

## **Lehrstuhl für Energiesysteme**

### **Wärmeversorgung mit fester Biomasse bei kleiner Leistung**

**Matthias Gaderer**

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Maschinenwesen der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Georg Wachtmeister  
TU-München

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Hartmut Spliethoff  
TU-München  
2. Univ.-Prof. Dr.-techn. habil. Harald Raupenstrauch,  
Montanuniversität Leoben/Österreich

Die Dissertation wurde am 28.09.2007 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Maschinenbau am 09.01.2008 angenommen.



# Dissertation

## **Wärmeversorgung mit fester Biomasse bei kleiner Leistung**

Die Themenbereiche Energiebedarf, Gleichzeitigkeit, Nahwärmenetze, Wärmeversorgung mit fester Biomasse, Feinstaubemissionen und Abgaskondensation werden dargestellt und Vorgehensweisen erarbeitet.

Erstellt von Matthias Gaderer, September 2007



# Ersteller

Matthias Gaderer

- geboren 1968 in Mondsee, Österreich
- Ausbildung zum Fernmeldetechniker
- HTL für Maschinenbau, Salzburg
- Studium Verfahrenstechnik, TU Graz
- Ingenieurbüro Bowas Induplan, Salzburg
- Arbeitsgruppe Biomasse am Bayerischen Zentrum für angewandte Energieforschung, München

Adresse: ZAE BAYERN (Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e. V.)  
Walther-Meißner-Str. 6  
D-85748 Garching

Telefon: +49 (0) 89 - 32 94 42 - 85 (0)

Fax: +49 (0) 89 - 32 94 42 - 12

Email: [gaderer@muc.zae-bayern.de](mailto:gaderer@muc.zae-bayern.de)

Homepage: <http://www.muc.zae-bayern.de>

# Universität

Adresse: Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme  
Boltzmannstrasse 15  
D-85747 Garching

Telefon: +49 (0) 89 - 289 16272

Fax: +49 (0) 89 - 289 16271

# Danksagung

Die Promotion wurde während meiner Arbeit am ZAE Bayern in den Jahren 2004 bis 2007 erstellt. Ich bedanke mich bei allen, die mich unterstützt und bekräftigt haben, diese Arbeit zu erstellen. Insbesondere gebührt der Dank Herrn Wolfgang Schölkopf und Prof. Hartmut Spliethoff für die Unterstützung im Rahmen meiner beruflichen Tätigkeit am ZAE Bayern und für die inhaltlichen Korrekturen und Anregungen. Ebenso danke ich Herrn Prof. Harald Raupenstrauch von der Montanuniversität Leoben für die Übernahme der Zweitprüfertätigkeit. Allen Kollegen und Diplomanden, die einen Beitrag zur Realisierung der Arbeit geleistet haben, danke ich für die schöne Zeit der Zusammenarbeit. Besonders nennen möchte ich Robert Kunde, Andreas Schuster und Max Lautenbach. Meine Frau und unsere Kinder haben durch die Entbehrung gemeinsamer Freizeit wahrscheinlich den größten Beitrag für diese Arbeit geleistet, vielen Dank dafür.

# Abkürzungen und Hinweise

HH	Heizhaus (Wert ab Heizhaus)
HÜS	Hausübergabestation beim Endabnehmer
FS	Frischsubstanz Brennstoff, Bezugsbasis ist der nasse Brennstoff
TS	Trockensubstanz Brennstoff, Bezugsbasis ist der trockene Brennstoff
ORC	Organic Rankine Cycle
HKW	Heizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EUR	Euro
Biomasse	organischer Brennstoff nicht fossilen Ursprungs
Hu	unterer Heizwert, meistens bezogen auf kg FS
Ho	oberer Heizwert (Brennwert), meistens bezogen auf kg TS
u	Brennstofffeuchte in Gew.-% TS
w	Brennstoffwassergehalt in Gew.-% FS
WW	Warmwasser
KW	Kaltwasser
RW	Raumwärme entspricht Heizwärme
Vol.-%	Volumsprozent
Gew.-%	Gewichtsprozent

## **Verwendete Programme**

Für technische Berechnungen und Darstellungen werden die Programme RDesign, WDesign, AutoCad, ArcView und EES verwendet. Die Programme RDesign (Rohrdesign) und WDesign (Wärmedesign) wurden im Zeitraum 1997 bis 2004 im Rahmen von Kooperationsprojekten zum Teil am ZAE Bayern [45], [115], [116] erstellt und helfen bei der Dimensionierung von Nahwärmenetzen und Heizkraftwerken.

