdauerlinie eine relative Kesselleistung (s. Definitionen) zur Deckung des Wärmebedarfs zugeordnet werden kann (VDI 2067 Blatt 6, 1989). Man spricht dann von einer Summenhäufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung. Der Heizwärmebedarf in der Heizzeit wird noch pauschal um den Einfluss innerer und äußerer Wärmequellen sowie dem reduzierten Wärmebedarf in den Nachtstunden und in der Übergangszeit verringert (Höbel et al., 1988). Die um diese Einflüsse modifizierte Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung ist **Bild 8.2** in dargestellt.

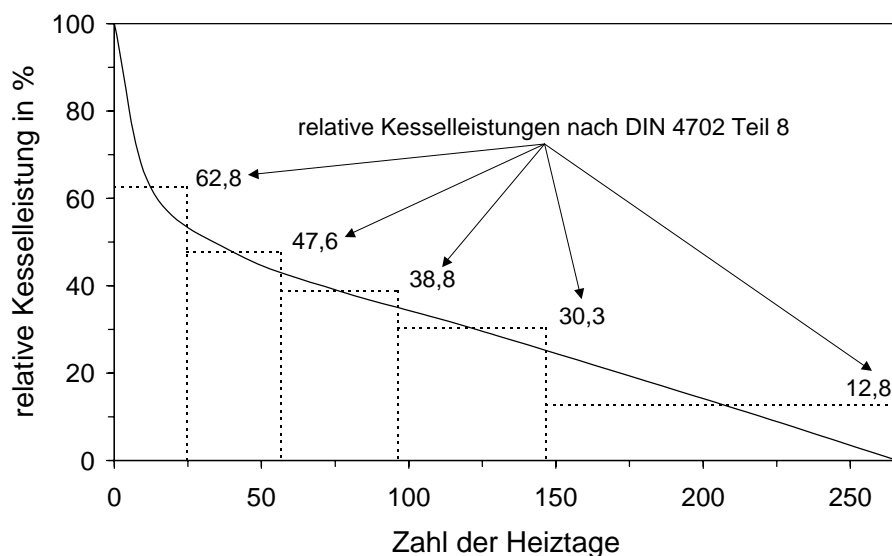


Bild 8.2: Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung in der Heizzeit

Diese modifizierte Häufigkeitsverteilung stellt u.a. die Berechnungsgrundlage für die Ermittlung des Normnutzungsgrads von Wärmeerzeugern in der DIN 4702 Teil 8 (1990) dar. Um den Messaufwand in einem vertretbaren Rahmen zu halten, wurden in der Norm fünf Betriebspunkte festgelegt, bei denen die bereitgestellte Wärme im gesamten Zeitraum jeweils gleich groß ist. Diese fünf Betriebspunkte sind ebenfalls in Bild 8.2 eingezeichnet, wobei die dazugehörigen Rechtecke alle die gleiche Fläche haben. Die Anzahl der Heizztage, bei denen in der Summe eine relative Kesselleistung während der Heizzeit auftritt, kann **Tabelle 8.1** entnommen werden.

Tabelle 8.1: Relative Kesselleistung und Anzahl der Heizztage in der Heizzeit

Relative Kesselleistung	Anzahl der Heizztage
%	-
62,6	24,5
47,6	32,2
38,8	39,5
30,3	50,5
12,8	119,7

Durch Multiplikation der relativen Kesselleistung mit der Anzahl der Heizztage kann die dazugehörige Brennerlaufzeit in der Heizzeit berechnet werden. Die gesamte Brennerlaufzeit, die zur Deckung des Wärmebedarfs des Gebäudes in der Heizzeit notwendig ist, ergibt sich aus der Addition der Brennerlaufzeiten bei den einzelnen relativen Kesselleistungen. Die berechnete Brennerlaufzeit ist identisch mit den Vollbenutzungsstunden eines Wärmeerzeugers (Brenner, 1989). Bei einem angenommenen Betrieb des Wärmeerzeugers von 24 h und der obigen Verteilung der relativen Kesselleistung ergeben sich für die Heizzeit rechnerisch 1.838 Vollbenutzungsstunden. Eine häufig in der Praxis anzutreffende Überdimensionierung des Wärmeerzeugers führt bei gleichem Wärmebedarf des Gebäudes zu kürzeren Brennerlaufzeiten und längeren -stillstandszeiten, mit der Folge einer geringeren Anzahl an Vollbenutzungsstunden.

In der hier verwendeten Modellrechnung zur Integration der Start- und Stopp-Emissionen in Emissionsfaktoren wird von einem 16-stündigen Tagbetrieb mit "normalem" Wärmebedarf und einem 8-stündigen Nachtbetrieb mit reduziertem Wärmebedarf (Nachtabsenkung) an einem Heizztag ausgegangen. Dem Tagbetrieb wird die zuvor beschriebene Häufigkeitsverteilung der relativen Kesselleistung zugeordnet. Ist die relative Kesselleistung im Tagbetrieb kleiner 38,8 % (bspw. in der Übergangszeit am Anfang und Ende der Heizzeit), so ist in den Nachtstunden kein Wärmebedarf vorhanden. Die relative Kesselleistung beträgt 0 %. In den Nachtstunden wird die im Wärmeerzeuger und im Heizsystem gespeicherte Wärme aus dem Tagbetrieb langsam abgegeben, so dass am anderen Morgen das gesamte System sich auf dem Temperaturniveau der Umgebung befindet. Um die Kesselwassertemperatur und das Heizsystem dann wieder auf Betriebstemperatur für den Tagbetrieb zu bringen, ist eine Aufheizung mit einer gegenüber dem normalen Betrieb längeren Brennerlaufzeit notwendig. Dieser erste Start am Morgen entspricht einem Kaltstart, der rechnerisch dem Tagbetrieb zugerechnet wird. Dadurch verringert sich die Brennerlaufzeit am Tag entsprechend.

Am Beispiel der untersuchten Brenner-Kessel-Kombination H1-B1 werden in **Tabelle 8.2** die berechneten Brennerlaufzeiten für den Tag- und Nachtbetrieb in der Heizzeit unter Berücksichtigung der Nachtabsenkung und des Kaltstarts wiedergegeben. Die Brennerlaufzeit für einen typischen Kaltstart wurde aus den eigenen Ergebnissen der untersuchten Heizgeräte übernommen, mit einer Aufheizung auf eine Kesselwassertemperatur von 50 °C.

Tabelle 8.2: Brennerlaufzeiten für den Tag-/Nachtbetrieb sowie den Kaltstart in der Heizzeit

Relative Kesselleistung bei Betrieb		Anzahl der Heiztage	Brennerlaufzeit beim Betrieb		
16 h Tag	8 h Nacht		16 h Tag	8 h Nacht	Kaltstart
%	%	-	<i>h</i>	<i>h</i>	<i>h</i>
62,6	38,8	24,5	245	76	
47,6	30,3	32,2	245	78	
38,8	12,8	39,5	245	40	
30,3	0	50,5	236 ²⁾	-	9 ¹⁾
12,8	0	119,7	223 ²⁾	-	22 ¹⁾
Summe		266,4	1.225	194	31
Summe		-	-	-	1.450

¹⁾ Brennerlaufzeit für Kaltstart aus eigenen Versuchsergebnissen übernommen mit einer Aufheizung auf eine Kesselwassertemperatur von 50 °C

²⁾ erster Start am Tag wird als Kaltstart gerechnet, dadurch reduziert sich Brennerlaufzeit

In vergleichbarer Weise wurden die Brennerlaufzeiten für alle untersuchten Heizgeräte mit einstufigen Brennern berechnet. Etwas anders sah die Berechnung für den Gas-Brennwertkessel (G3) und den Gas-Umlaufheizer (G7) aus, die über einen modulierenden Brenner mit einer Anpassung der Feuerungswärmeleistung an den Wärmebedarf verfügten. Die sich einstellende momentane Feuerungswärmeleistung des Brenners während des Dauerbetriebs entspricht der relativen Kesselleistung. Bei geringerem Wärmebedarf als der minimalen Feuerungswärmeleistung verhielten sie sich analog zu einem einstufigen Brenner mit Ein-Aus-Schaltung. Durch den modulierenden Betrieb erhöht sich die Brennerlaufzeit in der Heizzeit deutlich gegenüber dem intermittierenden Betrieb, die Starthäufigkeit nimmt ab. Unter den gegebenen Prüfstandsbedingungen lag der Übergang vom intermittierenden zum stationären Dauerbetrieb für Heizgerät G3 im Bereich einer relativen Kesselleistung von 60 %. Etwas größer war der Modulationsbereich beim untersuchten Heizgerät G7. Hier lag der Übergangspunkt im Bereich von 50 %. In der Berechnung der Brennerlaufzeiten für die gesamte Heizzeit wurde deshalb bei der relativen Kesselleistung von 62,6 % für Heizgerät G3 und bei 47,6 % und 62,6 % für Heizgerät G7 ein stationärer Dauerbetrieb angesetzt.

8.1.2 Ermittlung der Schalthäufigkeit

In verschiedenen Untersuchungen zur Anzahl der Start- und Stoppvorgänge in der Heizzeit von Wärmeerzeugern mit einstufigen Brennern wurde gezeigt, dass die Schalthäufigkeit unter anderem von der relativen Kesselleistung, vom Kesselwasserinhalt, der Kesselmasse, der Spreizung der Kesselwassertemperatur und vom Massenstrom im Heizkreis abhängig ist (Hörmann und Höß, 1997; Cerbe und Baumgarth, 1997, Rilling, 1999). Schalthäufigkeiten pro Jahr im Bereich von 15.000 bis 40.000 für Heizkessel mit Gebläsebrenner sind in der Praxis keine Seltenheit (Brenner, 1995 und 1999; Buderus, 1993).

Auf dem Prüfstand ist die Schalthäufigkeit festgelegt durch die Schaltdifferenz des Kesselthermostaten, der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf und dem Heizmittelstrom. Bei den untersuchten Heizgeräten wurde als Temperaturspreizung der Kesselwassertemperatur die Werkseinstellung der Hersteller übernommen. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf wurde für jeden Versuch entsprechend der zuvor festgelegten Versuchsmatrix (s. Tabelle 7.5) in Anlehnung an DIN 4702 Teil 8 (1990) in Abhängigkeit von der Kesselwassertemperatur eingestellt. Der in den Kühlkreislauf abgeführte Wärmestrom wurde mit Hilfe des Mischers so eingestellt, dass die gewünschte relative Kesselleistung erreicht wurde. Nach einigen Schaltzyklen stellen sich entsprechend zur relativen Kesselleistung konstante Brennerlauf- und -stillstandszeiten ein.

Aus den Versuchsergebnissen wurde die Anzahl der Start-/Stoppvorgänge als Schalthäufigkeit bezogen auf 24 h Betriebszeit in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung für jede untersuchte Brenner-Kesselkombination berechnet. In **Bild 8.3** sind beispielhaft für drei untersuchte Brenner-Kessel-Kombinationen mit unterschiedlichem Kesselwasserinhalt (Heizkessel H1: 88 l, Heizkessel H3: 33 l, Heizkessel G5: 7 l) und einer Feuerungswärmeleistung von ~ 20 kW des einstufigen Brenners die berechneten Schalthäufigkeiten dargestellt.

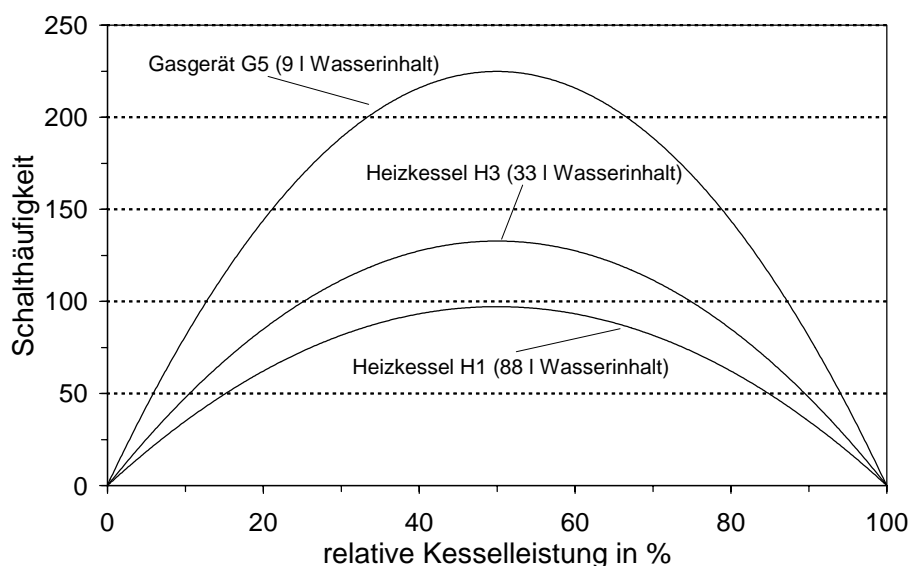


Bild 8.3: Anzahl der Start-/Stoppvorgänge (Schalthäufigkeit) bezogen auf 24 h Betriebszeit von Heizkessel H1 und H3 bzw. dem Gasgerät G5 mit einstufigen Brennern in Abhängigkeit von der relativen Kesselleistung

Deutlich ist ein Anstieg der Schaltheufigkeit mit zunehmender relativer Kesselleistung zu erkennen, mit einem Maximalwert bei 50 %. Über 50 % relativer Kesselleistung geht bei vergleichbaren Bedingungen die Schaltheufigkeit, bedingt durch längere Brennerlaufzeiten, zurück. Mit größerem Kesselwasserinhalt nimmt die Schaltheufigkeit ab.

Die Schaltheufigkeit der untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen wurde aus den auf dem Prüfstand ermittelten Brennerlauf- und -stillstandszeiten in Abhängigkeit von der erreichten relativen Kesselleistung berechnet. Durch die Punkte wurde ein Polynom 2. Ordnung gelegt und die Schaltheufigkeit an den festgelegten Punkten der relativen Kesselleistung nach DIN 4702 Teil 8 (1990) berechnet.

In **Tabelle 8.3** sind beispielhaft für die durchgeführte Berechnung der Schaltheufigkeiten der untersuchten Heizgeräte die Ergebnisse für die Brenner-Kessel-Kombination H1-B1 wiedergegeben. Unterschieden wird die Schaltheufigkeit für den Tagbetrieb (16 h), den Nachtbetrieb (8 h) und den Kaltstart.

Tabelle 8.3: Schaltheufigkeit in der Heizzeit für einen einstufigen Brenner unter Berücksichtigung der Summenhäufigkeit der relativen Kesselleistung bei Tagbetrieb (16 h) und bei Nachtbetrieb (8 h) sowie dem Kaltstart (Heizkessel H1: 88l Wasserinhalt, Brenner B1 mit 23 kW Feuerungswärmeleistung)

relative Kesselleistung in %		Starts je h		Zahl der Heiztage	Schaltheufigkeit ²⁾		
Tag	Nacht	Tag	Nacht		Tag	Nacht	Kaltstart
12,8	-	1,8	-	119,7	3.244 ¹⁾	0	120
30,3	-	3,3	-	50,5	2.641 ¹⁾	0	50
38,8	12,8	3,8	1,8	39,5	2.371	555	-
47,6	30,3	4,0	3,3	32,2	2.035	858	-
62,6	38,8	3,7	3,7	24,5	1.463	735	-
Summe				266,4	11.755	2.149	170
					Summe 14.074		

¹⁾ erster Start am Tag wird als Kaltstart gerechnet, dadurch reduziert sich die Schaltheufigkeit um die Zahl der Kaltstarts

²⁾ Berechnungen erfolgten nicht mit gerundeten Zahlen, weshalb sich bei den Berechnungen der Schaltheufigkeit mit den gerundeten Zahlen Abweichungen ergeben können.

Aus der modellhaften Berechnung unter den Randbedingungen der Prüfstandsuntersuchung ergibt sich für die Heizzeit eine Schaltheufigkeit von 14.000. Der überwiegende Teil ist dem normalen Betrieb bei Tag und Nacht zurechnen. Die Anzahl der Kaltstarts ist demgegenüber von untergeordneter Bedeutung. Sie machen lediglich 1,2 % aller Starts in der Heizzeit aus. Die berechnete Schaltheufigkeit steht in sehr guter Übereinstimmung mit bereits zu Anfang zitierten Werten für die Startheufigkeit von installierten Anlagen mit 15.000 Starts und mehr (Brenner, 1995 und 1999; Buderus, 1993), so dass die selbst berechneten Schaltheufigkeiten in die Berechnungen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren übernommen werden.

In **Bild 8.4** sind die nach obigem Muster berechneten Schalzhäufigkeiten für die untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen (ohne Gas-Vorratswasserheizer) dargestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen verschiedener Ölbrenner an einem Heizkessel wurden unter Bildung eines Mittelwerts zusammengefasst. Je nach Feuerungswärmeleistung des Ölbrenners liegen die Abweichungen vom Mittelwert im Bereich von weniger als 400 Starts.

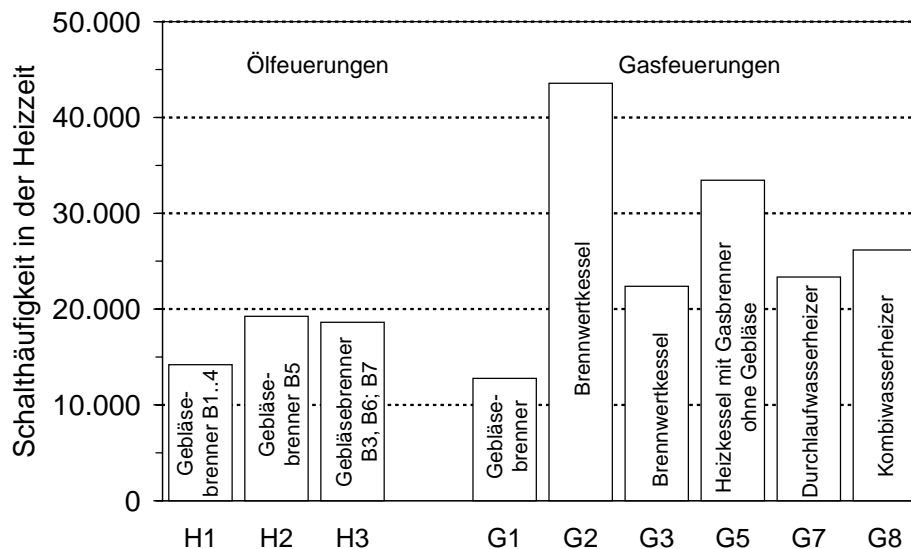


Bild 8.4: Berechnete Schalzhäufigkeiten in der Heizzeit für die untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen unter Berücksichtigung der Summenhäufigkeit der relativen Kesselleistung nach DIN 4702 Teil 8 (1990)

Die ermittelten Schalzhäufigkeiten in der Heizzeit liegen im Bereich zwischen 14.000 und 43.000. Tendenziell weisen Gasfeuerungen eine höhere Anzahl an Start- und Stoppvorgängen auf als Ölfeuerungen. Ursache hierfür waren die zum Teil geringen Kesselwasserinhalte, mit der Folge von kürzeren Brennerlaufzeiten und häufigeren Schaltungen. Bei der festgelegten Versuchsmatrix in Anlehnung an die DIN 4702 Teil 8 (1990) mit einer geringen Wärmeabnahme an den Punkten kleiner relativer Kesselleistungen trat auch bei den Heizgeräten mit modulierenden Brennern ein taktender Betrieb mit Ein-Aus-Schaltungen auf.

8.1.3 Emissionen der untersuchten Heizgeräte

Die Emissionen für die Start- und Stoppvorgänge sowie für den quasistationären Betrieb wurden für alle untersuchten Heizgeräte anhand einer zuvor festgelegten Versuchsmatrix (s. Tabelle 7.5) ermittelt. Für alle Heizgeräte wurde versucht, die in der Versuchsmatrix vorgegebenen relativen Kesselleistungen möglichst genau einzustellen. Besonders bei geringen relativen Kesselleistungen war der Zeitraum, bis sich das gesamte System in einem eingeschwungenen Zustand befand, zum Teil sehr lang und wurde erst nach einigen Schaltzyklen erreicht. Dadurch bedingt ergaben sich Abweichungen zwischen der geforderten relativen Kesselleistung und der tatsächlich erreichten für den Versuch. Da die Höhe der Emissionen, insbesondere für den Start, von der relativen Kesselleistung abhängig sind, mussten diese Abweichungen nachträglich kompensiert werden.

Die Emissionen für den Start bzw. Stopp wurden über der relativen Kesselleistung in einem Diagramm aufgetragen (**Bild 8.5**). Berücksichtigt wurden hierbei alle Emissionen aus Messungen bei unterschiedlichen relativen Kesselleistungen, unabhängig von der eingestellten mittleren Kesselwassertemperatur (s. Kapitel 7.3.2). Durch (in der Regel 5 Messpunkte) wurde eine geeignete Ausgleichskurve nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gelegt. Mittels der mathematischen Funktion der Ausgleichskurve wurden anschließend die Emissionen an den festgelegten Punkten der relativen Kesselleistung neu berechnet.

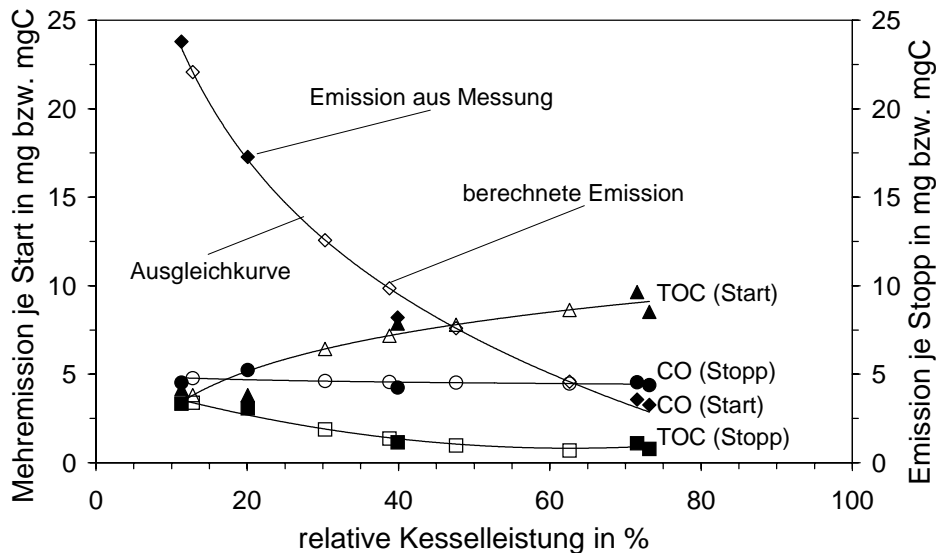


Bild 8.5: Ermittlung der Emissionen für den Start und Stopp an den vorgegebenen Punkten der relativen Kesselleistungen nach Tabelle 8.1 aus den Emissionen der Messungen unter Verwendung einer mathematischen Funktion am Beispiel der Brenner-Kessel-Kombination H1-B1

In gleicher Weise wurden auch die ermittelten Emissionskonzentrationen im quasistationären Betrieb den festgelegten Punkten der relativen Kesselleistung angepasst.

8.1.4 Berechnung der gerätespezifischen Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb

Zur Berechnung der Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb der Heizgeräte wird unter Berücksichtigung der Emissionen für den Start, Stopp und quasistationären Betrieb eine Aufsummierung der Emissionen für die Heizzeit erstellt. Die gesamte emittierte Menge einer Abgaskomponente wird anschließend auf den Energieverbrauch in der Heizzeit bezogen. Der Rechengang wird beispielhaft für das im trockenen Abgas gemessene CO und die Brenner-Kessel-Kombination H1-B1 beschrieben. Für die im feuchten Abgas gemessenen Abgaskomponenten CH₄ und TOC ist noch zusätzlich das Volumen des Wasserdampfs aus der Verbrennung im Abgas in den Gleichungen zu berücksichtigen.

Die Emission einer Abgaskomponente (E_i) in der Heizzeit eines Jahres bei einer relativen Kesselleistung i im Tag- oder Nachtbetrieb (s. Tabelle 8.2) setzt sich, unter Berücksichtigung der Anzahl an Start- und Stoppvorgängen entsprechend der ermittelten Schalthäufigkeit (Bild 8.3),

zusammen aus der Mehremission für den Brennerstart ($E_{Start,i}$), der Emission für den Brennerstopp ($E_{Stopp,i}$) sowie der Emission des quasistationären Betriebs ($E_{quasi,i}$) der dazugehörigen Brennerlaufzeit. Darin enthalten ist auch die Emission ($E_{Kalt,i}$) aus der Zahl an Kaltstarts, wenn der relativen Kesselleistung i im Nachtbetrieb ein Kaltstart am nächsten Morgen (s. **Tabelle 8.3**) zugeordnet wird:

$$E_i = E_{Kalt,i} + E_{Start,i} + E_{Stopp,i} + E_{quasi,i} \quad (8.1).$$

mit: i relative Kesselleistung
 E_i Emission einer Abgaskomponente in der Heizzeit in mg oder mgC
 $E_{Kalt,i}$ Emission für den Kaltstart in mg oder mgC
 $E_{Start,i}$ Emission für den Start in mg oder mgC
 $E_{Stopp,i}$ Emission für den Stopp in mg oder mgC
 $E_{quasi,i}$ Emission für den quasistationären Betrieb

Die einzelnen Teilbeträge berechnen sich wiederum (einschließlich der Anteile aus dem Kaltstart) wie folgt:

$$\text{Kaltstart:} \quad E_{Kalt,i} = k_i * E_{MK,i} \quad (8.2)$$

$$\text{Start:} \quad E_{Start,i} = (n_i - k_i) * E_{M,i} \quad (8.3)$$

$$\text{Stopp:} \quad E_{Stopp,i} = n_i * E_{S,i} \quad (8.4)$$

$$\text{quasistationärer Betrieb:} \quad E_{quasi,i} = V_{A,tr} * t_{Lauf,i} * \dot{m}_{B,i} * c_{Q,i} \quad (8.5)$$

mit: i relative Kesselleistung
 n_i Anzahl der Starts bzw. Stopps entsprechend der Schalthäufigkeit aus Bild 8.3 in der Heizzeit eines Jahres
 k_i Anzahl der Kaltstarts aus Tabelle 8.3 in der Heizzeit eines Jahres
 $E_{M,i}$ Mehremission für den Brennerstart in mg oder mgC
 $E_{S,i}$ Emission für den Brennerstopp in mg oder mgC
 $E_{MK,i}$ Mehremission für den Kaltstart in mg oder mgC
 $c_{Q,i}$ Emissionskonzentration im quasistationären Betrieb in mg/m³ oder mgC/m³
 $V_{A,tr}$ trockenes Abgasvolumen in m³/kg_{Heizöl} oder m³/m³_{Gas}
 $\dot{m}_{B,i}$ Brennstoffmassenstrom im kg_{Heizöl}/h oder m³_{Gas}/h
 $t_{Lauf,i}$ Brennerlaufzeit in h

Die Brennerlaufzeit $t_{Lauf,i}$ pro Jahr für jede relative Kesselleistung i (s. Tabelle 8.1) berechnet sich mit der relativen Kesselleistung Φ_i (in %), der Anzahl an Betriebsstunden B_i in Abhängigkeit von der Tageszeit (16 h für den Tagbetrieb; 8 h für den Nachtbetrieb), der Brennerlaufzeit für den Kaltstart $t_{Kalt,i}$ (in h) und der Anzahl der Heitztage H_i zu:

$$t_{Lauf,i} = \left(\frac{\Phi_i}{100 \%} * B_i + t_{Kalt,i} \right) * H_i \quad (8.6)$$

mit: $t_{Lauf,i}$ Brennerlaufzeit in h in der Heizzeit bzw. im Jahr
 Φ_i relative Kesselleistung in %
 B_i Betriebsstunden am Tag (16 h) oder in der Nacht (8 h)
 $t_{Kalt,i}$ Brennerlaufzeit für einen Kaltstart in h
 H_i Anzahl der Heitztage mit der relativen Kesselleistung i nach DIN 4702 Teil 8

Die Summe der Emissionen E_i nach Gleichung (8.1) (in mg) bezogen auf die Summe der eingesetzten Energie (in TJ) in der Heizzeit ergibt den Emissionsfaktor $EF_{intermittierend}$ für den intermit-

tierenden Betrieb der untersuchten Heizgeräte:

$$EF_{\text{intermittierend}} = \frac{\sum_{i=1}^I E_i}{\sum_{i=1}^I t_{\text{Lauf},i} \cdot \dot{m}_B \cdot H_{U,B}} \quad (8.7)$$

mit: $EF_{\text{intermittierend}}$ Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb eines untersuchten Heizgeräts in mg/TJ oder mgC/TJ
 $H_{U,B}$ Heizwert des Brennstoffs in MJ/kg_{Heizöl} oder MJ/m³_{Gas}
 $t_{\text{Lauf},i}$ Brennerlaufzeit in h
 E_i Emission für die relative Kesselleistung i aus Gleichung (8.1) in mg oder mgC
 \dot{m}_B Brennstoffmassenstrom in kg_{Heizöl}/h oder m³_{Gas}/h

In der Berechnung der Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb wurde die Schalt­häufigkeit für die Raumheizung in der Heizzeit eines Jahres zugrundegelegt. In **Tabelle 8.4** sind am Beispiel der untersuchten Brenner-Kessel-Kombination H1-B1 (Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse) die berechneten die Emissionsmengen an CO nach Gleichung (8.1) in der Heizzeit eines Jahres, aufgeschlüsselt nach der relativen Kesselleistung bei Tag bzw. in der Nacht und den einzelnen Betriebsphasen, dargestellt. Die Summe der Teilbeiträge bezogen auf den Brennstoffverbrauch in der Heizzeit stellt den Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb dar. Zum Vergleich hierzu sind der Emissionsfaktor für den stationären Dauerbetrieb anhand der eigenen Messungen und der Norm-Emissionsfaktor, wie er den Antragsunterlagen dieser Brenner-Kessel-Kombination für die Vergabe des Umweltzeichens RAL-UZ 46 entnommen wurde (Pfeiffer et al., 2000), mit aufgeführt.

Tabelle 8.4: Berechnung der Emissionen an CO der einzelnen Betriebsphasen sowie der daraus berechnete Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb am Beispiel der Brenner-Kessel-Kombination H1-B1 (berechnet mit Gleichung (8.1))

Rel. Kesselleistung		(Mehr-)Emissionen für den			Emissionskonzentration im	Emissionsmengen			
Tag	Nacht	Kaltstart	Start	Stopp	quasistationären Betrieb	Kaltstart	Start	Stopp	quasistationärer Betrieb
i	i	$E_{\text{Kalt},i}$	$E_{\text{Start},i}$	$E_{\text{Stopp},i}$	$E_{\text{quasi},i}$	E_{Kalt}	E_{Start}	E_{Stopp}	E_{quasi}
%	%	mg	mg	mg	mg/m ³	g/a	g/a	g/a	g/a
12,8	-	25	22	4,8	0,67	3,0	72	16	6,6
30,3	-	25	13	4,6	0,91	1,3	33	12	6,7
38,8	12,8	-	9,9	4,6	0,97	-	36	14	7,9
47,6	30,3	-	7,6	4,5	0,98	-	26	13	8,9
62,6	38,8	-	4,6	4,5	0,88	-	14	9,9	8,5
Summe						4,3	181	65	39
						Summe in g/a			289
Brennstoffverbrauch in der Heizzeit in MJ						119.151			
Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb in kg/TJ						2,3			
Emissionsfaktor für den stationären Betrieb in kg/TJ						0,33 ¹⁾			
Norm-Emissionsfaktor nach RAL UZ 46 in kg/TJ (Pfeiffer et al., 2000)						0,55			

¹⁾ Einstellung der Heizgeräte nach Herstellerangaben mit hohem CO₂-Gehalt und niedriger CO-Konzentration im Abgas, wobei die Emission an NO_x unterhalb der Anforderung in RAL UZ 46 (1997)

Aus den Ergebnissen in Tabelle 8.4 kann man erkennen, dass der wesentliche Beitrag am Emissionsaufkommen in der Heizzeit für diese Brenner-Kessel-Kombination aus dem Start und Stopp des Brenners kommt. Der quasistationäre Betrieb trägt nur zu etwa 14 % bei. Nahezu unbedeutend mit weniger als 2 % ist hingegen das Emissionsaufkommen aus den Kaltstarts.

Als Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb wurden 2,3 kg/TJ ermittelt. Im Vergleich zum Emissionsfaktor für den stationären Dauerbetrieb von 0,33 kg/TJ ist dieser Wert um den Faktor 7 höher. In den Vergabegrundlagen zum RAL-UZ 46 (Units mit Ölbrenner mit Gebläse) ist festgelegt, dass die Ermittlung des Emissionsverhaltens anhand des Norm-Emissionsfaktors erfolgen soll. Dieser wird durch Bildung eines arithmetischen Mittelwertes über alle fünf Teillastpunkte (relative Kesselleistung) und den dabei gemessenen Emissionen im quasistationären Betrieb entsprechend DIN 4702 Teil 8 bestimmt. Auch dieser Norm-Emissionsfaktor liegt mit 0,55 kg/TJ deutlich unter dem ermittelten Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb. Solche Emissionsfaktoren können also nicht zur Berechnung tatsächlicher Emissionen von Heizanlagen verwendet werden. Sie dienen lediglich als Maßstab für eine vergleichbare Bewertung von Heizgeräten gleicher Bauart.

Wird das Heizgerät auch zur Warmwassererzeugung genutzt, so sind auch hierfür Brennerstarts anzusetzen. Bei modernen Heizungsregelungen geht die Warmwassererzeugung der Raumheizung vor, so dass beispielsweise nach einem Brennerstart am Morgen zuerst der Warmwasserspeicher geladen und anschließend auf den Heizbetrieb umgeschaltet wird. Da sich nun zum Zeitpunkt des Umschaltens das Heizgerät schon im stationären Dauerbetrieb befindet, ist für den Heizbetrieb kein erneuter Brennerstart mehr notwendig. Die Anzahl der Brennerstarts zur Warmwassererzeugung ist somit in der berechneten Anzahl der Starts für den Heizbetrieb bereits enthalten. Energiemäßig wird die Erzeugung von Warmwasser aufgrund der geringen Anzahl an Starts (ca. 2mal täglich) dem Heizbetrieb zugeordnet. Dies stellt in bezug auf die berechneten Emissionen den ungünstigeren Fall dar, da bei gleicher Energiemenge zur Erzeugung von Warmwasser und zur Raumheizung im Heizbetrieb wesentlich mehr Starts notwendig sind, als bei der Erzeugung von Warmwasser mit einem Start und anschließendem stationären Dauerbetrieb des Brenners.

Tabelle 8.5 enthält die berechneten Emissionsfaktoren der untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen im intermittierenden Betrieb für die Heizzeit eines Jahres. Die Emissionsfaktoren für NMTOC sind aus der Differenz der Emissionsfaktoren für TOC und CH₄ berechnet.

Tabelle 8.5: Emissionsfaktoren der untersuchten Heizgeräte für den intermittierenden Betrieb

Heizkessel bzw. Heizgerät	Brenner ¹⁾		CO kg/TJ	TOC kgC/TJ	CH ₄ kg/TJ	NMTOC kgC/TJ
Ölfeuerungen						
Heizkessel 1 mit Brennkammereinsatz	Gebläsebrenner 1	H1-B1	2,3	1,5	0,49	1,1
	Gebläsebrenner 2	H1-B2	1,9	1,0	0,48	0,66
	Gebläsebrenner 3	H1-B3	3,7	1,2	0,45	0,86
	Gebläsebrenner 4	H1-B4	2,4	1,6	0,44	1,2
Heizkessel 2 mit Brennkammereinsatz	Gebläsebrenner 5	H2-B5	43	17	1,5	16
Heizkessel 3	Gebläsebrenner 6	H3-B6	7,3	6,9	2,0	5,4
	Gebläsebrenner 3	H3-B3	7,8	1,9	0,61	1,4
	Gebläsebrenner 7	H3-B7	3,3	2,4	0,74	1,9
Gasfeuerungen						
Heizkessel 1 mit Brennkammer	Gasgebläsebrenner	H1-G1	32	16	19	2,0
Brennwert-Heizkessel 1	Flächenbrenner	G2	21	31	36	4,7
Brennwert-Heizkessel	Flächenbrenner	G3	10	28	33	3,7
Spezialheizkessel ²⁾	Stabbr. mit Wärmeleitstäben	G4	-	-	-	-
Spezialheizkessel 2	Stabbrenner	G5	5,6	27	33	2,7
Vorratswasserheizer	Flächenbrenner	G6	17	36	26	19
Umlaufwasserheizer 1	Flächenbrenner	G7	16	14	16	2,2
Umlaufwasserheizer 2	Flächenbrenner	G8	15	19	23	2,3

¹⁾ Beschreibung der Brenner in Tabelle 7.4

²⁾ Berechnung wurde nicht vorgenommen, da im quasistationären Betrieb die Emissionen bspw. für CO mit Werten bis zu 150 kg/TJ unrealistisch hoch waren

In den durchgeführten Untersuchungen wurden Emissionsfaktoren für CO, TOC, CH₄, NMTOC und N₂O für Heizgeräte im stationären Dauerbetrieb (Messreihe 1) und für den intermittierenden Betrieb (Messreihe 2, nicht für N₂O) ermittelt. Für die spätere Berechnung der bauartspezifischen und mittleren Emissionsfaktoren muss eine gemeinsame Basis (intermittierender Betrieb) der gerätespezifischen Emissionsfaktoren aus beiden Messreihen geschaffen werden. Das Verhältnis der Emissionsfaktoren für den intermittierenden (Tabelle 8.5) und dem stationären Betrieb derselben untersuchten Heizgeräte in Messreihe 2 (Tabelle 7.8 und 7.9) ergibt einen Faktor, der auf die Emissionsfaktoren der Heizgeräte in Messreihe 1 angewendet wurde, um eine Abschätzung der Emissionen dieser älteren Heizgeräte im intermittierenden Betrieb zu ermöglichen. Die Größe der Faktoren wurde individuell für die jeweilige Abgaskomponente in Abhängigkeit vom Brennstoff, der Gerätebauart und der Höhe der Emissionen im (quasi-) stationären Betrieb festgelegt. Die Faktoren sind in **Tabelle G.1** im **Anhang G** dokumentiert.

8.2 Berechnung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren

In diesem Abschnitt wird die Berechnung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren für den Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie Deutschland unter Verwendung der zuvor ermittelten gerätespezifischen Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb, der Alters- und Leistungsstruktur und des bauartspezifischen Energieverbrauchs vorgenommen. Als Datenbasis für die Berechnung wurden für die neuen wie auch für die alten Bundesländer die Emissionsfaktoren aus den eigenen Messungen übernommen. Angepasst an die Verhältnisse in den alten und neuen Bundesländern wurde die Altersstruktur und die Aufteilung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs. Die Berechnung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren wurde in einem Tabellenkalkulationsprogramm durchgeführt. Beispielhaft für den Rechengang ist ein Arbeitsblatt als **Tabelle G.2** im **Anhang G** wiedergegeben.

Wurden mehrere Heizgeräte der gleichen Bauart (z.B. Gas-Brennwertgerät, Altersstufe bis 1990 und Leistungsbereich < 25 kW) untersucht, so wurden die einzelnen gerätespezifischen Emissionsfaktoren $EF_{G,L,A,j}$ zu einem Emissionsfaktor $EF_{G,L,A}$ zusammengefasst (s. auch Tabelle G.2 in Anhang G):

$$EF_{G,L,A} = \frac{\sum_{j=1}^J EF_{G,L,A,j}}{J} \quad (8.8)$$

- mit: $EF_{G,L,A}$ zusammengefasster Emissionsfaktor für eine Gerätebauart innerhalb eines Leistungsbereichs und Alterstufe in kg/TJ oder kgC/TJ
 $EF_{G,L,A,j}$ gerätespezifischer Emissionsfaktor innerhalb einer Gerätebauart, Altersstufe und Leistungsbereich in kg/TJ oder kgC/TJ
 J Anzahl der untersuchten Heizgeräte innerhalb einer Gerätebauart, Altersstufe und Leistungsbereich
 G Gerätebauart, z.B. bei Ölfeuerungen Ölbrenner ohne Gebläse
 L innerhalb einem der Leistungsbereiche 4 - 25 kW, 25 - 50 kW oder > 50 kW
 A innerhalb einer Altersstufe

Die Altersstruktur der installierten Feuerungsanlagen wurde in der Berechnung der Emissionsfaktoren ebenfalls berücksichtigt. Dazu wurde eine Wichtung der zuvor berechneten Emissionsfaktoren $EF_{G,L,A}$ unter Verwendung der ermittelten Altersstruktur (s. Kapitel 3.5) innerhalb eines Leistungsbereichs L vorgenommen:

$$EF_{G,L} = \sum_{A=1}^2 \left(\frac{A_k}{100\%} * EF_{G,L,A} \right) \quad (8.9)$$

- mit: $EF_{G,L}$ zusammengefasster Emissionsfaktor für eine Gerätebauart innerhalb eines Leistungsbereichs in kg/TJ oder kgC/TJ
 $EF_{G,L,A}$ zusammengefasster Emissionsfaktor für eine Gerätebauart innerhalb einer Alterstufe und einem Leistungsbereich in kg/TJ oder kgC/TJ
 A_k Anteil einer Altersstufe am Bestand einer Gerätebauart in einem Leistungsbereich in %
 Die Anteile werden aus Kapitel 3.5 übernommen.
 A für die Altersstufen: alte Bundesländer: bis 1988 ($A = 1$) und ab 1989 ($A = 2$)
 neue Bundesländer: bis 1990 ($A = 1$) und ab 1991 ($A = 2$)
 G Gerätebauart, z.B. bei Ölfeuerungen Ölbrenner ohne Gebläse
 L innerhalb einem der Leistungsbereiche 4 - 25 kW, 25 - 50 kW oder > 50 kW

Entsprechend der ermittelten Anlagen- und Leistungsstruktur in Kapitel 5 wurden Emissionsfaktoren für die drei Leistungsbereiche 4 - 25 kW, 25 - 50 kW und > 50 kW berechnet. Die Berechnung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren EF_G für eine Gerätebauart (z.B. Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse), in der die drei Leistungsbereiche zusammengefasst sind, erfolgte durch Wichtung der zuvor ermittelten Emissionsfaktoren $EF_{G,L}$ in einem Leistungsbereich mit dem dazugehörigen Endenergieverbrauch Q_L :

$$EF_G = \frac{\sum_{L=1}^3 (EF_{G,L} * Q_{G,L})}{\sum_{L=1}^L Q_{G,L}} \quad (8.10)$$

mit: EF_G bauartspezifischer Emissionsfaktor z.B. in kg/TJ
 $EF_{G,L}$ Emissionsfaktor für eine Gerätebauart und Leistungsbereich in kg/TJ oder kgC/TJ
 $Q_{G,L}$ Energieverbrauch einer Gerätebauart in einem Leistungsbereich in TJ
 L für den Leistungsbereich 4 - 25 kW ($L = 1$), 25 - 50 kW ($L = 2$) und > 50 kW ($L = 3$)

Die ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher für die alten und neuen Bundesländer und Deutschland wurden in der Struktur der **Tabelle 8.6** erstellt.

Tabelle 8.6: Struktur der ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren

Gerätebauart	Emissionsfaktoren	Geltungsbereich	
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse ¹⁾	CO	Haushalte Kleinverbraucher	alte Bundesländer neue Bundesländer Deutschland
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse ²⁾	TOC		
Raumheizer ¹⁾	NMTOC		
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse ²⁾	CH ₄		
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse ²⁾	N ₂ O		
Brennwertgeräte ¹⁾			
Durchlaufwasserheizer ¹⁾			
Kombiwasserheizer ¹⁾			
Vorratswasserheizer ¹⁾			

¹⁾ nur im Leistungsbereich ≥ 4 kW

²⁾ in den Leistungsbereichen ≥ 4 kW, 4 - 25 kW, 25 - 50 kW und > 50 kW

Die Einzelwerte der bauartspezifischen Emissionsfaktoren können **Tabelle G.3** und **Tabelle G.4** im **Anhang G** entnommen werden. Die Emissionsfaktoren wurden auf die Anzahl der angegebenen signifikanten Dezimalstellen gerundet.

Für einige Kombinationen aus Abgaskomponente und Heizgerät (z.B. N₂O und Durchlaufwasserheizer) konnten auf Grund fehlender Messungen keine bauartspezifischen Emissionsfaktoren ermittelt werden. Die Emissionsfaktoren dieser Heizgeräte wurden aus den eigenen Messungen an vergleichbaren Verbrennungstechniken abgeleitet und übertragen.

8.3 Berechnung mittlerer Emissionsfaktoren für die Bereiche Haushalte und Kleinverbraucher

In diesem Kapitel werden aus den zuvor ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren mittlere Emissionsfaktoren getrennt für Öl- und Gasfeuerungen jeweils in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie Deutschland strukturiert für die zu betrachtenden klimarelevanten Gase N₂O und CH₄ und die organischen Gase TOC und NMTOC dargestellt. Entsprechend der Aufgabenstellung dieser Arbeit gelten die berechneten Emissionsfaktoren nur für nicht genehmigungsbedürftige Öl- und Gasfeuerungen im Geltungsbereich der 1. BImSchV (1997).

Die bauartspezifischen Emissionsfaktoren EF_G aus **Tabelle G.3** und **Tabelle G.4** in **Anhang G** wurden unter Verwendung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs Q_G (s. Kapitel 6) durch Wichtung in mittlere Emissionsfaktoren EF eines Energieträgers für Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern bzw. Deutschland überführt:

$$EF = \frac{\sum_{G=1}^G (EF_G * Q_G)}{\sum_{G=1}^G Q_G} \quad (8.11)$$

mit: EF mittlerer Emissionsfaktor in kg/TJ oder kgC/TJ
 EF_G bauartspezifischer Emissionsfaktor in kg/TJ oder kgC/TJ
 Q_G bauartspezifischer Energieverbrauch einer Gerätebauart in TJ
 G Anzahl der Gerätebauarten: Heizöl EL (G = 2), Erdgas (G = 7)

Die berechneten mittleren Emissionsfaktoren für die luftverunreinigenden Gase CO, TOC, NMTOC, CH₄ und N₂O sind in **Tabelle 8.7** für Heizöl EL und in **Tabelle 8.8** für Erdgas zusammengestellt.

Tabelle 8.7: Mittlere Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen im Bereich Haushalte und Kleinverbraucher für Heizöl EL

Heizöl EL		CO	TOC	CH ₄	NMTOC	N ₂ O
		kg/TJ	kgC/TC	kg/TJ	kgC/TJ	kg/TJ
Haushalte	alte Bundesländer	27	3,0	0,40	2,7	0,67
	neue Bundesländer	9,3	2,7	0,63	2,2	0,42
	Deutschland	26	3,0	0,41	2,7	0,68
Kleinverbraucher	alte Bundesländer	28	2,7	0,69	2,4	0,68
	neue Bundesländer	5,0	2,1	0,60	1,7	0,37
	Deutschland	25	2,6	0,68	2,3	0,64

Tabelle 8.8: Mittlere Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher für Erdgas

Erdgas		CO	TOC	CH ₄	NMTOC	N ₂ O
		kg/TJ	kgC/TC	kg/TJ	kgC/TJ	kg/TJ
Haushalte	alte Bundesländer	19	15	17	2,6	0,63
	neue Bundesländer	20	17	20	2,3	0,52
	Deutschland	19	15	17	2,5	0,61
Kleinverbraucher	alte Bundesländer	18	8,0	6,6	3,1	0,58
	neue Bundesländer	19	14	16	1,7	0,55
	Deutschland	18	8,6	7,7	2,9	0,57

Diese mittleren Emissionsfaktoren zeigen je nach Abgaskomponente zum Teil deutliche Unterschiede zwischen den alten und neuen Bundesländern. Die Unterschiede können zum größten Teil auf die unterschiedliche Altersstruktur zurückgeführt werden. In den neuen Bundesländern sind mehrheitlich neuere Heizgeräte (Jahr der Installation nach 1990) zu finden. Im Gegensatz hierzu wird der Anlagenbestand in den alten Bundesländern durch den hohen Anteil an Heizgeräten älterer Baujahre bestimmt. Eine verbesserte (schadstoffarme) Verbrennungstechnik mit einem hohen Stand der Technik, wie er heute schon in den neuen Bundesländern erreicht ist, führt zu niedrigeren Emissionsfaktoren für den Anlagenbestand und letztendlich zu einem geringeren Emissionsaufkommen. Deutlich erkennbar ist dies an den CO- und in geringerem Masse an den TOC- Emissionsfaktoren für den Energieträger Heizöl EL.

Gegen diesen Trend verhalten sich die Emissionsfaktoren für Erdgas, und hier insbesondere die nicht limitierte Abgaskomponente CH₄. Wie im Kapitel 7 gezeigt wurde, wiesen Gasgeräte mit neueren Brennerkonstruktionen zur Minimierung der NO_x-Emissionen zum Teil höhere Konzentrationen an unverbranntem Methan im Abgas auf als vergleichbare Heizgeräte ohne NO_x-Minderungstechniken. Dementsprechend sind die Emissionsfaktoren für CH₄ in den neuen Bundesländern höher als in den alten Bundesländern.

Die Emissionsfaktoren für Deutschland werden hauptsächlich durch die Verteilung des Endenergieverbrauchs bestimmt. Mehr als 80 %, sowohl im Bereich der Haushalte als auch bei Kleinverbrauchern, werden in den alten Bundesländern verbraucht. Bei einzelnen Gerätebauarten, wie z.B. Ölbrenner ohne Gebläse, ist der Anteil bei fast 100 %.

9 Ermittlung des Emissionsaufkommens

Ziel dieser Arbeit war die Ermittlung des Emissionsaufkommens der klimarelevanten Gase N_2O und CH_4 sowie der organischen Spurengase TOC und NMTOC aus Öl- und Gasfeuerungen in den neuen und alten Bundesländern für das Bezugsjahr 1995. Dazu wurde ein Berechnungsmodell entwickelt, in dem unter Berücksichtigung der Emissionen während der instationären Betriebsphasen Start und Stopp bauartspezifische Emissionsfaktoren für eine Baurat (z.B. Gas-Brennwertgeräte) berechnet wurden. In Verbindung mit dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch kann nun das Emissionsaufkommen in hoher Auflösung bis auf die Ebene der einzelnen Gerätebauarten zurückgeführt werden.

Zur Ermittlung des Emissionsaufkommens einer Abgaskomponente werden die zuvor ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren aus **Tabelle 8.6** und **Tabelle 8.7** sowie der ermittelte bauartspezifische Endenergieverbrauch aus **Kapitel 6** (der einzelnen Gerätebauarten) verwendet. Im Berechnungsmodell werden Emissionen getrennt für die Bereiche Haushalte und Kleinverbraucher sowie für die alten und neuen Bundesländer ermittelt. Durch Multiplikation des bauartspezifischen Emissionsfaktors EF_i mit dem dazugehörigen bauartspezifischen Endenergieverbrauch EV_i wird zuerst das Emissionsaufkommen EA_i einer Gerätebauart berechnet. Die Summation über das Emissionsaufkommen der einzelnen Gerätebauarten eines Energieträgers führt dann zum gesamten Emissionsaufkommen EA eines Verbraucherbereichs in den alten bzw. neuen Bundesländern:

$$EA = \sum_{i=1}^I (EV_i * EF_i) \quad (9.1)$$

mit: EA Emissionsaufkommen in t
 EV_i bauartspezifischer Endenergieverbrauch (einer Gerätebauart)
 EF_i bauartspezifischer Emissionsfaktor in kg/TJ oder kgC/TJ
 i Gerätebauarten innerhalb eines Energieträgers

Das Emissionsaufkommen in Deutschland für den Bereich der Haushalte bzw. Kleinverbraucher ergibt sich aus der Summe der berechneten Emissionsaufkommen für die alten und neuen Bundesländer. Die Ergebnisse zum berechneten bauartspezifischen Emissionsaufkommen sowie zum Emissionsaufkommen der Haushalte und Kleinverbraucher sind ausführlich im **Anhang H** in den **Tabellen H.1 bis H.5** zusammengestellt.

Die folgenden Abschnitte beschränken sich daher auf die graphische Darstellung und Diskussion des Emissionsaufkommens der Bereiche Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern bzw. in Deutschland für die einzelnen zu betrachtenden Abgaskomponenten. In **Bild 9.1** ist das berechnete Emissionsaufkommen für CO , TOC, NMTOC, CH_4 und N_2O aus dem Einsatz von Heizöl EL dargestellt. Die Anordnung der Balken wurde entsprechend der Höhe des Emissionsaufkommens in absteigender Folge von links nach rechts gewählt.

Das mengenmäßig größte Emissionsaufkommen aller betrachteten Abgaskomponenten für den Energieträger Heizöl EL wird durch das CO verursacht. Insgesamt betrug das Emissionsaufkommen an CO aus Haushalten und Kleinverbrauchern im Jahr 1995 rund 32.500 t. Im Vergleich hierzu betragen die Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) ca.

3.750 tC (bezogen auf den organisch gebundenen Kohlenstoff). Deutlich zu erkennen ist, dass das Emissionsaufkommen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) sich zum überwiegenden Teil aus der Emission an Nicht-Methankohlenwasserstoffen (NMTOC) zusammensetzt. Klimarelevante Gase in Form von N_2O und CH_4 wurden in wesentlich geringerem Umfang emittiert. Die Emissionsmengen betragen für N_2O ca. 830 t/a und für CH_4 ca. 600 t/a. Die Methanemissionen (CH_4) sind demgegenüber eher als gering anzusehen. Bedenkt man, dass zur Ermittlung der Emissionsfaktoren für die intermittierende Betriebsweise bei fast allen ölgefeuerten Heizgeräten der Messreihe 2 für den quasistationären Betrieb die Unsicherheit des Messwertes am Nullpunkt als Konzentrationswert verwendet wurde, so werden die Emission an unverbrannten Kohlenwasserstoffen und Methan in der Summe etwas überschätzt.

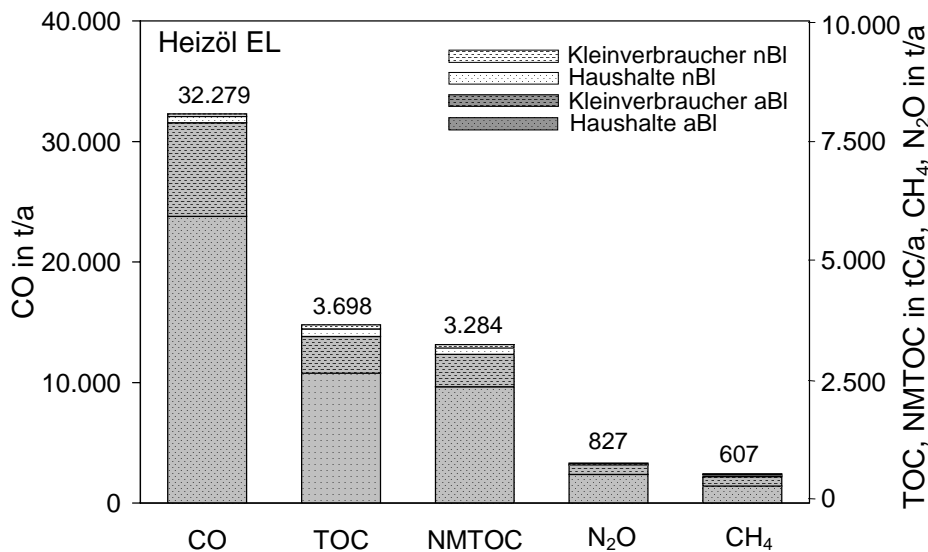


Bild 9.1: Emissionsaufkommen durch die Verbrennung von Heizöl EL für die Abgaskomponenten CO, TOC, NMTOC, CH_4 und N_2O in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher der alten und neuen Bundesländer im Bezugsjahr 1995

Bei allen Abgaskomponenten wird das Emissionsaufkommen in Deutschland ausschließlich durch die alten Bundesländer bestimmt. Dieses Übergewicht ist das Ergebnis eines deutlich größeren Anlagenbestandes und Endenergieverbrauchs in den alten Bundesländern als in den neuen Bundesländern (Verhältnis ~ 10:1) sowohl im Bereich der Haushalte auch bei Kleinverbrauchern. Beeinflusst wird die Höhe des Emissionsaufkommens maßgeblich durch die Altersstruktur des Anlagenbestandes. Insbesondere bei der Gerätebauart Heizkessel mit Ölbrennern mit Gebläse in den Leistungsbereichen 25 - 50 kW und > 50 kW ist der Anteil der Heizgeräte mit einem Errichtungszeitraum vor 1989 in den alten Bundesländern mit 74 % bzw. 78 % am Anlagenbestand außerordentlich hoch. Gleichzeitig wird in diesen beiden Leistungsbereichen in Haushalten 78 % und bei Kleinverbrauchern gar 95 % des gesamten emissionsrelevanten Endenergieverbrauchs an Heizöl EL umgesetzt.

In **Bild 9.2** sind die Ergebnisse der Berechnungen zur Ermittlung des Emissionsaufkommens für den Energieträger Erdgas wiedergegeben.

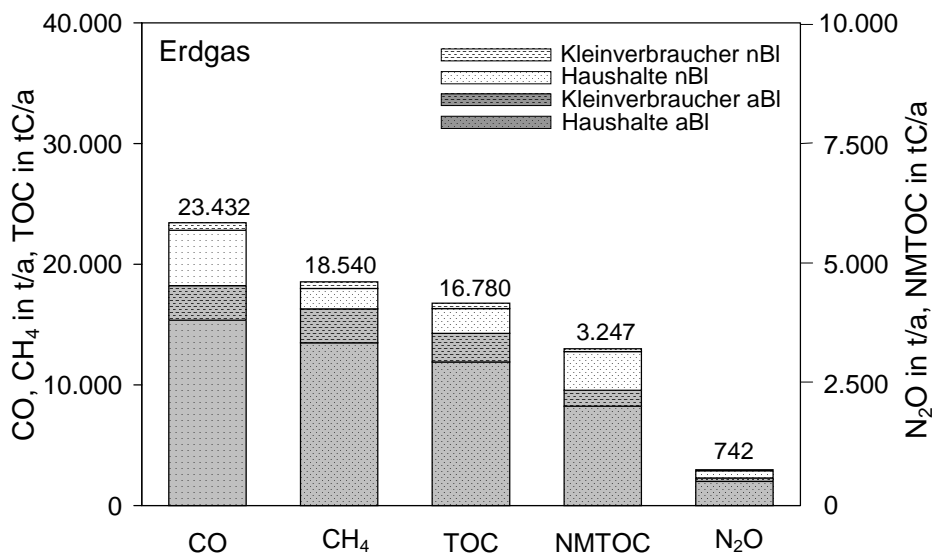


Bild 9.2: Emissionsaufkommen durch die Verbrennung von Erdgas für die Abgaskomponenten CO, CH₄, TOC, NMTOC und N₂O in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher der alten und neuen Bundesländer im Bezugsjahr 1995

Als mengenmäßig bedeutendste Abgaskomponente tritt wiederum das CO mit rund 23.500 t im Jahr 1995 in Erscheinung. Die Emission an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) betrug in der Summe ca. 16.800 tC/a (bezogen auf organisch gebundenen Kohlenstoff). Der überwiegende Teil der Kohlenwasserstoffemission (TOC) besteht hierbei aus unverbranntem Methan (Emissionsaufkommen in 18.450 t/a). In organisch gebundenen Kohlenstoff ausgedrückt entspricht dies einer emittierten Masse von ca. 12.700 tC/a oder einem Anteil von über 80 %.

Die Emission an klimarelevantem N₂O aus der Verbrennung von Erdgas betrug 1995 ca. 700 t/a.

Der Unterschied im Emissionsaufkommen zwischen den alten und neuen Bundesländern ist für den Einsatz von Erdgas nicht so ausgeprägt wie beim Heizöl EL. Als wesentliche Faktoren gehen hier neben dem relativ größeren Endenergieverbrauch an Erdgas in den neuen Bundesländern im Vergleich zum Heizöl EL (Verhältnis alte Bundesländer zu neuen Bundesländer 1:6) die bauartspezifischen Emissionsfaktoren ein, die für einige Gerätebauarten für die neuen Bundesländer über denen der alten Bundesländer liegen (s. Kapitel 8).

Eine Betrachtung der Unsicherheiten in der Berechnung des Emissionsaufkommens ergab eine Gesamtunsicherheit des berechneten Emissionsaufkommens für CO, TOC, CH₄ und NMTOC von 16,2 % (**Anhang A**). Für N₂O ist die Gesamtunsicherheit des berechneten Emissionsaufkommens auf grund der Abschätzungen des Emissionsverhaltens im Start-Stopp-Betrieb mit 40 % höher anzusetzen.

10 Zusammenfassung

Die Verbrennung der fossilen Energieträger Heizöl EL und Erdgas in Öl- und Gasfeuerungen leistet einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs. Allerdings werden hierbei eine Vielzahl von luftverunreinigenden Gasen freigesetzt, die entweder direkt oder nach einer chemischen Umwandlung in der Atmosphäre indirekt in vielfältiger Weise Wirkungen auf den Menschen, Tiere, Pflanzen, Sachgüter oder das Klima zeigen. Die wichtigsten Emittentengruppen für energiebedingte Emissionen sind der Verkehr, die Brennstoffgewinnung und -verteilung, Industriefeuerungen, Kraft- und Fernheizwerke sowie der Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Der Anteil der Emittentengruppe Haushalte und Kleinverbraucher an den energiebedingten Emissionen belief sich im Jahr 1994 nach Angaben des Umweltbundesamtes beim Kohlenmonoxid auf 19 %, bei der Summe an Nicht-Methankohlenwasserstoffen auf 6,6 %, beim Distickstoffmonoxid auf 9,8 %. Hauptursache für die Emissionen ist die unvollständige Verbrennung der Brennstoffe in Feuerungsanlagen. Im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher werden Heizöl EL und Erdgas vorwiegend zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser verwendet. Die Bandbreite der installierten Feuerungen reicht, um nur einige Beispiele zu nennen, von Einzelöfen mit ca. 4 kW Nennwärmeleistung über Zentralheizungen mit einigen 10 bis 100 kW bis hin zu großen Feuerungsanlagen mit mehreren MW Feuerungsleistung.

In bisherigen Untersuchungen zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen wurde in der Regel das Hauptaugenmerk auf die Erfassung der "klassischen" luftverunreinigenden Stoffe wie z.B. Kohlenmonoxid, unverbrannte Kohlenwasserstoffe oder auch Stickstoffoxide gelegt. In der Folge einer allgemeinen Umweltdiskussion in der Gesellschaft wurde auch die Frage gestellt, in welchem Umfang Öl- und Gasfeuerungen einen Beitrag am jährlichen Emissionsaufkommen der klimarelevanten Gase Distickstoffmonoxid (N_2O) und Methan (CH_4) oder der organischen Spurengase als Summe der kohlenstoffhaltigen organischen Verbindungen leisten. Zur Erstellung von Emissionsinventaren und der Überprüfung von gesetzten Reduktionszielen sind nachvollziehbare und fundierte Emissionsfaktoren notwendig. Bisherige Emissionsfaktoren für die klimarelevanten oder flüchtigen organischen Spurengase beruhten häufig auf wenigen stichprobenartigen Untersuchungen. Zudem sind diese Emissionsfaktoren oft veraltet oder die Datenbasis sowie der beschrittene Weg in der Ermittlung der Emissionsfaktoren ist nicht mehr nachvollziehbar oder ungenügend dokumentiert. Vollständig unberücksichtigt blieben bisher in der Ermittlung von Emissionsfaktoren für Öl- und Gasfeuerungen die Emissionen der instationären Betriebsphasen Start und Stopp. Diesen wurde bestenfalls durch pauschale "Zuschläge" auf die ermittelten Emissionen im stationären Betrieb Rechnung getragen. Das daraufhin berechnete Emissionsaufkommen ist mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Zusätzliche Unsicherheiten entstehen noch aus einer mangelhaften Zuordnung des Energieverbrauchs zu den Emissionsfaktoren.

Ziel dieser Arbeit war die Ermittlung von Emissionsfaktoren und die Berechnung des Emissionsaufkommens für die im Jahr 1995 in Haushalten und bei Kleinverbrauchern installierten stationären Öl- und Gasfeuerungen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Dabei wurden alle Öl- und Gasfeuerungen in sämtlichen Leistungsbereichen innerhalb des Geltungsbereichs der 1. BImSchV (1997) mit einer Feuerungswärmeleistung < 5 MW für Heizöl EL und < 10 MW für gasförmige Brennstoffe betrachtet. An Abgasbestandteilen waren die klimarelevanten Spurengase Kohlenmonoxid (CO), Distickstoffmonoxid (N_2O) und Methan (CH_4), die

Summe der flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (TOC = total organic compounds) und die Summe der Nicht-Methankohlenwasserstoffe (NMTOC = non methane total organic compounds) Gegenstand dieser Arbeit.

In einem ersten Abschnitt der Arbeit wurde für den Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher eine Definition der verschiedenen Beheizungsarten gegeben. Aufgrund der seit vielen Jahren gewachsenen Struktur stellen die installierten Feuerungsanlagen zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eine sehr inhomogene Gruppe dar, die eine nähere Beschreibung notwendig erscheinen lies. Daraus abgeleitet wurde für diese Arbeit eine Einteilung der Öl- und Gasfeuerungen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher, die folgende Gerätebauarten umfasst:

- Heizöl EL, unterschieden nach
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse und Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse
- Erdgas, unterschieden nach
Raumheizer, Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse, Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse, Brennwertgeräte, Durchlaufwasserheizer, Kombiwasserheizer und Vorratswasserheizer.

In einem kurzen Überblick wurden die wichtigsten Reaktionen zur Bildung und Abbau von N_2O , CH_4 und unverbrannten Kohlenwasserstoffen in Feuerungsanlagen aufgezeigt. Beim N_2O sind insbesondere homogene Gasphasenreaktionen, ausgehend vom im Brennstoff gebundenen Stickstoff, von Relevanz. Dabei ist das in der Flamme gebildete N_2O häufig nur ein Zwischenprodukt, das in der Nachreaktionszone wieder quantitativ abgebaut wird. Die Emissionen an CH_4 oder unverbrannten Kohlenwasserstoffen haben ihre Ursache vorwiegend in einer nicht vollständigen Umsetzung des Brennstoffes oder sie sind das Produkt einer unvollständigen Verbrennung anderer Kohlenwasserstoffe während des Verbrennungsprozesses.

In einem eigenen Abschnitt wurden an hand einer Literatursauswertung der gegenwärtige Stand der Forschung zum Emissionsverhalten von Öl- und Gasfeuerungen für die Abgasbestandteile CO , CH_4 , N_2O und TOC im stationären oder intermittierenden Betrieb mit den Betriebsphasen Start und Stopp dargelegt. In seitherigen Prüfstands- und Felduntersuchungen wurden hauptsächlich die Emissionen an CO und TOC unter stationärer Betriebsweise der Feuerungen bestimmt. Nur wenige stichprobenartige Untersuchungen auf dem Prüfstand oder in Feldmessungen wurden dagegen zur Ermittlung der N_2O -Konzentration im Abgas von Öl- und Gasfeuerungen durchgeführt. Verwertbare Untersuchungen zur Emission an Methan aus Öl- und Gasfeuerungen liegen nicht vor.

Während des An- und Abschaltvorgangs der Brenner werden gegenüber dem stationären Betrieb deutlich mehr luftverunreinigende Abgasbestandteile emittiert. In neueren Arbeiten wurde gezeigt, dass die Emissionen während der Start- und Stoppvorgänge von Öl- und Gasfeuerungen u.a. abhängig sind von der Brennerstillstandszeit bzw. Brennerlaufzeit, der eingestellten Feuerungswärmeleistung sowie von der eingestellten Kesselwassertemperatur. In der Literatur wurden für die Quantifizierung der Emissionen während dieser instationären Betriebszustände verschiedene mathematische Ansätze verfolgt, die in den wichtigsten Grundzügen diskutiert

wurden. Die ermittelten Ergebnisse der verschiedenen Arbeiten konnten aufgrund unterschiedlicher Angaben der Emissionen (Spitzenkonzentration, Mehremission, emittierte Masse bezogen auf die Nennwärmeleistung) nicht für diese Arbeit verwendet werden.

Wesentlichen Bestandteil in der Berechnung der Emissionsfaktoren bildet die Beschreibung des Anlagenbestandes und der Anlagenstruktur der installierten Öl- und Gasfeuerungen in den alten und neuen Bundesländern. Auf der Basis vorhandener Erhebungen zum Wohnungs- und Gebäudebestand des Statistischen Bundesamtes wurde in eigenen Berechnungen eine weitergehende Betrachtung des Anlagenbestandes, strukturiert nach Gerätebauarten, Leistungsbereichen und Altersstufen vorgenommen. Insgesamt waren im Bezugsjahr 1995 dieser Arbeit rund 8,6 Mio. Ölfeuerungen und 13,7 Mio. Gasfeuerungen installiert, wobei über 90 % aller Ölfeuerungen und über 80 % aller Gasfeuerungen in den alten Bundesländern anzutreffen sind. Der Anteil der Feuerungsanlagen im Kleinverbrauch ist mit 15 %, bezogen auf den Bestand aller Öl- und Gasfeuerungen, eher als niedrig anzusehen. In den alten Bundesländern war zum Zeitpunkt dieser Arbeit eine deutliche Überalterung des Anlagenbestandes, insbesondere der zahlenmäßig wichtigsten Gerätebauart Heizkessel mit Gebläsebrenner, mit Baujahren vor 1988, festzustellen. Im Vergleich hierzu ist der Anlagenbestand in den neuen Bundesländern gekennzeichnet durch eine dem Stand der Technik entsprechende Heizungstechnik. Heizgeräte aus DDR-Produktion sind nur noch in geringem Umfang vertreten, und dies auch nur im Bereich der Gasfeuerungen.

Ausgangspunkt für die Ermittlung des Endenergieverbrauchs der installierten Öl- und Gasfeuerungen stellte die Endenergiebilanz für Deutschland der Verbraucherbereiche Haushalte und Kleinverbraucher dar. Diese Bilanz wurde in einigen Punkten durch Ergebnisse anderer Statistiken ergänzt. In einer Disaggregation wurde der Endenergieverbrauch nach Verwendungsarten (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme - in Haushalten Kochen -, Kraft, Strom und Licht), aufgeteilt. Der Endenergieverbrauch der Verwendungsarten Raumwärme und Warmwasser (im Bereich der Kleinverbrauch in der Verbrauchergruppe Land- und Forstwirtschaft auch Prozesswärme) wurde als emissionsrelevanter Endenergieverbrauch definiert und den installierten Feuerungsanlagen nach 1. BImSchV in Haushalten und bei Kleinverbrauchern zugewiesen. Die weitere Aufteilung des emissionsrelevanten Endenergieverbrauchs auf die verschiedenen Gerätebauarten erfolgte, getrennt für Heizöl EL und Erdgas, unter Verwendung der zuvor ermittelten Zahlen zum Bestand an Feuerungen einer Bauart, der Anzahl an jährlichen Vollbenutzungsstunden und der mittleren Nennwärmeleistung der installierten Feuerungsanlagen. Am Ende der durchgeführten Berechnungen steht ein bauartspezifischer Endenergieverbrauch mit einem hohen Detaillierungsgrad.

Kernpunkt dieser Arbeit bildete die messtechnische Ermittlung der Emissionen an ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen. Insgesamt wurden 33 Heizgeräte bzw. Brenner-Kessel-Kombinationen in zwei getrennten Messreihen untersucht. In Messreihe 1 wurden systematisch an sieben Öl- und neun Gasfeuerungen die Emissionen im stationären Dauerbetrieb gemessen. Der Schwerpunkt in Messreihe 2 lag auf der Ermittlung der Emissionen im Abgas von je acht Öl- und Gasfeuerungen im intermittierenden Betrieb mit den instationären Betriebsphasen Start und Stopp. Insbesondere die Ermittlung der Emissionen während der instationären Betriebsphasen Start und Stopp stellt hohe Anforderungen an die Messtechnik und Auswertung der Messsignale. Zur Quantifizierung der Emissionen für den Start- und Stoppvorgang wurde ein

kombiniertes Verfahren, bestehend aus der Messung des Verbrennungsluftvolumenstroms und der anschließenden Berechnung des Abgasvolumenstroms für jeden Zeitpunkt der Betriebsphasen mit Hilfe einer Kohlenstoffbilanz, entwickelt. Dadurch konnte die schwierige messtechnische Ermittlung des Abgasvolumenstroms vermieden werden. Die ermittelten Emissionen für den Brennerstart werden als Mehremission gegenüber einem zeitgleich stattfindenden stationären Betrieb angegeben. Als wesentliche Einflussgrößen auf die Höhe der Startemissionen stellte sich die relative Kesselleistung heraus (definiert als Brennerlaufzeit bezogen auf die Brennerlaufzeit plus Brennerstillstandszeit). Für fast alle untersuchten Brenner-Kessel-Kombinationen nahmen mit geringerer relativer Kesselleistung (längere Brennerstillstandszeit) die Emissionen für den Start aller betrachteten Abgaskomponenten zu. Die Emissionen für den Brennerstopp waren demgegenüber unabhängig von der relativen Kesselleistung.

Mit den ermittelten Emissionen für den intermittierenden Betrieb der untersuchten Heizgeräte wurde in einer Modellrechnung in Anlehnung an die DIN 4702 Teil 8 unter Berücksichtigung der Häufigkeit einer relativen Kesselleistung und der dazugehörigen Anzahl an Start- und Stoppvorgängen die emittierte Masse einer Abgaskomponente für die Heizzeit berechnet. Bezogen auf die eingesetzte Energiemenge in der Heizzeit ergab sich daraus der Emissionsfaktor für den intermittierenden Betrieb. Die berechneten Emissionsfaktoren liegen zum Teil deutlich über denen für den stationären Dauerbetrieb, wie sie in Prüfstandsuntersuchungen im Rahmen von Baumusterprüfungen ermittelt werden. Anschließend wurden unter Berücksichtigung der zuvor ermittelten Alters- und Leistungsstruktur Emissionsfaktoren für jede Gerätebauart (z.B. Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse, Gas-Brennwertgeräte) bestimmt. Diese bauartspezifischen Emissionsfaktoren wurden durch Wichtung mit dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch in mittlere Emissionsfaktoren für den Anlagenbestand an Öl- und Gasfeuerungen, wie er sich im Jahr 1995 in Haushalten und bei Kleinverbrauchern der alten und neuen Bundesländer sowie für Deutschland darstellte, überführt.

Das Emissionsaufkommen einer Gerätebauart für die zu betrachtenden Abgaskomponenten wurde durch Multiplikation des bauartspezifischen Emissionsfaktors mit dem bauartspezifischen Endenergieverbrauch berechnet. Die Summation über das Emissionsaufkommen der einzelnen Gerätebauarten eines Energieträgers führt dann zum Emissionsaufkommen, das strukturiert nach Haushalten und Kleinverbrauchern in den alten und neuen Bundesländern sowie für Deutschland angegeben wurde. Im Jahr 1995 wurden rund 36.000 t CO emittiert, die zu knapp zwei Drittel durch die Verbrennung von Heizöl EL verursacht wurden. Die Emissionen an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) betragen für Heizöl EL ca. 3.750 tC (bezogen auf organisch gebundenen Kohlenstoff), wobei der überwiegende Teil mit mehr als 90 % aus der Emission an Nicht-Methankohlenwasserstoffen besteht. Die Methanemissionen sind demgegenüber als vernachlässigbar anzusehen. Durch die Verbrennung von Erdgas wurden weitere 16.800 tC an unverbrannten Kohlenwasserstoffen (TOC) freigesetzt. Der überwiegende Teil der Kohlenwasserstoffemission besteht hierbei aus unverbranntem Methan. In organisch gebundenem Kohlenstoff ausgedrückt, entspricht dies einer emittierten Masse von ca. 12.700 tC oder einem Anteil von über 80 %. Die Emissionen an N₂O betrug im Jahr 1995 rund 1.350 t, die sich zu fast gleichen Teilen auf die Energieträger Heizöl EL und Erdgas verteilte. Festzuhalten bleibt noch, dass bei allen Abgaskomponenten das Emissionsaufkommen in Deutschland durch die alten Bundesländer, und hierin wiederum durch die Haushalte, bestimmt wurde.

11 Anhang

Anhang A Unsicherheiten der Emissionsberechnung

Das Ziel dieser Arbeit bestand in der Ermittlung von Emissionsfaktoren und des Emissionsaufkommen der klimarelevanten Gase CO, CH₄ und N₂O sowie der organischen Spurengase TOC und NMTOC. Betrachtet wurden die im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher eingesetzten Energieträger Heizöl EL und Erdgas im Bezugsjahr 1995. Da die verwendeten Berechnungsmodelle immer nur eine Vereinfachung der realen Zusammenhänge darstellen, sind die Ergebnisse der Berechnungen immer mit einer Unsicherheit behaftet. Weitere Unsicherheiten entstehen durch die verwendeten Eingangsdaten, wie z.B. Endenergieverbrauch, Anlagenbestand oder die Messung der Emissionen, die ebenfalls mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind, die sich bis in die erzielten Ergebnisse fortsetzt.

In den folgenden Abschnitten wird, soweit wie möglich, eine Einschätzung der Datenqualität der Eingangsdaten, der ermittelten Emissionsfaktoren und eine Methode zur Quantifizierung der Unsicherheit des berechneten Emissionsaufkommens vorgestellt.

Qualitative Beurteilung der Eingangsdaten

Alle verwendeten Eingangsdaten aus der Literatur wurden auf ihre Qualität und Verwendbarkeit für die Aufgabenstellung hin überprüft. Als Kriterien für die Überprüfung wurden Vollständigkeit der Daten, Abgrenzung und Nachvollziehbarkeit festgelegt. So fanden beispielsweise in die Ermittlung des Endenergieverbrauchs keine Daten Eingang, in denen der Bereich der Kleinverbraucher nicht definiert wurde. Eine den Anforderungen genügende Datenbasis stellten die Statistiken zum Energieeinsatz und -verwendung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, die Statistiken der Kohlenwirtschaft und des Bundesverbandes der Gas- und Wasserwirtschaft dar.

Eine sehr gute Ausgangsbasis für die Ermittlung des Anlagenbestandes stellten die Statistiken des Statistischen Bundesamtes zum Gebäude- und Wohnungsbestand in den alten und neuen Bundesländern dar. Die Systematik zur Erfassung der Daten sowie die Abgrenzungen gegeneinander sind in den Veröffentlichungen nachvollziehbar dokumentiert. Die angewendete Methodik seitens des Statistischen Bundesamtes in der Hochrechnung steht in ausreichender Transparenz zur Verfügung (StBa 1995a bis d, StBa 1997a bis c)

Die Ergebnisse zum Anlagenlagenbestand und -struktur aus eigenen Erhebungen konnten durch Vergleich mit anderen Statistiken verifiziert werden. Dazu zählten die jährlichen Statistiken über die wiederkehrend messpflichtigen Öl- und Gasfeuerungen des Schornsteinfegerhandwerks auf der Ebene der Kehrbezirke, der Landesinnungsverbände in den Bundesländern Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen und für die alten und neuen Bundesländer durch den Zentralinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks. Die Bewertung der erhobenen Daten sowie die durchgeführte Plausibilitätsprüfung wurde ausführlich im Kapitel 5 in der Ermittlung des Anlagenbestandes und -struktur diskutiert.

Qualitative Beurteilung der Emissionsfaktoren

Alle ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren wurden hinsichtlich ihrer Qualität einer internen Beurteilung unterzogen. So wurde jeder bauartspezifische Emissionsfaktor in eine von vier Qualitätsstufen (A bis D) eingeordnet, wobei A die höchste und D die niedrigste Stufe darstellt. Voraussetzung für die Einordnung eines Emissionsfaktors in die höchste Qualitätsstufe war hierbei eine ausreichend breite Datenbasis (Vielzahl an Messungen einer Gerätebauart) mit einer hohen Qualität und Verlässlichkeit der Emissionsmessungen, die z.B. durch Einsatz eines erprobten und anerkannten Messverfahren erhalten wird.

Basiert die Berechnung der Emissionsfaktoren auf nur wenigen Messwerten (u.U. liegt nur ein einziger Wert vor) oder erfolgten die Messungen z.B. mit nicht ausreichend erprobten Messverfahren, wie im Falle des N₂O, so wurden diesen Faktoren einer niedrigeren Qualitätsstufe zugeordnet. Die Emissionsfaktoren in der niedrigsten Qualitätsstufe geben somit bestenfalls die zu erwartende Größenordnung eines tatsächlichen Emissionsfaktors wieder.

Tabelle A.1 gibt in zusammengefasster Form einen Überblick über die Bewertung der ermittelten bauartspezifischen Emissionsfaktoren.

Tabelle A.1: Zusammenfassende Bewertung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren für den Energieträger Heizöl EL und Erdgas im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher anhand von vier Qualitätsstufen

Energieträger	Haushalte					Kleinverbraucher				
	CO	TOC	CH ₄	NMTOC	N ₂ O	CO	TOC	CH ₄	NMTOC	N ₂ O
Heizöl EL	A - B	A - C	B - C	B - C	B - C	A - B	A - C	B - C	B - C	B - C
Erdgas	A - B	A - C	B - C	B - C	B - C	A - B	A - C	B - C	B - C	B - C

Qualitätsstufen:

- A breite Datenbasis, Vielzahl an Messungen an Einzelgeräten
- B mittlere Datenbasis, wenige Messungen, jedoch mit verlässlichem Hintergrund
- C geringe Datenbasis, nur stichprobenartige Emissionsmessungen
- D Abschätzungen der Emissionsfaktoren auf Basis vergleichbarer Feuerungen (z.B. Übertragung von kleineren auf größeren Leistungsbereich)

Die Einordnung der Emissionsfaktoren in Qualitätsstufen gilt sowohl für die neuen und alten Bundesländer, da die Datenbasis (Emissionsfaktoren aus eigenen Messungen) für beide Gebiete übernommen wurde und lediglich die Altersstruktur und die Aufteilung des Endenergieverbrauchs in bauartspezifische Energieverbrauch sich anders darstellt.

Quantifizierung der Unsicherheiten

Mit Hilfe theoretischer Betrachtungen kann versucht werden, z.B. die Unsicherheiten der berechneten Emissionen, die sich aus der Unsicherheit der Eingangsdaten und der darauf aufbauenden Modellrechnungen ergibt, zu quantifizieren.

Eine Methode, die eigentlich für die Ermittlung der Messunsicherheit bei Emissionsmessungen entwickelt wurde, ist die Anwendung des Verfahrens der Geordneten Schätzung (VDI 4219, 2000) auf die hier gestellte Aufgabe. Die Grundlage des Verfahrens beruht auf der systematischen Unterteilung des zu beurteilenden Messverfahrens in definierte Teilschritte (Verfahrensmodule), die wiederum in elementare Einzelschritte untergliedert werden. Sinngemäß übertragen stellt das zu beurteilende Messverfahren die Berechnung des Emissionsaufkommens dar, mit den Teilschritten:

- Ermittlung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs
- Ermittlung des Anlagenbestand und der -struktur
- Ermittlung der Emissionen
- Ermittlung der bauartspezifischen Emissionsfaktoren

Sowohl die qualitativen Kenntnisse über die Ursachen der Unsicherheiten als auch die Möglichkeiten der quantitativen Bestimmung der einzelnen Beiträge zur Gesamtunsicherheit wurden berücksichtigt.

Der Beitrag jedes dieser Einzelschritte zur Gesamtunsicherheit des Endergebnisses wird mit einem geschätzten Wert belegt (Bilanzierung der Unsicherheiten). Diese Werte werden nach der Gauß'schen Fehlerfortpflanzungsrechnung zum Beitrag des Verfahrensmoduls an die Gesamtunsicherheit zusammengefasst. Die Gesamtunsicherheit wird entsprechend aus den Beiträgen aller Verfahrensmodule ermittelt.

Zunächst werden die von den Einzelschritten des Verfahrens verursachten Einzelbeiträge u_i , bezogen auf das Endergebnis, geschätzt. In diese Schätzungen gehen die z.B. in den Eingangsdaten angegebene Unsicherheiten ein. Es werden jedoch auch die Erkenntnisse berücksichtigt, die sich aus der Bearbeitung der einzelnen Verfahrensschritte und aus dem theoretischen Verständnis um die Zusammenhänge der verschiedenen Verfahrensschritte ableiten lassen.

Die Schätzwerte u_i werden entweder in den Einheiten der Größe (z.B. mg/m³, TJ) oder direkt in Prozent des Endergebnisses angegeben:

$$u_i = 100 * \frac{u_{i,dim}}{G} \quad (A.1)$$

mit: u_i der Relativwert der Unsicherheit in %
 $u_{i,dim}$ der Wert der Unsicherheit, in Einheiten der Größe
 G Größe

Aus den Unsicherheiten u_i der in einem Verfahrensmodul zusammengefassten Einzelschritte werden die modulspezifischen Unsicherheiten u_M nach dem Fehlerfortpflanzungsgesetz be-

rechnet. Sie ergeben sich als Quadratwurzel aus der Summe der Quadrate der einzelnen Unsicherheiten und werden als Prozentzahl angegeben:

$$u_M = \sqrt{\sum_{i=1}^n u_i^2} \quad (\text{A.2})$$

mit: u_M Unsicherheit eines Verfahrensmoduls M
 u_i Unsicherheit des Einzelschritts i
 n Anzahl der Einzelschritte i
 i Laufzahl i = 1,2,3.....n

Die Unsicherheit des Gesamtverfahrens u_T , in diesem Fall der Emissionsberechnung, wird mit der Fehlerfortpflanzungsrechnung aus den modulspezifischen Unsicherheiten berechnet. Das Schätzergebnis liegt dann als prozentuale Abweichung in Bezug auf das Ergebnis vor.

$$U_T = \sqrt{\sum_{j=1}^n u_{M,j}^2} \quad (\text{A.3})$$

mit: u_M Unsicherheit des Verfahrensmoduls M
 u_T Gesamtunsicherheit des Verfahrens
 n Anzahl der Verfahrensmodule
 j Laufzahl i = 1,2,3.....n

Soweit wie möglich wurde durch Variation der einzelnen Beiträge in Form von pauschalierten prozentualen Zu- oder Abschlägen die Änderung des ermittelten Emissionsaufkommens berechnet. Bezogen auf das berechnete Emissionsaufkommen in **Tabelle H.5** in **Anhang H**, auch als Basisemission bezeichnet, kann dann die Unsicherheit des einzelnen Beitrages festgelegt werden. In allen anderen, wenigen Fällen, wurde mit bestmöglichen Annahmen für die Unsicherheit des Beitrages gerechnet. Unterschieden wird in der Ermittlung der Unsicherheiten zwischen einem sogenannten *S-Fall* (Standardfall) und einem *X-Fall* (ungünstigster Fall). Der *S-Fall* ist gekennzeichnet durch eine gute Kenntnis der Unsicherheiten. Es wird davon ausgegangen, dass in diesem Fall die einzelnen Beiträge zur Gesamtunsicherheit minimal sind. Diese Beiträge stellen eine Restunsicherheit dar, die aufgrund der zur Verfügung stehenden Datenlage nicht weiter verbessert werden kann. Der *X-Fall* stellt die Situation dar, die durch extreme Randbedingungen charakterisiert ist. Die Unsicherheiten der einzelnen Beiträge im *X-Fall* stellen das obere Ende des Unsicherheitsbereichs dar.

Die Durchführung des Verfahrens der geordneten Schätzung mit den vier Verfahrensmodulen und den Beiträgen der einzelnen Unsicherheiten für die Ermittlung des Emissionsaufkommens an CO, TOC, CH₄ und NMTOC im Bereich der Haushalte in den alten Bundesländer in **Tabelle A.2** ausgeführt. Für die anderen Abgaskomponenten ist die Vorgehensweise identisch, wobei sich Unterschiede in den angegebenen Größen nur im Punkt 3.1 im Modul 3 (Unsicherheit am Nullpunkt) ergeben.

Tabelle A.2: Ermittlung der Gesamtunsicherheit für das berechnete Emissionsaufkommen an CO, TOC, CH₄ und NMTOC durch das geordnete Schätzverfahren nach VDI 4219 (2000)

Verfahrensmodule, bei denen Unsicherheiten einen Beitrag u_i bzw. u_M zur Gesamtunsicherheit U_T leisten können		Beiträge u_i bzw. Gesamtunsicherheit U_T in % des Endergebnisses	
		im S-Fall	im X-Fall
1.	Endenergieverbrauch		
1.1	Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	2 %	5 %
1.2	Aufteilung der Energieverbrauchs in Haushalte und Kleinverbraucher	5 %	10 %
1.3	Aufteilung des Energieverbrauchs in die Verwendungsarten Raumwärme, Warmwassererzeugung, Prozesswärme, Kochen	0,5 %	2 %
1.4	Aufteilung des bauartspezifischen Endenergieverbrauchs	0,5 %	2 %
1.5	Ermittlung der Vollbenutzungsstunden ¹⁾	0,5 %	2 %
1.6	mittlere installierte Nennwärmeleistung ¹⁾	0,5 %	2 %
Unsicherheit $u_{M,1}$ des Moduls 1		5,5 %	12 %
2.	Anlagenbestand		
2.1	Anlagenbestand aus Daten des Statistischen Bundesamtes ²⁾	1 %	5 %
2.2	Aufteilung in Gerätebauarten ³⁾	1 %	5 %
2.3	Eigene Erhebungen zur Altersstruktur in ausgewählten Kehrbezirken ⁴⁾	5 %	10 %
Unsicherheit $u_{M,1}$ des Moduls 2		5,2 %	12 %
3.	Ermittlung der Emissionen		
3.1	einsetzen der Unsicherheit am Nullpunkt als Messwert anstatt des gemessenen Emissionswertes ⁵⁾	10 %	30 %
3.2	Messung der Verbrennungsluftmenge	0,1 %	0,5 %
3.3	Reproduzierbarkeit der Start-Stopp-Peaks	1 %	5 %
Unsicherheit $u_{M,1}$ des Moduls 3		10,0	30 %
4.	Ermittlung der Emissionsfaktoren		
4.1	Ermittlung der Emissionswerte für Start, Stopp und quasi-stationären Betrieb in Anlehnung an DIN 4702 Teil 8 mittels Regressionskurven	1 %	5 %
4.2	Starhäufigkeit in der Heizzeit ⁶⁾	0,2 %	1 %
4.3	Summenhäufigkeit der relativen Kesselleistung in bezug auf Tag- und Nachtbetrieb	2 %	5 %
4.4	Koeffizienten aus den Emissionsfaktoren für stationären Betrieb und dem intermittierenden Betrieb	10 %	20 %
4.5	Warmwassererzeugung im Sommer ⁷⁾	0,5 %	2 %
Unsicherheit $u_{M,1}$ des Moduls 4		10,2%	21 %
Gesamtunsicherheit U_T in % des Endergebnisses		16,2 %	40 %

1) für 10 % Abweichung vom Wert, Summe des Endenergieverbrauchs bleibt konstant

2) für 10 % Abweichung vom Wert

3) für 10 % Abweichung, Summe der installierten Heizgeräte bleibt konstant

4) Anlagenbestand um 20 % neuer als ausgewiesen

5) Unsicherheiten am Nullpunkt (berechnet nach Glaser, 2001): CO: 1,13 mg/m³, TOC: 1,74 mgC/m³, CH₄: 1,24 mg/m³, NMTOC: 0,84 mgC/m³, N₂O: 0,30 mg/m³ (berechnet als Nachweisgrenze)

6) für 10 % Abweichung vom Wert

7) zusätzlich 2 Kaltstarts am Tag an 100 Tagen im Sommer, Emissionen für die Brennerlaufzeit in den Emissionen für den quasistationären Betrieb berücksichtigt

Die Berechnung der mittleren Emissionsfaktoren und des Emissionsaufkommens selbst führt zu keinen neuen Unsicherheiten, da die Unsicherheiten schon in den einzelnen Beiträgen der Verfahrensmodule enthalten sind. Die Gesamtunsicherheit des berechneten Emissionsaufkommens an CO, TOC, CH₄ und NMTOC beträgt 16,2 % (Standardfall). Im ungünstigsten Fall, unter Heranziehung von extremen Randbedingungen, beträgt die Gesamtunsicherheit maximal 40 %.

Etwas anders stellt sich die Gesamtunsicherheit für das N₂O dar. Messungen zum Emissionsverhalten der Heizgeräte im intermittierenden Betrieb konnten nur exemplarisch durchgeführt werden. (Struschka et al. 1996). Die Ergebnisse zeigten, dass für diese Betriebsweise von einem höheren Emissionsniveau gegenüber dem stationären Betrieb auszugehen ist. Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht deshalb auf der Anwendung der Koeffizienten in Tabelle G.1 auf die ermittelten Emissionsfaktoren im stationären Betrieb der Heizgeräte. Für das N₂O orientiert sich die Gesamtunsicherheit hierdurch eher am zuvor beschriebenen X-Fall, der eine Gesamtunsicherheit von 40 % ergibt. Zur Verbesserung der Datensituation wäre es unbedingt angezeigt, die Emissionen an N₂O im intermittierenden Betrieb der Öl- und Gasfeuerungen zu bestimmen.

Anhang B Verbrennungsrechnung, Elementarzusammensetzung und verbrennungstechnische Kenndaten

Verbrennungsrechnung für Heizöl EL und Erdgas

Grundlage für die Ermittlung der verbrennungstechnischen Größen wie z.B. der trockene stöchiometrische Luftbedarf (L_{min}), das trockene stöchiometrische Abgasvolumen ($V_{A,min,tr}$) und feucht ($V_{A,min,f}$) sowie der theoretisch maximale CO₂-Gehalt im Abgas bildet die Elementarzusammensetzung der Brennstoffe (**s. Tabelle B.1**). Als mittlere Zusammensetzung der trockenen Verbrennungsluft im Normzustand ($p_n = 1.013,25 \text{ mbar}$; $T_n = 273 \text{ K}$) wurden folgende Werte aus DIN 1871 (1980) verwendet:

Stickstoff	N ₂	78,11	Vol%
Sauerstoff	O ₂	20,94	Vol%
Argon	Ar	0,916	Vol%
Kohlendioxid	CO ₂	0,033	Vol%
Neon	Ne	0,002	Vol%
Rest	-	0,001	Vol%

Die Verbrennungsrechnung wurde entsprechend den Ausführungen für flüssige Brennstoffe nach Gumz (1953) sowie für gasförmige Brennstoffe nach Cerbe (1992) durchgeführt.

Heizöl EL

Der trockene Luftbedarf $L_{min,tr}$ in m³/kg_{Heizöl} für Heizöl EL ergibt sich bei stöchiometrischer Verbrennung zu

$$L_{min,tr} = 8,904 * C + 26,522 * H + 3,342 * S - 3,335 * O \quad (\text{B.1})$$

wobei C, H, S und O in Massen% eingesetzt werden.

Das Abgasvolumen in m³/kg_{Heizöl} bei stöchiometrischer Verbrennung - feucht $V_{A,min,f}$ und trocken $V_{A,min,tr}$ - ergibt sich zu

$$\begin{aligned} V_{A,min,f} &= 8,893 * C + 32,079 * H + 3,325 * S - 2,637 * O + 0,800 N \\ V_{A,min,tr} &= 8,893 * C + 32,079 * H + 3,325 * S - 2,637 * O + 0,800 N \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

wenn trockene Verbrennungsluft zugeführt wird.

Bei der stöchiometrischen Verbrennung von reinem Kohlenstoff werden genauso viele Moleküle CO₂ gebildet wie O₂-Moleküle der Verbrennung zugeführt werden. In Brennstoffen, die neben Kohlenstoff auch Wasserstoff enthalten, fällt je nach dem Wasserstoffanteil im Brennstoff der CO₂-Gehalt im Abgas niedriger aus. Der maximale CO₂-Gehalt $CO_{2,max}$ in Vol% im trockenen Abgas eines kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffes berechnet sich nach der Gleichung:

$$CO_{2,max} = \frac{1,86 * C}{V_{A,min,tr}} \quad (\text{B.3})$$

Erdgas

Der trockene Luftbedarf $L_{min,tr}$ in m^3/m^3_{Erdgas} für Erdgas, das ein Gemisch aus Einzelkomponenten darstellt, kann bei stöchiometrischer Verbrennung wie folgt berechnet werden

$$L_{min,tr} = 2,38 * H_2 + 2,38 * CO + 9,52 * CH_4 + 11,90 * C_2H_2 + 14,28 * C_2H_4 + 16,66 * C_2H_6 + 21,42 * C_3H_6 + 23,80 * C_3H_8 + 30,94 * C_4H_{10} \quad (B.4)$$

Die Anteile der einzelnen Gaskomponenten im Brenngas sind hierbei als Volumenanteile (m^3/m^3_{Erdgas}) einzusetzen.

Die bei stöchiometrischer Verbrennung entstehende trockene Abgasmenge $V_{A,min,tr}$ in m^3/m^3_{Erdgas} errechnet sich zu

$$V_{A,min,tr} = 2,88 * H_2 + 2,88 * CO + 10,52 * CH_4 + 12,40 * C_2H_2 + 15,28 * C_2H_4 + 18,16 * C_2H_6 + 22,92 * C_3H_6 + 25,80 * C_3H_8 + 33,44 * C_4H_{10} + N_2 + CO_2 \quad (B.5)$$

sowie die feuchte Abgasmenge $V_{A,min,f}$ in m^3/m^3_{Erdgas} zu

$$V_{A,min,f} = 1,88 * H_2 + 2,88 * CO + 8,52 * CH_4 + 11,40 * C_2H_2 + 13,28 * C_2H_4 + 15,16 * C_2H_6 + 19,92 * C_3H_6 + 21,80 * C_3H_8 + 28,44 * C_4H_{10} + N_2 + CO_2 \quad (B.6)$$

Feuchte in der Verbrennungsluft

Wird der Verbrennung Umgebungsluft zugeführt, so erhöht sich der trockene Luftbedarf $L_{min,tr}$ bei stöchiometrischer Verbrennung um das in der Umgebungsluft stets vorhandene Wasserdampfvolumen. Die feuchte Luftmenge $L_{min,f}$ kann nach Vogel (1996) berechnet werden zu

$$L_{min,f} = L_{min,tr} * \left(1 + \frac{\varphi_{rel} * p_s(t)}{p_{amb} - \varphi_{rel} * p_s(t)} \right), \quad (B.7)$$

mit: φ_{rel} relative Feuchte in %
 $p_s(t)$ Sättigungsdruck des Wasserdampfs in mbar bei gegebener Temperatur
 p_{amb} Luftdruck in mbar
 t Temperatur der Verbrennungsluft in °C
 $L_{min,f}$ feuchterr stöchiometrischer Luftbedarf in $m^3/kg_{Heizöl}$ oder m^3/m^3_{Erdgas}
 $L_{min,tr}$ trockener stöchiometrischer Luftbedarf in $m^3/kg_{Heizöl}$ oder m^3/m^3_{Erdgas}

wobei die relative Feuchte definiert ist als Quotient des Partialdruck p (in mbar) und des Sättigungsdruckes $p_s(T)$ in mbar des Wasserdampfs bei der Temperatur t (in °C)

$$\varphi_{rel} = \frac{p(t)}{p_s(t)} \quad (B.8)$$

mit: $p(t)$ Partialdruck des Wasserdampfs in mbar
 $p_s(t)$ Sättigungsdruck des Wasserdampfs in mbar
 φ_{rel} relative Feuchte in %

Im Temperaturbereich zwischen $0,01\text{ °C} < t < 70\text{ °C}$ lässt sich der Sättigungsdruck des Wasserdampfes bei durch die Formel

$$\ln(p_s(t)) = 19,016 - \frac{4.064,95}{t + 236,25} \quad (\text{B.9})$$

mit: t Temperatur in °C
 $p_s(t)$ Sättigungsdruck des Wasserdampfes in mbar

als Funktion der Temperatur wiedergeben.

Luftüberschuss

In allen technischen Feuerungen ist für die vollständige Verbrennung des Brennstoffes ein gewisser Überschuss an Verbrennungsluft notwendig. Dieser sog. Luftüberschuss λ ist definiert als das Verhältnis zwischen der tatsächlich in die Feuerung zugeführte Luftmenge L und der stöchiometrisch notwendigen Luftmenge L_{min} (Baumbach, 1993). Da die tatsächliche Verbrennungsluftmenge sich in der Praxis nur schwer bestimmen lässt, wird der Luftüberschuss in der Regel aus dem Restsauerstoffgehalt im Abgas oder wie hier aus dem Kohlendioxidgehalt im Abgas bestimmt:

$$\lambda = 1 + \frac{V_{A,min,tr}}{L_{min,tr}} * \frac{CO_{2,max} - CO_2}{CO_2} \quad (\text{B.10})$$

mit: λ Luftüberschuss
 $V_{A,min,tr}$ trockene Abgasmenge bei stöchiometrischer Verbrennung in $m^3/kg_{Heizöl}$ oder m^3/m^3_{Erdgas}
 $L_{min,tr}$ trockener Luftbedarf bei stöchiometrischer Verbrennung in $m^3/kg_{Heizöl}$ oder m^3/m^3_{Erdgas}
 $CO_{2,max}$ maximaler CO_2 -Gehalt im trockenen Abgas in Vol%
 CO_2 gemessener CO_2 -Gehalt im Abgas in Vol%

Elementarzusammensetzung und verbrennungstechnische Kenndaten**Tabelle B.1:** Elementarzusammensetzung und verbrennungstechnische Kenndaten der in Messreihe 1 und 2 verwendeten Heizöl EL

Bezeichnung	Wert		Dimension
	Messreihe 1	Messreihe 2	
Kohlenstoff	86,61	86,52	Massen-%
Wasserstoff	13,23	13,42	Massen-%
Schwefel (nach DIN 51 400)	0,16	0,06	Massen-%
Stickstoff (nach ASTM D 4629)	180	122	mg/kg
Heizwert	42,78	42,92	MJ/kg
Dichte bei 15 °C (nach DIN 51757)	0,85	0,84	g/ml
Theor. max. CO ₂ -Gehalt	15,41	15,35	Vol%
stöch. Luftbedarf	11,23	11,27	m ³ /kg
stöch. Abgasvolumen, trocken	10,49	10,52	m ³ /kg
stöch. Abgasvolumen, feucht	11,98	12,02	m ³ /kg

Tabelle B.2: Elementarzusammensetzung und verbrennungstechnische Kenndaten des verfeuerten Erdgases in den Messreihen 1 und 2 (bei Normbedingungen T = 273 K, p = 1.013 hPa)

Bezeichnung	Wert			Dimension
	Messreihe 1	Messreihe 2		
	-	Erdgas Ost	Erdgas Nord	
Methan	87,49	97,53	83,79	Vol%
Ethan	4,71	0,86	6,18	Vol%
Propan	1,24	0,27	1,53	Vol%
Butan	0,32	0,10	0,37	Vol%
Pentan	0,06	0,02	0,07	Vol%
CO ₂	1,10	0,22	1,36	Vol%
N ₂	5,10	1,01	6,70	Vol%
Heizwert	36,12	35,96	36,04	MJ/m ³
Dichte	0,63	0,57	0,65	kg/m ³
Theor. max. CO ₂ -Gehalt	11,99	11,79	11,91	Vol%
Wobbeindex	14,0	14,67	13,75	kWh/m ³
stöch. Luftbedarf	9,54	9,53	8,46	m ³ /m ³
stöch. Abgasvolumen, trocken	8,59	8,55	7,69	m ³ /m ³
stöch. Abgasvolumen, feucht	10,82	10,82	9,69	m ³ /m ³

Anhang C Ergänzende Tabellen zu Kapitel 4: Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen - Literaturlauswertung

Tabelle C.1: Bandbreite und Mittelwerte der Emissionen an CO für Ölzerstäubungsbrenner aus Prüfstandsmessungen (stat. Be-triebsweise)

Brenner-Kessel-Kombination	Jahr der Messung	Leistung kW	Last	Anzahl	Min kg/TJ	Max kg/TJ	Mittelwert kg/TJ	Literatur
1 Gelbbrenner/Gusskessel (3-Zug, Feuerraum gekühlt)	1988	25 - 50	Nennlast	7	5,0	50	22	Rick (1988)
				8	9,1	116	48	
				8	17	125	41	
Gelbbrenner/Gusskessel (2-Zug, Feuerraum gekühlt)				7	2,0	13	6,6	
				7	2,0	13	6,6	
2 Gelbbrenner an Prüfflammrohr	1986	< 25	Nennlast	14	4,0	17	6,7	Test (1986)
				14	4,0	17	6,7	
3 Gelbbrenner an Prüfflammrohr	1978	< 25	Nennlast	1	28	28	28	Kremer (1986)
				9	5,9	23	15	
				1	22	22	22	
Blaubrenner an Prüfflammrohr		25 - 50		3	16	27	22	
				3	16	27	22	
4 Blaubrenner/Gusskessel (3-Zug)	1994	> 50	Teillast	8	0,30	4,9	2,4	Schuler (1994)
				8	0,60	8,7	4,1	
				4	1,7	3,8	30	
Blaubrenner/Gusskessel (Umkehrkessel)			Nennlast	4	1,5	4,9	2,7	
				4	1,5	4,9	2,7	
5 Gelbbrenner an Heizkessel	1994	< 25	Nennlast	20	0,30	17	6,7	Pischinger et al. (1994)
				9	2,8	8,4	5,3	
				18	1,6	17	6,3	
				13	1,6	8,4	4,7	
6 Ölbrenner mit Gebläse (RAL-UZ 9)	2000	< 120	min FWL	124	0,0	9,2	2,4	Pfeiffer et al. (2000a)
				124	0,9	16	8,6	
Ölbrenner-Kessel-Komb. (RAL-UZ 46) ¹⁾		< 70	max FWL	131	0,0	16	4,4	
				131	0,0	16	4,4	

FWL Feuerungswärmeleistung ¹⁾ Normemissionsfaktoren

Tabelle C.2: Bandbreite und Mittelwerte der Emissionen an CO für Ölzerstäubungsbrenner aus Feldmessungen (stationäre Betriebsweise)

Brenner-Kessel-Kombination	Jahr der Messungen	Leistung kW	Last	Anzahl	Min kg/TJ	Max kg/TJ	Mittelwert kg/TJ	Literatur
1 Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern eines Herstellers	1987	< 50	-	138	-	-	24	Weishaupt (1987)
2 Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern	1993	< 25 25 - 50 > 50 < 25	-	3 7 8 4	0,40 0,00 0,00 1,0	62 86 81 7,0	23 23 16 3,3	Baumgärtner (1993)
3 Öl-/Gas-Kombibrenner, teilweise umgerüstete Koksessel	1987	> 50	Teillast ¹⁾ Nennlast ¹⁾	4 10	5,6 1,9	18 49	11 16	Struschka et al. (1987)
4 Wechselbrandkessel mit Gelbbrenner Kessel mit heißer Brennkammer mit Gelbbrenner Kessel ohne heiße Brennkammer mit Gelbbrenner Kessel ohne heiße Brennkammer mit Blaubrenner	1996			40 77 63 29	24 3,3 7,5 0,60	130 18 52 13	76 11 30 7,2	Hübner et al. (1996)
5 Unit mit Blaubrenner	1996	< 25 25 - 50 > 50		24 37 121	1,5 1,5 1,5	31 113 160	7,0 5,1 4,8	Haltiner (1996)
6 Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern	1995	- ²⁾		18 9 33	- - -	- - -	49 32 41	Vekemans (1995)

¹⁾ 2-stufige Brenner: Stufe 1: Teillast, Stufe 2: Nennlast

Tabelle C.3: Bandbreite und Mittelwerte der Emissionen an CO für Gasfeuerungen aus Prüfstandsmessungen (stationäre Betriebsweise)

Brenner-Kessel-Kombination	Jahr der Messung	Leistung kW	Last	Anzahl	Min kg/TJ	Max kg/TJ	Mittelwert kg/TJ	Literatur
1 Gas-Spezialheizkessel (Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse)	1988	< 25	Nennlast	9	0,80	8,3	1,9	Test (1988)
	1991/1994	< 25	-	22	0,80 ¹⁾	16 ¹⁾	4,8 ¹⁾	Test (1991a, 1994)
	1994	< 25	-	84	0,00	22	4,7	Pischinger et al. (1994)
2 Gas-Brennwertgeräte	1986 1991/1994 1994	25 - 50	-	63	0,00	11	7,3	Test (1986a) Test (1991b, 1994) Pischinger et al. (1994)
		> 50	-	19	8,4	16	9,5	
		< 25	-	6	0,00	41	21	
3 Kombi- und Umlaufwasserheizer	1994	< 25	-	13	2,5 ¹⁾	30 ¹⁾	13 ¹⁾	Pischinger et al. (1994)
		< 25	-	15	1,4	11	5,0	
		25 - 50	-	9	1,5	11	5,3	
4 Gasbrenner mit Gebläse	1994	> 50	-	4	3,4	5,6	4,3	Pischinger et al. (1994)
		< 25	-	6	6,5	19	11	
		< 25	-	8	2,2	22	7,7	
5 Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	1994	< 25	-	16	0,90	14	4,7	Pischinger et al. (1994)
		25 - 100	-	38	0,80	17	6,0	
		100-350	-					
6 Gas-Spezialheizkessel (RAL-UZ 39) ¹⁾ Kombi- und Umlaufwasserheizer (RAL-UZ 40) ¹⁾ Gas-Brennwertgeräte (RAL-UZ 61) ¹⁾	2000	< 70	-	166	0,30	16	3,1	Pfeiffer et al. (2000a)
		< 70	-	65	1,3	16	8,9	
		< 70	-	68	0,36	11	2,8	

¹⁾ Normemissionsfaktoren nach DIN 4702 Teil 8 (1990)

Tabelle C.4: Bandbreite und Mittelwerte der Emissionen an CO für Gasfeuerungen aus Feldmessungen (stationäre Betriebsweise)

Brenner-Kessel-Kombination	Jahr der Messung	Leistung kW	Last	Anzahl	Min kg/TJ	Max kg/TJ	Mittelwert kg/TJ	Literatur
1 Gas-Spezialheizkessel (Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebiä- se)	1988	25 - 50	Nennlast	42	0,00	152	11	Kämper und Lommerzheim (1988)
	1996	< 25	Nennlast	27	3,9	91	25	Erdtel und Hentze (1996)
		25 - 50	Nennlast	4	7,2	14	9,5	
2 Kombi- und Umlaufwasserheizer	1988	< 25	Nennlast	14	0,00	172	24	
		25 - 50	Nennlast	19	-	-	23	Kämper und Lommerzheim (1988)
Durchlaufwasserheizer	1996	< 25	Nennlast	18	14	170	44	Erdtel und Hentze (1996)
3 Öl-/Gas-Kombibrenner u. Gasbrenner mit Gebläse, teilw. umgerüstete Koksessel Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	1987	> 50	Teillast ¹⁾	16	0,00	78	19	Struschka et al. (1987)
			Nennlast ¹⁾	22	0,00	77	15	
	1995	- ²⁾	Nennlast	5	-	-	3,9	Vekemans (1995)
				9	-	-	6,4	
4 Gas-Vorratswasserheizer	1988			30	-	-	22	
			Nennlast	17	-	-	7,0	Kämper und Lommerzheim (1988)
5 Gas-Raumheizer	1996	< 25	Nennlast	61	10	152	39	Erdtel und Hentze (1996)

¹⁾ teilweise 2-stufige Brenner, Stufe 1: Teillast, Stufe 2: Nennlast; ²⁾ in Einfamilienhäusern

Anhang D Ergänzende Tabellen zu Kapitel 5: Bestand und Struktur von Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten und bei Kleinverbrauchern in Deutschland

Tabelle D.1: Berechnete Anzahl an Heizgeräten zur Raumwärmeerzeugung aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken des Statistischen Bundesamtes einschließlich der Energieträger " Kohle, Koks oder Briketts", "Holz oder Sonstige" und "Strom"

Heizgeräte	Energieträger	alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland
		1.000 Stück	1.000 Stück	1.000 Stück
Zentral- heizungen	Heizöl EL	5.610,2	472,2	6.082,4
	Gas	3.766,6	670,3	4.436,9
	Strom	171,1	17,2	188,3
	Kohle, Koks oder Briketts	111,3		
	Holz oder Sonstige	142,2	193,1 ¹⁾	446,6 ¹⁾
	Summe	9.801,4	1.352,8	11.154,2
Etagen- heizungen	Heizöl EL	146,1	22,0	168,1
	Gas	2.332,6	334,0	2.666,6
	Strom	128,0	23,1	151,1
	Kohle, Koks oder Briketts	24,3		
	Holz oder Sonstige	/	114,7 ¹⁾	139,0 ¹⁾
	Summe	2.635,3	493,9	3.129,2
Einzel- oder Mehrraumöfen	Heizöl EL	2.339,2	254,8	2.594,0
	Gas	2.154,3	865,6	3.019,9
	Strom	1.491,3	245,0	1.736,3
	Kohle, Koks oder Briketts	2.195,7		
	Holz oder Sonstige	1.641,1	4.918,4 ¹⁾	8.755,2 ¹⁾
	Summe	9.821,6	6.283,8	16.105,4
offene Kamine	Kohle, Koks oder Briketts	465,2	18,0	483,2
	Holz oder Sonstige	944,4	36,6	981,0
	Summe	1.409,6	54,6	1.464,2
Kachelöfen	Heizöl EL	132,8	/	132,8
	Gas	49,8	/	49,8
	Kohle, Koks oder Briketts	492,8	247,3	740,1
	Holz oder Sonstige	984,0	502,0	1.486,0
	Summe	1.659,4	749,2	2.408,6
Allzwecköfen	Kohle, Koks oder Briketts	309,7	66,6	376,3
	Holz oder Sonstige	1.238,6	266,5	1.505,1
	Summe	1.548,3	333,1	1.881,4
Summe Energieträger	Heizöl EL	8.228,3	749,0	8.977,3
	Gas	8.303,3	1.869,9	10.173,2
	Strom	1.790,4	285,3	2.075,7
	Kohle, Koks oder Briketts	3.599,0		
	Holz oder Sonstige	4.950,3	6.363,2 ¹⁾	14.912,5
	Summe alle	26.871,3	9.267,4	36.138,7

Anmerkung Vom Statistischen Bundesamt werden alle Angaben getrennt aus den Erhebungsdaten hochgerechnet, d.h. die Summenangaben entsprechen u.U. nicht exakt der Summe der aufgeführten Zahlen für die einzelnen Brennstoffe.

/ Anzahl wurde vom Statistischen Bundesamt nicht hochgerechnet

¹⁾ Festbrennstoffe in den neuen Bundesländern zusammengefasst

Datenbasis für alte Bundesländer: StBa, 1995a bis d; für neue Bundesländer: StBa, 1997a bis c

Tabelle D.2: Berechnete Anzahl an Einzelgeräten zur Warmwassererzeugung in Küchen (oben) und Bädern (unten) aus den Gebäude- und Wohnungsstatistiken des Statistischen Bundesamtes einschließlich der Energieträger " Kohle, Koks oder Briketts", "Holz oder Sonstige" und "Strom"

Einzelgeräte in Küchen	davon mit verwendeter Energieart					
	Gas	Strom	Heizöl	Kohle, Koks oder Briketts	Holz oder Sonstiges	
	<i>1.000 Stück</i>					
alte Bundesländer	11.817,8	3.072,9	7.967,2	357,5	220,9	199,3
neue Bundesländer	3.668,8	1.775,7	1.547,4	20,1	322,4	/
Deutschland	15.486,6	4.848,6	9.514,6	377,6	543,3	199,3

Einzelgeräte in Bädern	davon mit verwendeter Energieart					
	Gas	Strom	Heizöl	Kohle, Koks oder Briketts	Holz oder Sonstiges	
	<i>1.000 Stück</i>					
alte Bundesländer	11.903,1	3.755,0	7.221,4	433,5	293,8	199,3
neue Bundesländer	3.275,6	1.239,8	1.091,9	25,4	909,0	9,5
Deutschland	15.178,7	4.994,8	8.313,3	458,9	1.202,8	208,8

Anmerkung Vom Statistischen Bundesamt werden alle Angaben getrennt aus den Erhebungsdaten hochgerechnet, d.h. die Summenangaben entsprechen u.U. nicht exakt der Summe der aufgeführten Zahlen für die einzelnen Brennstoffe
/ Anzahl wurde vom Statistischen Bundesamt nicht hochgerechnet

Tabelle D.3: Alters- und Leistungsstruktur der installierten Öl- und Gasfeuerungen in den Haushalten der neuen Bundesländern im Jahr 1995

Öl- und Gasfeuerungen	Altersstufe	Anteile der Altersstufe in % im Leistungsbereich in kW					
		4 - 11	> 11 - 25	> 25 - 50	> 50	> 11	4
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	bis 1990	0	-	-	-	-	0
	ab 1991	100	-	-	-	-	100
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	bis 1990	-	1	6	5	3	3
	ab 1991	-	99	94	95	97	97
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	bis 1990	-	7	4	4	6	6
	ab 1991	-	93	96	96	94	94
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	bis 1990	-	0	0	0	0	0
	ab 1991	-	100	100	100	100	100
Raumheizer (einschließlich Heizeinsätze und Kamine)	bis 1990	75	-	-	-	-	75
	ab 1991	25	-	-	-	-	25
Kombiwasserheizer	bis 1990	-	0	-	-	0	0
	ab 1991	-	100	-	-	100	100
Durchlaufwasserheizer	bis 1990	0	38	-	-	38	36
	ab 1991	100	62	-	-	62	64
Vorratswasserheizer	bis 1990	-	-	-	-	-	0
	ab 1991	-	-	-	-	-	100
Brennwertgeräte	bis 1990	-	-	-	-	-	0
	ab 1991	-	-	-	-	-	100

Anmerkung: die Berechnung der Anteile der Altersstufen in den zusammengefassten Leistungsbereichen > 11 und > 4 kW erfolgte unter Berücksichtigung der Anlagenzahlen in den Leistungsbereichen 4 - 11, > 11 - 25, > 25 - 50 und > 50 kW.

Brennwertgeräte und Vorratswasserheizer waren in den ausgewerteten Daten der untersuchten Kehrbezirke nicht enthalten. In der ehemaligen DDR waren diese Gasgeräte nicht erhältlich. Deshalb wurden die Anteile in der Altersstufe „ab 1991“ zu 100 % festgelegt.

- keine Angaben für den Leistungsbereich in Kehrbezirksdaten enthalten oder Leistungsbereich ist bei dieser Bauart nicht vorhanden

Anhang E Ergänzende Tabellen zu Kapitel 6: Ermittlung des bauartspezifischen Energieverbrauchs

Tabelle E.1: Mittlere Nennwärmeleistungen und jährliche Vollbenutzungsstunden der in Haushalten und bei Kleinverbrauchern installierten Öl- und Gasfeuerungen in den alten und neuen Bundesländern

Öl- und Gasfeuerungen	Leistungs- bereich	mittlere Nennwärmeleistung				jährlich Vollbenutzungsstunden ⁴⁾			
		Haushalte		Kleinverbraucher		Haushalte		Kleinverbraucher	
		aBl	nBl	aBl	nBl	aBl	nBl	aBl	nBl
		<i>kW</i>	<i>kW</i>	<i>kW</i>	<i>kW</i>	<i>h</i>	<i>h</i>	<i>h</i>	<i>h</i>
Heizgeräte mit Ölbrennern ohne Gebläse	≥ 4	8	8	9	9	600	600	310	310
Heizkessel mit Ölbrennern mit Gebläse	4 - 25	20	20	20	24	1.600	1.650	1.200	1.300
	> 25 - 50	28	29	31	45	1.600	1.650	1.200	1.300
	> 50	120	140	130	200	1.200	1.300	1.200	1.550
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	4 - 25	20	20	20	20	1.600	1.700	1.200	1.400
	> 25 - 50	39	45	41	30	1.600	1.700	1.200	1.400
	> 50	87	95	103	218	1.300	1.400	1.400	1.600
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	4 - 25	20	20	20	20	1.600	1.700	1.200	1.400
	> 25 - 50	39	40	39	42	1.600	1.700	1.200	1.400
	> 50	140	145	200	105	1.300	1.400	1.400	1.600
Raumheizer ¹⁾	≥ 4	8	6	10	14	1.600	1.600	1.200	1.200
Kombiwasserheizer	≥ 4	18	16	23	9	850	950	600	600
Durchlaufwasserheizer	≥ 4	22	21	25	18	1.000	1.200	800	800
Vorratswasserheizer ²⁾	≥ 4	8	8	15	21	350	350	400	400
Brennwertgeräte ³⁾	≥ 4	14	14	14	9	350	350	400	400

¹⁾ einschließlich Heizeinsätze und Kamine

²⁾ Daten zu Vorratswasserheizern waren in den untersuchten Kehrbezirken nicht enthalten. Für diese Geräte wurde die Angabe aus den alten Bundesländern übernommen bzw. abgeschätzt

³⁾ Daten zu Brennwertgeräten waren in den untersuchten Kehrbezirken nicht enthalten. Für diese Geräte wurde eine mittlere Nennwärmeleistung von 14 kW abgeschätzt

⁴⁾ eigene Abschätzungen in Anlehnung an Literaturangaben (z.B. Struschka et al., 1996 und Prognos, 1995)

aBl alte Bundesländer

nBl neue Bundesländer

Tabelle E.2: Bauartspezifischer Endenergieverbrauch der bei Kleinverbrauchern installierten Ölf Feuerungen in den alten und neuen Bundesländern im Jahr 1995

Ölfeuerungen bei Kleinverbrauchern	Leistungsbereich	bauartspezifischer Endenergieverbrauch					
		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer		Deutschland	
		<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%
	<i>kW</i>						
Heizgeräte mit Ölbrennern ohne Gebläse	≥ 4	645	0,2	0	0,0	645	0,2
Heizkessel mit Ölbrennern mit Gebläse	4 - 25	12.921	4,6	1.348	3,2	14.269	4,4
	> 25 - 50	32.141	11,4	3.370	8,1	35.510	11,0
	> 50	235.872	83,8	36.828	88,6	272.700	84,4
Energieinhalt der Öltank-Erstbefüllung		-	-	11.614	-	11.614	-
Summe	≥ 4	281.579	100	53.160	100	334.739	100
<i>Differenz zu Tabelle 6.4</i>		-1.628	0,6	-165	0,3	-1.793	0,5

Tabelle E.3: Bauartspezifischer Endenergieverbrauch der bei Kleinverbrauchern installierten Gasfeuerungen in den alten und neuen Bundesländern im Jahr 1995

Gasfeuerungen bei Kleinverbrauchern	Leistungsbereich	bauartspezifischer Endenergieverbrauch						
		Alte Bundesländer		Neue Bundesländer		Deutschland		
		<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%	<i>TJ</i>	%	
	<i>kW</i>							
Heizkessel mit Gasbrennern mit Gebläse	4 - 25	86	0,0	50	0,2	137	0,0	
	> 25 - 50	10.109	3,9	454	1,4	10.562	3,6	
	> 50	181.440	70,1	23.858	73,0	205.298	70,4	
Heizkessel mit Gasbrennern ohne Gebläse	4 - 25	864	0,3	252	0,8	1.116	0,4	
	> 25 - 50	10.627	4,1	1.270	3,9	11.897	4,1	
	> 50	44.125	17,0	5.141	15,7	49.266	16,9	
Brennwertgeräte	≥ 4	605	0,2	121	0,4	726	0,2	
Raumheizer ¹⁾	≥ 4	432	0,2	175	0,5	607	0,2	
Kombiwasserheizer	≥ 4	5.299	2,0	415	1,3	5.714	2,0	
Durchlaufwasserheizer	≥ 4	4.320	1,7	907	2,8	5.227	1,8	
Vorratswasserheizer	≥ 4	1.080	0,4	19	0,1	1.099	0,4	
Summe	≥ 4	258.988	100	32.662	100	291.650	100	
<i>Differenz zu Tabelle 6.4</i>		-	+25	0,0-	-73	0,2-	-48	0,0

¹⁾ einschließlich Gas-Heizeinsätze und Gas-Kamine

Anhang F Ergänzende Tabellen zu Kapitel 7: Messtechnische Ermittlung der Emissionen an ausgewählten Öl- und Gasfeuerungen

Tabelle F.1: Messgeräte, Messverfahren, Messbereiche und Prüfgaskonzentrationen in Messreihe 1 (stationärer Dauerbetrieb)

Messgröße	Messgerät	Messprinzip	Messbereich
CO/CO ₂	BINOS Fa. Fisher-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption	CO: 0 - 300 ppm v/v CO ₂ : 0 - 20 Vol%
O ₂	OXYNOS Fa. Fisher-Rosemount	Paramagnetismus des Sauerstoffs	0 - 25 Vol%
CH ₄ /TOC ¹⁾	APHA 300 E Fa. Horiba	Flammenionisation	CH ₄ : 0 - 10 ppm v/v TOC: 0 - 10 ppm v/v
N ₂ O/CO ₂	BINOS 1004 Fa. Fisher-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption	N ₂ O: 0 - 50 ppm v/v CO ₂ : 0 - 5 Vol%
Abgas-temperatur	Ni-CrNi-Thermo-element	Thermoelektrizität	0 - 1.200 °C
Unterdruck im Abgaskanal	Schrägrohrmanometer	-	0 - 100 Pa

¹⁾ gemessen wurde die Summe der flüchtigen organischen Verbindungen im trockenen Abgas nach Messgaskühler

Tabelle F.2: Verwendete Messgeräte, Messprinzipien, Messbereiche und Prüfgaskonzentrationen in der Messreihe 2 (intermittierender Betrieb)

Messgröße	Messgerät	Messprinzip	Messbereich
CO	UNOR 6N Fa. Maihak	nicht dispersive Infrarotabsorption	0 - 1.000 mg/m ³
CO ₂	BINOS Fa. Fischer-Rosemount	nicht dispersive Infrarotabsorption	0 - 20 Vol%
CH ₄ /TOC ²⁾	Model 109A Fa. JUM Engineering	Flammenionisation	CH ₄ : 0 - 1.000 ppm v/v TOC: 0 - 1.000 ppm v/v
Abgastemperatur	Ni-CrNi-Thermoelement	Thermoelektrizität	0 - 1.200 °C
Unterdruck im Abgaskanal	Schrägrohrmanometer	-	0 - 100 Pa
Brennstoffverbrauch	Ölzähler/ Gasuhr/ Waage	Durchfluss/ Masse	-
Verbrennungsluftmenge	-	Venturirohr	0 - 50 m ³ /h
Luftdruck	Fa. RB Messtechnik	Druckdose	950 - 1.050 hPa
Luftfeuchtigkeit	Fa. RB Messtechnik	Kapazitiv	0 - 100 % ref. Feuchte
Umgebungstemperatur	Fa. RB Messtechnik	Thermowiderstand	- 35 - + 45 °C

¹⁾ im Messzeitraum wurden unterschiedliche Prüfgase eingesetzt

²⁾ gemessen wurde CH₄ und die Summe der organischen Kohlenwasserstoffe im **feuchten** Abgas

Tabelle F.3: Einteilung der installierten Heizgeräte im ausgewählten Kehrbezirk nach charakteristischen Merkmalen

Bauart	1. Merkmal	2. Merkmal
Heizkessel	Bauart	Öl-/Gaskessel Units Umstell- oder Wechselbrandkessel ohne Angabe
	Kesselmaterial	Guss Stahl ohne Angabe
Ölbrenner mit Gebläse	Flammenfarbe	Gelb Blau ohne Angabe
	geprüft nach	DIN DIN/RAL-Umweltzeichen ohne Angabe
	Leistungsregelung	einstufig zweistufig ohne Angabe
	Ölvorwärmung	mit ohne ohne Angabe
	Einstellung der Verbrennungsluft	saugseitig druckseitig beides ohne Angabe
Gasbrenner ohne Gebläse	Material des Wärmetauschers	Edelstahl Guss Kupfer ohne Angabe
	Zündung	automatisch Zündflamme wahlweise ohne Angabe
	NO _x -Minderungsmaßnahmen	keine (teilvergem. Flamme) teilvergem. Flamme mit Kühlstäben teilvergem. Flamme und Stufenverbrennung vollständig vorgem. Flamme ohne Angabe

Dämpfungsverhalten und Korrektur der Messsignale

Die von den Abgasanalysatoren ermittelten Konzentrationen weisen neben einer Laufzeitverzögerung auch eine zusätzlich gerätebedingte Verzögerung auf. Durch diese Verzögerung wird ein am Gaseingang des Gasanalysators aufgegebener Konzentrationsprung nicht als Sprungantwort des Gerätes wiedergegeben sondern gedämpft.

Der gemessene Konzentrationsverlauf nähert sich asymptotisch der Sollkonzentration an und wird erst nach einer endlichen Zeit korrekt angezeigt. Es werden somit Konzentrationsverläufe wiedergegeben, die in dieser Form nicht am Eingang des Gasanalysators vorlagen. Dieses Anzeigeverhalten ist geräteabhängig und muss daher für jeden Gasanalysator bestimmt werden.

Die Laufzeitverzögerung durch das Heizgerät und die Probenahmestrecke wurde in Vorversuchen für jede zu messende Abgaskomponente ermittelt. Im Anschluss daran wurde die Probenahmestrecke hinsichtlich einer möglichst geringen Laufzeitverzögerung durch kurze Proben gasleitungen und einer leistungsstarken Messgaspumpe, die das Messgas im Überschuss fördert, optimiert. Die für diese optimierte Probenahmestrecke ermittelten Laufzeitverzögerungen wurden in der Auswertung spezifisch für jede Abgaskomponente berücksichtigt.

Bei der Kompensation der durch die Gasanalysatoren verursachten Anzeigeverzögerungen werden die gemessenen Konzentrationen in ihrem Wert verändert. Das Anzeigeverhalten des Gasanalysators wird durch die dynamische Signalkorrektur dem idealen Anzeigeverhalten angenähert.

Das Anzeigeverhalten eines Gasanalysators für einen Sollwertsprung zum Zeitpunkt $t = 0$ kann näherungsweise durch die Exponentialgleichung:

$$s(t) = s_0 + (s_{\text{soll}} - s_0) * (1 - \exp(-\frac{t}{t_{63}})) \quad (\text{F.1})$$

mit: $s(t)$ Messsignal zum Zeitpunkt t
 s_0 Messsignal zum Zeitpunkt $t = 0$
 s_{soll} Sollwert zum Zeitpunkt $t > 0$
 t_{63} Trägheitskoeffizient in s

beschrieben werden. Der Trägheitskoeffizient t_{63} gibt die Zeitdauer an, die vom Gasanalysator benötigt wird um 63 % des vorgegebenen Sollwertsprungs anzuzeigen. Durch setzen von $t = t_{63}$ ergibt sich in Gleichung (9.5) für $s(t)$ ein Sollwertsprung von $0,63 * (s_{\text{soll}} - s_0)$.

Eine Korrektur der Anzeigeverzögerung kann durch den Ansatz

$$s_{\text{korr}}(t) = s(t) + \frac{ds(t)}{dt} * t_{63} \quad (\text{F.2})$$

mit: $s_{\text{korr}}(t)$ korrigiertes Messsignal zum Zeitpunkt t
 $s(t)$ gemessenes Messsignal zum Zeitpunkt t
 t_{63} Trägheitskoeffizient in s

erfolgen. Durch Anpassung des Wertes für den Trägheitskoeffizient t_{63} kann das Messsignal für die Sprungantwort an diese angenähert werden. Eine beliebige Erhöhung des Trägheitskoeffizienten ist allerdings nicht möglich, da bei zu großen Werten das erzeugte Messsignal überschwingt. Zur Verhinderung eines Überschwingens wird deshalb zusätzlich die 2. Ableitung des Messsignals herangezogen. Würde mit Hilfe des in Gleichung (7.7) beschriebenen Exponentialansatzes das Messsignal zum Zeitpunkt des Sollwertsprung $t = t_0$ exakt korrigiert, dann müsste zu diesem Zeitpunkt der Gradient des Messsignals ein Maximum annehmen. Tatsächlich tritt aber das Maximum des Gradienten zeitverzögert ein. Es macht daher Sinn, den auf das Messsignal angewendeten Exponentialansatz aus Gleichung (7.7) auch auf den Gradienten des Messsignals anzuwenden.

$$\left(\frac{ds(t)}{dt}\right)_{\text{korr}} = \frac{ds(t)}{dt} + \frac{d^2s(t)}{dt^2} * tt_{63} \quad (\text{F.3})$$

Die hierzu eingeführte tt_{63} -Zeit beschreibt sinngemäß die Zeitdauer, die bei einem vorgegebenen Sollwertsprung vergeht, bis der Gradient des Messsignals 63 % des Maximalwertes erreicht hat. Aus Gleichung (9.6) ergibt sich ein korrigierter Gradient des Messsignals, aus dem unter Verwendung von

$$s(t)_{\text{korr}} = s(t) + \left(\frac{ds(t)}{dt}\right)_{\text{korr}} * t_{63} \quad (\text{F.4})$$

das gesuchte korrigierte Messsignal für jeden Zeitpunkt t ergibt. Mit Hilfe der Größen t_{63} und tt_{63} kann nun die Signalkorrektur optimiert werden. In Bild beispielhaft ist das Messsignal ohne und mit dynamischer Signalkorrektur dargestellt.

Die Trägheitskoeffizienten für die einzelnen Gasanalysatoren wurden daher nur soweit angepasst, dass die Überschreitung des vorgegebenen Sollwertsprungs durch Überschwinger $< 5\%$ des maximalen Sollwerts betrug.

Anhang G Ergänzende Tabellen zu Kapitel 8: Ermittlung der Emissionsfaktoren**Tabelle G.1:** Faktoren aus dem Verhältnis der gerätespezifischen Emissionsfaktoren im stationären Dauerbetrieb und den Emissionsfaktoren für den intermittierenden Betrieb zur Anwendung auf die Emissionsfaktoren der Messreihe 1

Bezeichnung	Brennerbauart		CO	TOC	CH ₄	NMTOC	N ₂ O
			kg/TJ	kgC/TJ	kg/TJ	kgC/TJ	kg/TJ
Ölfeuerungen							
Ölverdampfer alt	-	OA1	4,0	4,0	4,0	4,0	1,5
Ölverdampfer neu	-	ON1	4,0	4,0	4,0	4,0	1,5
Ölspezialheizkessel alt	Gelbbrenner	OA2	1,2	4,0	2,0	4,0	1,5
Wechselbrandkessel	Gelbbrenner	OA3	2,0	4,0	2,0	4,0	1,5
Umstellbrandkessel	Gelbbrenner	OA4.1	2,0	4,0	2,0	4,0	1,5
	Gelbbrenner ¹⁾	OA4.2	2,0	4,0	2,0	4,0	1,5
Gusskessel	Gelbbrenner	ON2	3,5	4,0	2,0	4,0	1,5
Stahlkessel	Blaubrenner	ON3	2,0	4,0	2,0	4,0	1,5
Gasfeuerungen							
Gaseinzelofen alt	-	GA1	3,0	20	51	10	2,0
Durchlauferhitzer alt	-	GA2	2,0	3,5	5,0	0,8	2,0
atm. Gaskessel alt	-	GA3	2,0	6,0	10	5,5	2,0
Gusskessel	Gasgebläsebrenner	GN5	3,0	20	51	20	2,0
	Gasgebl. als Keramikbrenner	GN6	3,0	20	51	16	2,0
Gaseinzelofen neu	NO _x -Minderung	GN1	3,0	20	51	17	2,0
Durchlauferhitzer neu	-	GN2	2,0	10	20	7,0	2,0
atm. Gaskessel neu	NO _x -Minderung	GN3	2,5	10	15	2,7	2,0
atm. Gaskessel	Infrarotstrahlungsbrenner	GN4	2,0	10	10	10	2,0

¹⁾ mit Additiv

Tabelle G.3: Bauartspezifische Emissionsfaktoren für Öl- und Gasfeuerungen in Haushalten

Haushalte	Leistungsbereich kW	CO		TOC		CH ₄		NMTOC		N ₂ O					
		aBl	nBl	aBl	nBl	aBl	nBl	aBl	nBl	aBl	nBl				
Ölfeuerungen															
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	≥ 4	42	19	40	2,6	1,3	2,4	0,41	0,19	0,41	2,3	1,1	2,2	0,93	0,98
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	17	8,6	16	3,1	2,9	3,0	0,48	0,68	0,50	2,7	2,4	2,6	0,52	0,38
	25 - 50	28	9,2	27	3,3	2,9	3,2	0,23	0,65	0,31	3,1	2,4	3,0	0,69	0,37
	> 50	28	4,5	28	2,6	2,0	2,6	0,67	0,59	0,74	2,1	1,6	2,1	0,69	0,37
	≥ 4	26	8,4	25	3,1	2,8	3,0	0,39	0,67	0,41	2,7	2,3	2,7	0,66	0,38
Gasfeuerungen															
Raumheizer	≥ 4	21	20	20	3,8	3,7	3,7	3,1	2,7	3,0	1,6	1,7	1,6	0,57	0,53
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	4 - 25	19	19	19	19	19	19	23	23	23	2,7	2,7	2,7	0,45	0,45
	25 - 50	19	23	20	8,4	25	10	8,7	30	11	2,1	2,6	2,1	1,0	0,81
	> 50	15	6,1	14	8,0	26	11	8,2	32	11	2,0	2,6	2,1	1,1	1,1
	≥ 4	19	19	19	15	21	16	17	25	18	2,5	2,7	2,5	0,68	0,59
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	≥ 4	28	31	28	13	15	14	15	18	15	2,6	2,0	2,5	0,37	0,36
	4 - 25	21	31	21	8,6	15	9,0	6,4	18	7,1	3,9	2,0	3,8	0,40	0,36
	> 50	17	21	18	7,3	10	7,8	5,3	12	6,4	3,4	1,4	3,0	0,43	0,43
	≥ 4	21	26	21	8,9	13	9,4	7,4	15	8,4	3,4	1,7	3,2	0,41	0,39
Brennwertgeräte	≥ 4	8,7	8,7	8,7	28	28	21	34	34	34	3,9	3,9	3,9	0,62	0,45
Durchlaufwasserheizer	≥ 4	46	33	43	9,0	8,4	8,8	11	10	11	0,96	1,3	1,0	0,62	0,45
Kombiwasserheizer	≥ 4	15	15	15	19	19	19	23	23	23	2,3	2,3	2,3	0,62	0,45
Vorratswasserheizer	≥ 4	17	17	17	36	36	36	26	26	26	17	17	17	0,62	0,45
aBl alte Bundesländer		nBl	neue Bundesländer					D	Deutschland						

Anhang H Ergänzende Tabellen zu Kapitel 9: Ermittlung des Emissionsaufkommens**Tabelle H.1:** Bauartspezifisches Emissionsaufkommen der Haushalte in den alten und neuen Bundesländer sowie Deutschland für den Energieträger Heizöl EL im Bezugsjahr 1995 (*Basis: bauartspezifische Emissionsfaktoren und emissionsrelevanter Endenergieverbrauch*)

Alte Bundesländer			Emissionsaufkommen				
Gerätebauart	Leistungs- bereich <i>kW</i>	Endenergie- verbrauch <i>TJ</i>	CO <i>t</i>	TOC als C <i>tC</i>	CH ₄ <i>t</i>	NMTOC als C <i>tC</i>	N ₂ O <i>t</i>
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	41.610	1.735	106	17	94	39
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	145.292	2.488	445	70	391	76
	> 25 - 50	469.017	13.081	1.529	107	1.434	322
	> 50	232.103	6.490	609	156	495	159
Summe		888.022	23.793	2.690	351	2.414	596
Neue Bundesländer							
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	4.403	84	5,5	0,85	4,9	4,3
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	32.173	275	93	22	77	12
	> 25 - 50	16.731	154	48	11	40	6,1
	> 50	4.035	18	8,2	2,4	6,5	1,5
Summe		57.342	531	155	36	128	24
Deutschland							
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	46.013	1.819	112	18	99	43
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	177.465	2.763	538	92	469	88
	> 25 - 50	485.748	13.234	1.577	118	1.473	328
	> 50	236.138	6.508	618	159	502	161
Summe		945.364	24.324	2.845	387	2.542	620

Tabelle H.2: Bauartspezifisches Emissionsaufkommen der Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländer sowie Deutschland für den Energieträger Heizöl EL im Bezugsjahr 1995 (*Basis: bauartspezifische Emissionsfaktoren und emissionsrelevanter Endenergieverbrauch*)

Alte Bundesländer			Emissionsaufkommen				
Gerätebauart	Leistungs- bereich <i>kW</i>	Endenergie- verbrauch <i>TJ</i>	CO <i>t</i>	TOC als C <i>tC</i>	CH ₄ <i>t</i>	NMTOC als C <i>tC</i>	N ₂ O <i>t</i>
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	645	27	1,6	0,26	1,5	0,60
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	12.921	221	40	6,3	35	6,7
	> 25 - 50	32.141	903	105	8,3	100	22
	> 50	235.872	6.595	619	181	535	162
Summe		281.579	7.746	765	195	671	191
Neue Bundesländer							
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	0	0	0	0	0	0
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	1.348	12	3,9	0,92	3,2	0,52
	> 25 - 50	3.370	33	10	2,6	8,5	1,2
	> 50	36.828	164	75	22	59	13
Summe		41.545	209	88	25	71	15
Deutschland							
Heizgeräte mit Ölbrenner ohne Gebläse	> 4	645	27	1,6	0,26	1,5	0,60
Heizkessel mit Ölbrenner mit Gebläse	4 - 25	14.269	233	44	7,2	38	7,3
	> 25 - 50	35.510	936	114	11	108	23
	> 50	272.700	6.760	694	202	594	175
Summe		323.124	7.955	853	221	741	207

Tabelle H.3: Bauartspezifisches Emissionsaufkommen der Haushalte in den alten und neuen Bundesländer sowie Deutschland für den Energieträger Erdgas im Bezugsjahr 1995 (Basis: bauartspezifische Emissionsfaktoren und emissionsrelevanter Endenergieverbrauch)

Alte Bundesländer			Emissionsaufkommen				
Gerätebauart	Leistungs- bereich <i>kW</i>	Endenergie- verbrauch <i>TJ</i>	CO <i>t</i>	TOC als C <i>tC</i>	CH ₄ <i>t</i>	NMTOC als C <i>tC</i>	N ₂ O <i>t</i>
Raumheizer	> 4	52.721	1.086	199	163	82	30
Heizkessel mit	4 - 25	267.287	5.040	5.120	6.030	720	121
Gasbrenner ohne Gebläse	> 25 - 50	135.070	2.619	1.134	1.173	279	139
	> 50	29.497	450	236	241	60	33
Heizkessel mit	4 - 25	13.790	385	183	201	36	5,1
Gasbrenner mit Gebläse	> 25 - 50	32.125	663	276	205	124	13
	> 50	29.455	515	215	155	99	13
Brennwertgeräte	> 4	32.885	287	935	1.107	129	20
Durchlaufwasserheizer	> 4	40.289	1.863	362	444	39	25
Kombiwasserheizer	> 4	156.537	2.329	2.955	3.572	353	97
Vorratswasserheizer	> 4	8.144	136	292	212	138	5,0
Summe		797.801	15.373	11.906	13.502	2.060	501
Neue Bundesländer			Emissionsaufkommen				
Raumheizer	> 4	20.203	406	74	55	34	11
Heizkessel mit	4 - 25	45.241	853	867	1.021	122	20
Gasbrenner ohne Gebläse	> 25 - 50	17.326	393	430	526	46	14
	> 50	4.729	29	124	152	12	5,2
Heizkessel mit	4 - 25	2.944	92	45	54	6	1,0
Gasbrenner mit Gebläse	> 25 - 50	2.039	63	31	37	4	0,73
	> 50	5.897	122	61	72	8	2,5
Brennwertgeräte	> 4	5.368	47	153	181	21	2,4
Durchlaufwasserheizer	> 4	14.603	489	123	143	19	6,6
Kombiwasserheizer	> 4	24.036	358	454	549	54	11
Vorratswasserheizer	> 4	95	1,6	3,4	2,5	1,6	0,04
Summe		142.481	2.853	2.364	2.792	329	75
Deutschland			Emissionsaufkommen				
Raumheizer	> 4	72.924	1.492	273	218	116	41
Heizkessel mit	4 - 25	312.529	5.893	5.987	7.051	842	142
Gasbrenner ohne Gebläse	> 25 - 50	152.396	3.012	1.563	1.698	325	153
	> 50	34.226	479	360	393	73	38
Heizkessel mit	4 - 25	16.734	476	228	255	42	6,1
Gasbrenner mit Gebläse	> 25 - 50	34.165	727	308	242	129	14
	> 50	35.351	637	275	227	108	15
Brennwertgeräte	> 4	38.253	334	1.088	1.288	150	23
Durchlaufwasserheizer	> 4	54.891	2.352	485	587	57	32
Kombiwasserheizer	> 4	180.574	2.687	3.408	4.121	407	108
Vorratswasserheizer	> 4	8.239	137	295	214	139	5,1
Summe		940.282	18.226	14.270	16.294	2.388	575

Tabelle H.3: Bauartspezifisches Emissionsaufkommen der Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländer sowie Deutschland für den Energieträger Erdgas im Bezugsjahr 1995 (Basis: bauartspezifische Emissionsfaktoren und emissionsrelevanter Endenergieverbrauch)

Alte Bundesländer		Emissionsaufkommen					
Gerätebauart	Leistungs- bereich <i>kW</i>	Endenergie- verbrauch <i>TJ</i>	CO <i>t</i>	TOC als C <i>tC</i>	CH ₄ <i>t</i>	NMTOC als C <i>tC</i>	N ₂ O <i>t</i>
Raumheizer	> 4	432	8,9	1,6	1,3	0,67	0,25
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	864 10.627	16 206	17 89	19 92	2,3 22	0,39 11
	> 50	44.125	674	354	361	90	49
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	86 10.109	2,4 209	1,1 87	1,3 64	0,22 39	0,03 4,1
	> 50	181.440	3.171	1.321	955	612	78
Brennwertgeräte	> 4	605	5	17	20	2,4	0,37
Durchlaufwasserheizer	> 4	4.320	200	39	48	4,1	2,7
Kombiwasserheizer	> 4	5.299	79	100	121	12	3,3
Vorratswasserheizer	> 4	1.080	18	39	28	18	0,67
Summe		258.988	4.589	2.065	1.712	804	149
Neue Bundesländer		Emissionsaufkommen					
Raumheizer	> 4	175	3,5	0,64	0,48	0,30	0,09
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	252 1.270	4,8 29	4,8 31	5,7 39	0,68 3,4	0,11 1,0
	> 50	5.141	31	134	165	14	5,7
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	50 454	1,6 14	0,77 6,9	0,92 8,3	0,10 0,92	0,02 0,16
	> 50	23.858	495	246	292	33	10
Brennwertgeräte	> 4	121	1,1	3,4	4,1	0,47	0,05
Durchlaufwasserheizer	> 4	907	30	7,6	8,9	1,2	0,41
Kombiwasserheizer	> 4	415	6,2	7,8	9,5	0,93	0,19
Vorratswasserheizer	> 4	19	0,32	0,70	0,51	0,33	0,01
Summe		32.662	617	445	534	55	18
Deutschland		Emissionsaufkommen					
Raumheizer	> 4	72.924	1.492	273	218	116	41
Heizkessel mit Gasbrenner ohne Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	312.529 152.396	5.893 3.012	5.987 1.563	7.051 1.698	842 325	142 153
	> 50	34.226	479	360	393	73	38
Heizkessel mit Gasbrenner mit Gebläse	4 - 25 > 25 - 50	16.734 34.165	476 727	228 308	255 242	42 129	6,1 14
	> 50	35.351	637	275	227	108	15
Brennwertgeräte	> 4	38.253	334	1.088	1.288	150	23
Durchlaufwasserheizer	> 4	54.891	2.352	485	587	57	32
Kombiwasserheizer	> 4	180.574	2.687	3.408	4.121	407	108
Vorratswasserheizer	> 4	8.239	137	295	214	139	5,1
Summe		940.282	18.226	14.270	16.294	2.388	575

Tabelle H.5: Emissionsaufkommen in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher in den alten und neuen Bundesländern sowie Deutschland im Bezugsjahr 1995 (*Basis: Summe Emissionsaufkommen Tabellen H.1 bis H.4*)

Heizöl EL	Alte Bundesländer	Neue Bundesländer	Deutschland
CO (in t)			
Haushalte	23.793	531	24.324
Kleinverbraucher	7.746	209	7.955
Summe	31.539	740	32.279
TOC (in tC)			
Haushalte	2.690	155	2.845
Kleinverbraucher	765	88	853
Summe	3.455	243	3.698
CH₄ (in t)			
Haushalte	351	36	387
Kleinverbraucher	195	25	221
Summe	546	61	607
NMTOC (in tC)			
Haushalte	2.414	128	2.542
Kleinverbraucher	671	71	741
Summe	3.085	199	3.284
N₂O (in t)			
Haushalte	596	24	620
Kleinverbraucher	191	15	207
Summe	787	39	827
Erdgase			
CO (in t)			
Haushalte	15.373	2.853	18.226
Kleinverbraucher	4.589	617	18.226
Summe	19.962	3.470	23.432
TOC (in tC)			
Haushalte	11.906	2.364	14.270
Kleinverbraucher	2.065	445	14.270
Summe	13.971	2.809	16.780
CH₄ (in t)			
Haushalte	13.502	2.792	16.294
Kleinverbraucher	1.712	534	16.294
Summe	15.214	3.326	18.540
NMTOC (in tC)			
Haushalte	2.060	329	2.388
Kleinverbraucher	804	55	2.388
Summe	2.863	384	3.247
N₂O (in t)			
Haushalte	501	75	575
Kleinverbraucher	149	18	575
Summe	650	92	742

12 Literaturverzeichnis

1. BImSchV. 1997. Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Kleinfeuerungsanlagen - 1. BImSchV) vom 15. Juli 1988 (BGBl. I, S. 1059), zuletzt geändert am 7. August 1996, Bekanntmachung: 14. März 1997, BGBl. I, S. 490.
 4. BImSchV. 1997. Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen - 4. BImSchV). Fassung vom 14. März 1997. BGBl. I 1997 S. 504, S. 548 und 1998, S. 723.
- ADAPI. 1998. Australian Department of Primary Industries & Energy. Black coal and brown coal briquettes - Typical specification of major brands.
- AGEB. 1996a. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Heizwerte der Brennstoffe. Stand Juni 1996.
- AGEB. 1996b. Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 1993. Stand Oktober 1996. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AGEB. 1996c. Tabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland von 1993 bis 1995. Stand 12. Juni 1996. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AGEB. 1997. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Heizwerte der Energieträger. Stand Juli 1997.
- AGEB. 1997a. Tabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland von 1990 bis 1996. Stand 15. Juli 1997. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AGEB. 1998. Anteil der Haushalte und Kleinverbraucher am Stein- und Braunkohlenverbrauch und Heizwerte von importierten Stein- und Braunkohlenprodukten im Bereich Haushalte und Gewerbe. Mitteilungen von Herrn Wittke, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AEGB. 1998. Tabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland von 1993 bis 1995. Stand 12. Juni 1996. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin.
- AGEK, 1999. Arbeitsgemeinschaft Emissionskataster. Emissionsfaktoren für nicht genehmigungsbedürftige Kleinfeuerungsanlagen.
- AP-42. 1998. Compilation of air pollutant emission factors (AP-42), Fifth Edition, Volume I: Stationary point and area sources, United States Environmental Protection Agency (EPA).
- ASTM E 697. 1996. Standard practice for use of electron-capture detectors in gas chromatography. Annual Book of ASTM Standards, Vol 14.02.: General Test Methods, Nonmetal; Laboratory Apparatus; Statistical Methods; Forensic Sciences. ASTM, West Conshohocken, PA.
- Badr, O.; Probert, S. D. und O'Callaghan, P. W. 1992. Methane: A Greenhouse gas in the earth's atmosphere. Applied Energy, Vol 41, pp. 95 - 113.
- Baumbach, G. 1977. Emissionen organischer Schadstoffe von Ölfeuerungen. Dissertation an der Universität Stuttgart.

- Baumbach, G. 1993. Luftreinhaltung. Entstehung, Ausbreitung und Wirkung von Luftverunreinigungen. 3. Aufl., Springer-Verlag, Berlin.
- Bauakademie. 1986. Feuerstätten für alle Energiearten. Angebotsübersicht. Bauakademie der DDR, Bauinformationen.
- Bauakademie. 1988. Bautechnischer Wärmeschutz und Wärmeversorgung für Ein- und Zweifamilienhäuser. Teil 1 – Grundlagen und Teil 2 – Informationsblätter. Bauakademie der DDR, Bauinformationen.
- Baumgärtner, K.-H. 1993. Partikelemissionen aus Leichtölfeuerungen - Charakterisierung und Vermeidung. Dissertation an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen.
- BGW. 1995. 116. Gasstatistik. Berichtsjahr 1994. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V., Bonn.
- BGW. 1998. Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1994 und 1995 (Auszug aus gwf Vol. 136 u. 137). Mitteilung des Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. vom 14.8.1998, Bonn.
- BMU. 1994. Klimaschutz in Deutschland. Erster Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland nach dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn.
- BMU. 1999. Treibhausgasinventare für die Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990 bis 1998. Jahresbericht der Bundesregierung 1999 an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Hrsg.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn.
- Brenner, L. 1995. Schalthäufigkeit von Wärmeerzeugern im Vergleich. TAB, Heft 11, S. 61 - 67.
- Brenner, Ch. 1999. Hilfsenergieverbrauch von Ölbrennern. Wärmetechnik Versorgungstechnik, Heft 8, S. 28 - 33.
- Buderus. 1993. Müssen Brenner so oft starten? Sonderdruck aus Sanitär+Heizungstechnik, Heft 6.
- Buschulte, W. 1993. Die Brennschlußemission minimieren. DLR-Nachrichten, Heft 71, S. 28 - 33.
- CEN. 1994. Response factor test programme for FID-Analysers. Preliminary results of TUEV Rheinland investigations. CEN\TEC\WG 4 ("Total Organic Compounds"), Doc.-Nr. 47.3.
- Cerbe, G. 1992. Grundlagen der Gastechnik - Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 4 Aufl., Carl Hanser Verlag, München.
- Cerbe, G. und Baumgarth, S. 1997. Grundlegende Betrachtungen zur Schalthäufigkeit. Viessmann Forum 1997. Viessmann Werke, Allendorf.
- DGMK. 1992. Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht fossiler Energieträger. DGMK-Projekt 448-2. Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Hamburg.

- De Ruyck, J. und Distelsmans, M. 1993. Comparative study on emissions from gas fired and oil fired residential boilers. Second International Conference on Combustion Technologies for a Clean Environment, paper 27.1, 19. - 22. Juli 1993, Lisabon, Portugal.
- DeSoete, G.G. 1990. Heterogenous N₂O and NO Formation from bound nitrogen atoms during coal char combustion. 23rd. Symposium (International) on Combustion/The Combustion Institute, pp 1257-1264.
- DIN 1871. 1980. Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase. Dichte und relative Dichte bezogen auf den Normzustand. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3364 Teil 1. 1982. Gasverbrauchseinrichtungen. Raumheizer. Begriffe, Anforderungen, Kennzeichnung, Prüfung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3364 Teil 2. 1988. Gasgeräte. Raumheizer. Schornsteingebundene Heizeinsätze mit atmosphärischen Brennern. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3364 A1. Entwurf 1994. Gasgeräte. Raumheizer. Schornsteingebundene Heizeinsätze mit atmosphärischen Brennern, Änderung A1. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3364 A2. Entwurf 1994. Gasgeräte. Raumheizer. Begriffe, Anforderungen, Kennzeichnung, Prüfung, Änderung A2. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3368 Teil 2. 1989. Gasgeräte. Umlauf-Wasserheizer, Kombi-Wasserheizer. Anforderungen, Prüfung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3368 Teil 4. Entwurf 1991. Gasgeräte. Wasserheizer. Durchlaufwasserheizer mit selbsttätiger Leistungsanpassung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3368 Teil 7. Entwurf 1991. Gasgeräte. Wasserheizer. Brennwert-Wasserheizer. Anforderungen, Prüfung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3368 Teil 8. Entwurf 1991. Gasgeräte. Wasserheizer. Wasserheizer mit Vormischbrenner und geschlossener Verbrennungskammer. Anforderungen, Prüfung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 3377. 1980. Gasverbrauchseinrichtungen. Vorrats-Wasserheizer. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4701 Teil 1 (Entwurf). 1995. Regeln für die Berechnung der Heizlast von Gebäuden. Grundlagen der Berechnung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4701 Teil 2 (Entwurf). 1995. Regeln für die Berechnung der Heizlast von Gebäuden. Tabellen, Bilder, Algorithmen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4702 Teil 1. 1990. Heizkessel. Begriffe, Anforderungen, Prüfung, Kennzeichnung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4702 Teil 6. 1990. Heizkessel. Brennwertkessel für gasförmige Brennstoffe. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4702 Teil 8. 1990. Heizkessel. Ermittlung des Norm-Nutzungsgrades und des Norm-Emissionsfaktors. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN 4788 Teil 2. 1990. Gasbrenner. Gasbrenner mit Gebläse - Begriffe, Sicherheitstechnische Anforderungen, Prüfung, Kennzeichnung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.

- DIN 51603 Teil 1. 1995. Flüssige Brennstoffe. Heizöle EL. Mindestanforderungen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 1. 1980. Ölheizöfen mit Verdampfungsbrennern und Schornsteinanschluß. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 267. Entwurf 1996. Ölbrenner mit Gebläse. Begriffe, Anforderungen, Prüfung, Kennzeichnung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 297. 1994. Heizkessel für gasförmige Brennstoffe - Heizkessel der Typen B₁₁ und B_{11BS} mit atmosphärischen Brennern mit einer Nennwärmebelastung kleiner oder gleich 70 kW. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 297 A2. 1992. Heizkessel für gasförmige Brennstoffe mit atmosphärischen Brennern B₁₁. Bestimmung des Wirkungsgrades bei einer Belastung, die 30 % der Nennbelastung entspricht. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 297 A3. 1994. Heizkessel für gasförmige Brennstoffe - Heizkessel der Typen B₁₁ und B_{11BS} mit atmosphärischen Brennern mit einer Nennwärmebelastung kleiner oder gleich 70 kW. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 297 A5. 1992. Heizkessel für gasförmige Brennstoffe mit atmosphärischen Brennern B₁₁. Heizkessel des Typs B (ausgenommen Brennwertgeräte), bei denen unter verschiedenen Umständen Kondensat auftreten kann. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 303 Teil 3. 1993. Heizkessel für gasförmige Brennstoffe. Zusammenbau aus Kessel und Gebläsebrenner. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 303 Teil 4 (Entwurf). 1994. Heizkessel. Heizkessel mit Gebläsebrenner mit einer Leistung bis 70 kW und einem maximalen Betriebsdruck von 3 bar. Begriffe, besondere Anforderungen, Prüfung und Kennzeichnung. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 304. 1998. Heizkessel - Prüfregeln für Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIN EN 12619 (Entwurf). 1997. Emissionen aus stationären Quellen. Bestimmung der Massenkonzentration des gesamten gasförmigen organisch gebundenen Kohlenstoffs in hohen Konzentrationen in Abgasen. Kontinuierliches Verfahren unter Verwendung eines Flammenionisationsdetektors. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- DIW. 1996. Holzverbrauch in den Haushalten Deutschlands. Gutachten im Auftrag der Europäischen Kommission. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- DIW/EWI/RWI. 1986. Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Eine Disaggregation nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken. Verlag TÜV Rheinland, Köln.
- Doka, G. und Nussbaumer, T. 1994. Lachgas-Emissionen von Kleinf Feuerungen. Schriftenreihe Umwelt Nr. 217 (Luft), Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL); Bern.
- Dreiseidler, A. und Baumbach, G. 1998. Ermittlung des Verbrauchs von Brennholz und Holzabfällen aus dem nichtkommerziellen Bereich. Teilprojekt im UBA FuE-Vorhaben Nr. 104 02 830 "Erstellung eines Emissionskatasters für Feuerungsanlagen in Haushalten und Kleinverbrauch".

- Dubbel. 1981. Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau. Hrsg.: W. Beitz und K.-H. Küttner. 14. Auflage, Springer-Verlag, Berlin.
- Dupont, V.; Richardson, A. und Williams, A. 1995. Methane emissions from natural gas fired domestic boilers und space heaters. 3rd International Conference on Combustion Technologies for a Clean Environment, paper 14.1, 3 - 6 Juli 1995, Lissabon, Portugal.
- Dupont, V.; Foster, T.; Pourkashanian, M. und Williams, A. 1993. Low NO_x domestic water heating appliances. The Instiute of Energy's First International Conference on Combustion & Emissions Control. Chapter 2, Emissions reduction - Gas & oil systems. 21 - 22 September 1993, Cardiff, UK.
- Eisenberger, K.-H., Fabinski, W.; Hielscher, B. und Zöchbauer, M. 1998. Die On-line-Messung von N₂O in Verbrennungsgasen. Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft, Vol. 58, Nr. 6, S. 225 - 231.
- EMEP. 1996. EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook. First Edition, February 1996. Prepared by the EMEP Task Force on Emission Inventories. Published by the European Environment Agency, Copenhagen.
- Enquete. 1990. Schutz der Erde: Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik. Hrsg.: Deutscher Bundestag, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn.
- Erdtel, B. und Hentze, D. 1996. Bewertung der Schadstoffemissionen von in den neuen Bundesländern auf Erdgas umgestellten Altgeräten in Haushalt und Gewerbe. gwf Gas Erdgas, Vol 137, Nr. 11, S. 655 - 658 sowie persönliche Mitteilungen von Herrn Hentze, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig.
- Fabian, P. 1989. Atmosphäre und Umwelt. 3. Aufl., Springer-Verlag, Berlin.
- Ford, J.S. 1990. Recommended operating procedure No. 45: Analysis of nitrous oxide from combustion sources. Report prepared for Environmental Protection Agency, Air and Energy Engineering Research Laboratory, Research Triangle Park, NC.
- Friedrich, R. 1992. Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen. Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Habilitationsschrift.
- Friedrich, R. 2000. Sources of pollutants. In: Pollutants from combustion. Formation and impact on atmospheric chemistry. Hrsg.: v. Vovelle, NATO Sciences Series C: Mathematical and physical sciences, Vol. 547, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands.
- Frost, E. A. 1985. A story of nitrous oxide. In: Eger, E. L., Nitrous Oxide N₂O, Elsevier Science Publishing, New York.
- Gans, W. und Baumbach, G. 1985. Kalibrierverfahren zur quantitativen Bestimmung flüchtiger organischer Substanzen in Abluft und Abgasen mit Flammenionisationsdetektor. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 15 Nr. 32. VDI-Verlag, Düsseldorf.
- Gaßner, A. 1995. Der Sanitärinstallateur. Technologie, Fachstufe. Verlag Handwerk und Technik, Hamburg.

- Geiger.1994. Struktur und Analyse des Energieverbrauchs im Kleinverbrauch der BRD und DDR als Ausgangsbasis für die Verbrauchsentwicklung in den alten und neuen Bundesländern. IKARUS Teilprojekt Nr. 5-03. Forschungszentrum Jülich GmbH (Hrsg.), Jülich.
- Glaser, C. 2001. Methoden der Qualitätssicherung bei der Messung von Luftverunreinigungen bei Feldexperimenten. Dissertation an der Universität Stuttgart.
- Görner, K. 1991. Technische Verbrennungssysteme. Grundlagen, Modellbildung, Simulation. Springer-Verlag, Berlin.
- Gralapp. 1998. Abschätzung der Anzahl von heizseitig auf Nennwärmeleistungen < 11 kW und zur Erwärmung von Brauchwasser auf < 28 kW eingestellte nicht wiederkehrend meßpflichtigen Gasfeuerungen in den neuen Bundesländern. Mitteilung von Herrn Dipl.-Ing. (FH) S. Gralapp, Technischer Landesinnungswart im Landesinnungsverband des Schornsteinfegerhandwerks Sachsen, Leipzig.
- Grauer, A. 1996. Messung von Abgasrückführaten im dynamischen Fahrbetrieb. Unveröffentlichter Bericht des Instituts für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD) der Universität Stuttgart im Auftrag der Firma Daimler-Benz AG.
- Grauer, A. 1999. Untersuchung des Abgasemissionsverhaltens von Kraftfahrzeugen mit einem On-Board-Messsystem. Dissertation an der Universität Stuttgart. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 12, Nr. 390. Düsseldorf, VDI-Verlag.
- Greenwood, N. N. 1988. Chemie der Elemente / N.N. Greenwood; A. Earnshaw, Übers. von K. Huckmann. - 1. Aufl. - Weinheim, Basel (Schweiz), Cambridge, New York: VCH, S. 568 - 569.
- Gumz, W. 1953. Kurzes Handbuch der Brennstoff- und Feuerungstechnik. 2. Aufl., Springer-Verlag, Berlin.
- Haltiner, E. W. 1996a. In der Praxis durchgefallen. TAB, Heft 7, S. 36 - 39.
- Haltiner, E. W. 1996b. In der Praxis durchgefallen. HLH, Bd. 47, Heft Nr. 3, S. 56 - 62.
- Haltiner, E. W. 1997. Persönliche Mitteilungen zu "Messergebnisse aus Feldmessungen an HEL-/Erdgas-Zentralheizungskessel in der Schweiz".
- Hao, W.M.; Wofsy, S.C.; McElroy, M.B.; Farmayan, W.F.; Toqan, M.A.; Beér, J.M.; Zahniser, M.S.; Silver, J.A. und Kolb, C.E. 1987. Nitrous oxide concentrations in coal, oil and gas furnace flames. - Combustion Sci. and Tech., Vol 55, pp 23 - 32.
- Herger, M. 1997. Emissionsfaktoren für Heizöl Leicht und Heizöl Extra Leicht. Dissertation an der Universität Wien.
- Hayhurst, A.N. und Lawrence, A.D. 1992. Emissions of nitrous oxide from combustion sources. Prog. Energy Combust. Sci., Vol 18, pp 529 - 552.
- Höbel, R.; Oehler, H. und Schlapmann, D. 1988. Alternative zum Wirkungsgrad in Heizkesselnorm. HLH, Bd. 38, Heft 3, S. 107 - 111.
- Hörmann, N. und Höß, A. 1997. Experimentelle Untersuchung zur Schalthäufigkeit von Heizkesseln. Viessmann Forum 1997. Viessmann Werke, Allendorf.

- Holleman, A. F. und Wiberg, E. 1985. Lehrbuch der Anorganischen Chemie. - 91. -100. Auflage, Walter de Gruyter Verlag Berlin, New York, S. 579 - 587.
- Hübner, C.; Herger, M.; Heger, F.; Zobl, P. und Hackl, A. 1996. Emissionen aus Ölheizungen im stationären Betriebszustand - Teil 1: Kleinfeuerungsanlagen bis 350 kW mit Heizöl Extraleicht. Erdöl Erdgas Kohle, 112. Jhrg., Heft 4, S. 170 - 174.
- Hupa, M. und Kilpinen, P. 1992. Gas phase formation and destruction of N₂O - A short review. 5th International workshop on nitrous oxide emissions. 1 - 3 Juli 1992, Tsukuba, Japan.
- IEA. 1993. N₂O emissions from coal use. Perspectives, IEA Coal Research, London, United Kingdom.
- IEA. 1998. Abatement of methane emissions. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IPCC. 1995. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Climate Change 1995: The Supplementary Report to the IPCC Scientific Assessment. Eds.: Houghton, J.T., Callander, B.A. und Varney, S.K.V. University Press, Cambridge.
- Jacobs, J. und Hein, K.R.G. 1988. Bedeutung von N₂O innerhalb der Stickoxidemissionen. VGB Kraftwerkstechnik, Vol 68, Heft 8, S. 841 - 843.
- Joos, L. 1989. Entwicklungsstand und Fortschritte bei den NO_x-Emissionen und Minderungsmaßnahmen bei Gasfeuerungen im HuK-Bereich. GASWÄRME international, Band 38, Heft 5, S. 292 - 297.
- Joos, L. und Nymoën, H. 1995. Gerätebestand im HuK-Sektor. Persönliche Mitteilungen vom 5.9.1995 und 15.1.1996. Ruhrgas Aktiengesellschaft, Dorsten.
- Johnsson, J.; Glarborg, P. und Dam-Johansen, K. 1992. Thermal dissociation of nitrous oxide at medium temperatures. Twenty-Fourth Symposium (International) on Combustion/The Combustion Institute, pp 917 - 923.
- Kahlil, M.A.K. und Rasmussen, R.A. 1992. The global sources of nitrous oxide. J. Geophys. Res., Vol. 97, D13, pp 14651 - 14660.
- Kahlil, M.A.K. und Rasmussen, R.A. 1993. Decreasing trend of methane: Unpredictability of the future concentrations. Chemosphere, Vol. 26, Nos 1 - 4, pp 803 - 814.
- Kämper, J. und Lommerzheim, W. 1988. Felduntersuchungen über NO_x- und CO-Emissionen von Haushaltsgeräten bei Betrieb mit Erdgas. gwf Gas Erdgas, Vol 129, Heft 2, S. 71 - 76.
- Karlsvik, E.; Hustad, J. E.; Skreiberg, O. und Sonju, O. K. 1993. Greenhouse gas emissions from woodstoves. 2nd International Conference on Combustion Technologies for a Clean Environment, Paper 22.2, 19 - 22 Juli 1993, Lissabon, Portugal.
- Karner, D. und Heger, F. 1998. Erfassung von Emissionen aus Ölheizungen während instationärer Betriebszustände. Wärmetechnik, Heft 11, S. 60 - 63.
- Karner, D. und Zobl, P. 1998. Schadstoffemissionen aus Gasheizgeräten während instationärer Betriebszustände. GASWÄRME International, Vol 47, Heft 10, S. 556 - 561.
- Kilpinen, P. und Hupa, M. 1991. Homogeneous N₂O chemistry at fluidized bed combustion conditions: A kinetic modeling study. Combustion and Flame, Vol 85, pp 94 - 104.

- Klein, M.R. und Rotzoll, G. 1994. N₂O- und NO-Bildung beim Kohle- und Koksabbrand in Laborwirbelschichten. VGB Kraftwerkstechnik 74, Heft 12, S. 1072 - 1080.
- Köhne, H. und Pesch, V. 1994. Über den Energiepaß hinaus: Schadstoffpaß für Gebäude. Wärmetechnik, Heft 5, S. 242 - 246 und Heft 6, S. 332 - 336.
- Köser, H.J.K. und Greulich, U. 1989. Distickstoffoxid N₂O in Feuerungsabgasen und DENO_x-Anlagen. VGB-Tagung "Chemie im Kraftwerk 1989", S. 64 - 70.
- Kramlich, J.C.; Cole, J.A.; McCarthy, J.M. und Lanier, Wm.S. 1989. Mechanism of nitrous oxide formation in coal flames. Combustion and Flame, Vol 77, pp 375-384.
- Kreft, N.; Herger, M. und Karner, D. 1997. Emissionen der Start- und Stopp-Phase jeweils quantitativ bestimmen. Wärmetechnik, Heft 11, S. 602 - 607.
- Kreft, N. 1998. Emissionen von Gasgeräten des Kleinfeuerungsbereichs in instationären Betriebszuständen. Dissertation an der Technischen Universität Wien.
- Kremer, H. 1975. Schadstoffemissionen von Ölbrennern niedriger Leistung mit Druckzerstäubung unter verschiedenen Betriebsbedingungen. VDI-Berichte Nr. 246, S. 199 - 210.
- Linak, W.P.; McSorley, A. und Hall, R.E. 1990. Nitrous oxide emissions from fossil fuel combustion. Journal of Geophysical Research Letters, Vol 95, No. D6, pp 7533 - 7541.
- Marx, E. Ölfeuerungstechnik: Feuerungsanlagen und Umweltschutz. Kopf Verlag, Waiblingen.
- Mai, M.; Struschka, M. und Baumbach, G. 1990. Messverfahren zur Bestimmung von gas- und aerosolförmigen organischen Emissionen. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 15 Nr. 75. VDI-Verlag, Düsseldorf.
- Mann, M.D.; Collings, M.E. und Botros, P.E. 1992. Nitrous oxide emissions in fluidized-bed combustion: Fundamental chemistry and combustion testing. Prog. Energy Combust. Sci., Vol 18, pp 447-461.
- Miller, J.A. und Bowmann, C.T. 1989. Mechanism and modeling of nitrogen chemistry in combustion. Prog. Energy Combust. Sci., Vol 15, pp 287 - 338.
- Muzio, L.J. und Kramlich, J.C. 1988. An artifact in the measurement of N₂O from combustion sources. Geophysical Research Letters, Vol. 15, No. 12, pp 1369 - 1372.
- Muzio, L.J.; Montgomery, T.A.; Samuelsen, G.S. und Kramlich, J.C. 1990. Formation and measurements of N₂O in combustion systems. Twenty-Third Symposium (International) on Combustion/The Combustion Institute. pp 245 - 250.
- Oravainen, K. H. und Saastamoinen, J. J. 1997. Emissions from wood combustion in fireplaces. In: A.V. Bridgewater und D. G. Boocook, Developments in Thermochemical Biomass Conversions, Volume 2, Blackie Academic & Professional, London.
- Pelz, G. 1993. N₂O-Emissionen aus kohlegefeuerten Kraftwerksanlagen. Dissertation an der Universität/GH Paderborn.
- Pfeiffer, F.; Struschka, M.; von Lepel, F. und Baumbach, G. 1999. Start- und Stopp-Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen. Wärmetechnik Versorgungstechnik, Heft 5, S. 34 - 41.

- Pfeiffer, F.; Struschka, M. und Baumbach, G. 2000. Ermittlung der mittleren Emissionsfaktoren zur Darstellung der Emissionsentwicklung aus Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zu UFOPLAN Nr. 295 46 364, Universität Stuttgart, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD). UBA-Texte 14/00, Umweltbundesamt, Berlin.
- Pfeiffer, F.; Struschka, M. und Baumbach, G. 2000a. CO₂-Minderung durch Änderung und Erweiterung der Anforderungen des Umweltzeichens "Blauer Engel" für den Brenner-Kessel-Bereich. Unveröffentlichter Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zu UFOPLAN Nr. 297 95 544, Universität Stuttgart, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD).
- Pierotti, D. und Rasmussen, R.A. 1976. Combustion as a source of nitrous oxide in the atmosphere. Geophys. Res. Lett, Vol. 3, pp. 265 - 267.
- Pischinger, F.; Sterlepper, J. und Orgzewalla, J. 1994. Studie: Emissionsvergleich "HEL und Erdgas". Sonderdruck aus "Wärmetechnik", 39. Jhrg., Heft 3, S. 150- 154; Heft 4, S. 215 - 218; Heft 5, S. 276 - 282; Heft 6, S. 310 - 314; Heft 7, S. 369 - 373.
- Prognos. 1984. Energieprognose: Die Entwicklung des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahr 2000. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung und Strategieberatung, Prognos AG, Basel.
- Prognos. 1990. Energieprognose bis 2010: Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung und Strategieberatung Prognos AG, Basel.
- Prognos. 1995. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020. Bericht 561 4404 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft. Europäisches Zentrum für Wirtschaftsforschung und Strategieberatung, Prognos AG, Basel.
- Puxbaum, H. 1994. Physikalische und luftchemische Eigenschaften von Methan. In: CH₄-Emissionen in Österreich, Referate des CH₄-Workshops, 23. November 1993 in Laxenburg, Hrsg.: Akademie für Umwelt und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie, Österreichische CO₂-Kommission (ACC).
- RAL-UZ 9. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "emissionsarme Ölzerstäubungsbrenner", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 39. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "Gas-Spezialheizkessel", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 40. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "Kombiwasserheizer und Umlaufwasserheizer für Erdgas", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 41. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "Brenner-Kessel-Kombinationen (Units) mit Gasbrenner mit Gebläse", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.

- RAL-UZ 46. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "Ölbrenner-Kessel-Kombinationen", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 61. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "emissionsarme und energiesparende Gas-Brennwertgeräte", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 71. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "Gasraumheizer und Gasheizsätze", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RAL-UZ 80. 1997. Vergabegrundlagen für das Umweltzeichen "emissionsarme Gasbrenner mit Gebläse", Ausgabe März 1997. RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e.V., Sankt Augustin.
- RBV. 1996. Ergänzende Mitteilungen zur Brikettabsatzstatistik für die neuen Bundesländer. RBV Brennstoffvertrieb GmbH, Berlin.
- Reimer, R. A.; Slaten, C. S and Sepan, M. 1994. Abatement of N₂O emissions produced in the adipic acid industry. Environmental Progress, Vol. 13, No. 2, pp134 – 137.
- Rick, F. 1988. Ölbefeuerte Heizkessel - Abstimmung von Brenner und Kessel zur Schadstoffminderung und Energieeinsparung. Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln.
- Rilling, D. 1999. Bestimmung der jährlichen Emissionen durch die gesamtheitliche Betrachtung von Kleinfeuerungsanlagen. Dissertation an der RWTH Aachen.
- Schäl. 1997. Zusammenstellung der Daten zu Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks über die CO- und Abgasverlustmessungen an Gasfeuerstätten und Entwicklung eines Ansatzes zur Berechnung der Gesamtzahl installierter Gasfeuerungen in Deutschland. Mitteilung von Herrn J. Schäl, Umweltbundesamt, Fachgebiet III 2.4, Berlin.
- Schornsteinfegergesetz. 1969. Gesetz über das Schornsteinfegerwesen (Schornsteinfegergesetz - SchfG.) Bundesgesetzblatt Teil I, S. 1634 - 1647.
- Schornsteinfegergesetz. 1994. Gesetz zur Änderung des Schornsteinfegergesetzes. Bundesgesetzblatt Teil I, S. 1624 - 1629.
- Schulz, H. und Weber, K. 1992. Entwicklung schadstoffarmer Brenner für Erdgas unterschiedlicher Beschaffenheit. gwf Gas Erdgas, Vol. 133, Nr. 2, S. 81 - 88.
- Schuler, O. 1994. Basiswissen für LOW NO_x-Brenner und Brennkammern - Emissionen von Brenner/Kessel-Kombinationen. Institut für Energietechnik, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich.
- Sandkuhl, L. 1989. Untersuchung des Emissionsverhaltens von intermittierend betriebenen Ölzerstäubungsbrennern an Kesseln unterschiedlicher Bauart. Dissertation an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen.
- StBa. 1992. Vorbereitung, Durchführung und methodische Untersuchungen zur Volkszählung 1987. Fachserie 1, Heft 12. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1995a. Gebäude und Grundstücke, Struktur und Nutzung sowie Bautätigkeit und Wohnen. 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Fachserie 5, Heft 1. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.

- StBa. 1995b. Wohneinheiten und Wohnungen, Struktur und Nutzung sowie Bautätigkeit und Wohnen. 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Fachserie 5, Heft 2. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1995c. Beheizungsstruktur und Energieart von Gebäuden und bewohnten Wohnungen. Unveröffentlichte Sonderauswertung zur 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1995d. Warmwasserversorgung. Sonderauswertung zur 1%-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1997. Bautätigkeit und Wohnungen. Gebäude- und Wohnungszählung vom 30. September 1995 in den neuen Ländern und Berlin-Ost. Fachserie 5, Heft 6, Beheizung und Energieart. Statistisches Bundesamt, Metzler-Poeschel Verlag, Stuttgart.
- StBa. 1997a. Struktur und Nutzung des Gebäudebestandes. Gebäude und Wohnungszählung vom 30. September 1995 in den neuen Bundesländern. Fachserie 5, Heft 2. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1997b. Struktur und Nutzung des Bestandes an Wohnungen / Wohneinheiten. Gebäude und Wohnungszählung vom 30. September 1995 in den neuen Bundesländern. Fachserie 5, Heft 3. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StBa. 1997c. Beheizung und Energieart. Gebäude und Wohnungszählung vom 30. September 1995 in den neuen Bundesländern. Fachserie 5, Heft 6. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StatKo. 1997. Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1996. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Essen.
- Struschka, M. 1998. Heizwerte von Braunkohlenbriketts auf der Basis der durchgeführten Brennstoffanalysen von Braunkohlenbriketts als Teilvorhaben von Pfeiffer et al., 2000.
- Struschka, M.; Straub, D. und Baumbach, G. 1987. Emissionsmessungen an Heizanlagen der Stadt Stuttgart. IVD-Bericht Nr. 7, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen (IVD), Abt. Reinhaltung der Luft, Universität Stuttgart.
- Struschka, M.; Pfeiffer, F. und Baumbach, G. 1996. N₂O-, VOC- und Dioxin/Furan-Emissionen aus öl- und gasgefeuerten Kleinf Feuerungsanlagen. Forschungsbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes UFOPLAN Nr. 104 03 528, IVD-Bericht Nr. 36, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart.
- Struschka, M.; Pfeiffer, F.; Albrecht, A. und Baumbach, G. 1998. Feuerstättenstruktur in Wohngebäuden und Wohnungen in den alten und neuen Bundesländern. IVD-Bericht Nr. 40, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart.
- Suding, P.H. (1982). Strukturen des Energieverbrauchs der Haushalte und Kleinverbraucher. R. Oldenbourg Verlag, München.
- Sybon, G. 1994. Untersuchung zur Bildung und Emission von NO_x und N₂O bei brennstoffgestufter Verbrennungsführung. Dissertation an der Universität Fridericiana Karlsruhe (Technische Hochschule).

- TA Luft. 1986. Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft) vom 27. Februar 1986. GMBL., S. 95 - 202.
- Test. 1986. Energie besser nutzen. Test, Heft 9, S. 78 - 83.
- Test. 1986a. Gasgeräte setzen Maßstäbe. Test, Heft 8, S. 75 - 79.
- Test. 1986b. Für Umstieg von Öl auf Gas. Test, Heft 10, S. 84 - 87.
- Test. 1988. Schadstoffe stark vermindert. Test, Heft 1, S. 80 - 83.
- Test. 1990. Sehr guter Wirkungsgrad. Test, Heft 8, S. 72 - 75.
- Test. 1991a. Moderne Technik - hoher Nutzen. Test, Heft 1, S. 78 - 81.
- Test. 1991b. Zusatzwärme aus dem Abgas. Test, Heft 2, S. 76 - 80.
- Test. 1994. Sparen mit mehr Technik. Test, Heft 8, S. 64 - 68.
- UBA, 1997. Daten zur Umwelt - Der Zustand der Umwelt in Deutschland. Hrsg.: Umweltbundesamt, Berlin.
- UBA, 1997a. Emissionsfaktoren der Kleinf Feuerungsanlagen. Persönliche Mitteilung von Herrn Schäl am 21.8.1997, Umweltbundesamt, Berlin.
- VDI 2067 Blatt 1. 1983. Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI 2067 Blatt 6. 1989. Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Wärmepumpen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI 2449 Blatt 1. 1995. Ermittlung von Verfahrenskenngrößen für die Messung gasförmiger Schadstoffe (Immission). Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI 3481 Blatt 3. 1995. Messen gasförmiger Emissionen. Messen von flüchtigen organischen Verbindungen, insbesondere von Lösungsmitteln mit einem Flammionisationsdetektor (FID). Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI 3490 Blatt 6. 1988. Messen von Gasen. Prüfgase. Dynamische Herstellung mit Gasmischpumpen. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI 4219. Entwurf 2000. Qualitätssicherung. Ermittlung der Unsicherheiten von Emissionsmessungen. Geordnetes Schätzverfahren: Schrittweise Abschätzung der Beiträge zur Unsicherheit eines Messergebnisses. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- VDI-Nachrichten. 1999. Der klassische Heizkessel hat noch immer eine Zukunft. VDI-Nachrichten, Nr. 51 vom 24. Dezember 1999.
- Vekemans, G. 1995. Emission von Haushaltsheizgeräten im praktischen Betrieb. GASWÄRME International, Vol 44, Heft 3, S. 101 - 106.
- Vitovec, W. 1991. N₂O Emissionen aus pyrogenen Quellen in Österreich. Dissertation an der Technischen Universität Wien.

- Vogel, H.-H. 1996. Feuerungstechnischer Wirkungsgrad und Abgasverlust von Gasbrennwertkesseln. BWK, Bd. 48, Nr. 1 - 2, S. 70 - 78.
- Von Czapieswski, K. 1999. Untersuchungen zu Emissionen von flüchtigen organischen Verbindungen aus Biomasseverbrennung. Dissertation an der Universität Köln.
- Warnatz, J. und Maas, U. 1993. Technische Verbrennung. Physikalisch-Chemische Grundlagen, Modellbildung, Schadstoffentstehung. Springer-Verlag, Berlin.
- Warnatz, J.; Maas, U. und Dibble, R.W. 1996. Combustion - Physical and chemical fundamentals, modelling and simulation, experiments, pollutant formation. Springer-Verlag, Berlin.
- Weishaupt. 1987. Gas und Öl - umweltfreundlich! Firmenschrift der Max Weishaupt GmbH, Schwendi.
- Weiss, R.F. und Craig, H. 1976. Production of nitrous oxide by combustion. - Geophys. Res. Lett., Vol 3, No. 12, pp 751-753.
- Wynne, J. M. 1985. Physics, chemistry, and manufacture of nitrous oxide. In: Eger, E. L., Nitrous Oxide N₂O, Elsevier Science Publishing, New York.
- ZIV. 1991. Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 1990. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV), Sankt Augustin.
- ZIV. 1996. Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 1995. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV), Sankt Augustin.