## **Kartenmaterial und dargestellte Netzvarianten**

Um Netzpläne zu erstellen, wird orthografisches Fotomaterial und Kartenmaterial im tif- und dfk-Format des Bayerischen Landesvermessungsamtes verwendet. Für alle Luftbildaufnahmen gilt als Quelle das Bayerische Landesvermessungsamt. Dargestellte Nahwärmenetzvarianten stellen weder Detail- noch Ausführungsplanungen dar und sind als beispielhaft zu verstehen.

## **Kostenangaben**

Die in der Arbeit genannten Kostenangaben beziehen sich auf das Jahr 2004. Kostensteigerungen für die Folgejahre sind nicht enthalten.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>MOTIVATION UND AUFGABENSTELLUNG .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>ENERGIEBEDARF DER HAUSHALTE .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1</b>	<b>Energie- und Leistungsbedarf der Haushalte .....</b>	<b>11</b>
2.1.1	Klimadaten.....	12
2.1.2	Wärmebedarf und Heizleistung von Gebäuden .....	12
2.1.3	Warmwasserbedarf.....	18
2.1.4	Heizgrenztemperatur und Heizgrenzleistung .....	22
2.1.5	Einfluss einer kontinuierlichen Gebäudesanierung .....	24
2.1.6	Kälte- und Klimatisierungsbedarf.....	26
2.1.7	Grafische Darstellung des Wärmebedarfs .....	27
<b>2.2</b>	<b>Energiekosten.....</b>	<b>28</b>
2.2.1	Wärmegestehungskosten .....	29
<b>3</b>	<b>ENERGIEVERSORGUNG MIT BIOMASSE.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1</b>	<b>Stand der Technik der thermischen Biomassenutzung .....</b>	<b>32</b>
3.1.1	Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung .....	32
3.1.2	Holzbrennstoffe.....	34
3.1.3	Biomasse befeuerte Heizwerke .....	39
3.1.4	Biomassefeuerungen.....	41
3.1.5	Kohlenmonoxid- und Staubemissionen.....	46
3.1.6	Lebenswegemissionen von Wärmeerzeugern .....	50
3.1.7	Abgaskondensation .....	53
<b>3.2</b>	<b>Stand der Technik der Wärmeverteilung.....</b>	<b>59</b>
3.2.1	Nahwärmenetz .....	59
3.2.2	Hausübergabestationen.....	67
<b>3.3</b>	<b>Gleichzeitigkeit der Leistungsabnahme.....</b>	<b>72</b>
3.3.1	Gleichzeitigkeit des Warmwasserbedarfs .....	73
3.3.2	Berechnung der Gleichzeitigkeit nach DIN 4708 .....	75
3.3.3	Berechnung der Gleichzeitigkeit nach Sander und Recknagel .....	77
3.3.4	Berechnung der Gleichzeitigkeit nach DIN 1988 .....	78
3.3.5	Berechnung der Gleichzeitigkeit nach Redan.....	78
3.3.6	Gleichzeitigkeit des Gesamtwärmeleistungsbedarfs.....	79
<b>4</b>	<b>OPTIMIERUNG DER NETZAUSLEGUNG.....</b>	<b>83</b>
<b>4.1</b>	<b>Erweiterung des Gleichzeitigkeitsmodells .....</b>	<b>83</b>
4.1.1	Zielsetzung .....	83
4.1.2	Vorgehensweise und Datenbasis.....	83
4.1.3	Außentemperatur.....	84

4.1.4	Gesamtleistung der Abnehmergruppen .....	85
4.1.5	Nennleistung des Einzelabnehmers .....	87
4.1.6	Gleichzeitigkeit der Gesamtwärmeleistung .....	88
4.1.7	Gleichzeitigkeit der Raumwärmeleistung .....	95
<b>4.2</b>	<b>In Hausübergabestationen integrierte Pufferspeicher .....</b>	<b>100</b>
4.2.1	Zielsetzung .....	100
4.2.2	Vorgehensweise und Datenbasis.....	101
4.2.3	Tageslastgänge des Warmwasserbedarfs von Einzelabnehmern.....	101
4.2.4	Tageslastgang des Raumwärmebedarfs von Einzelabnehmern .....	102
4.2.5	Modellierung eines Speichers .....	107
4.2.6	Modellierung eines Speichers und dessen Wirkung .....	109
4.2.7	Gleichzeitigkeit bei dezentralen Speichern .....	118
4.2.8	Betrieb und Kosten mit und ohne dezentraler Speichereinbindung .....	120
<b>4.3</b>	<b>Empfehlungen.....</b>	<b>124</b>
<b>5</b>	<b>UNTERSUCHUNG VON FEINSTAUBEMISSIONEN .....</b>	<b>125</b>
<b>5.1</b>	<b>Messmethoden zur Feinstaubfassung.....</b>	<b>125</b>
<b>5.2</b>	<b>Messprogramm.....</b>	<b>126</b>
5.2.1	Zielsetzung .....	126
5.2.2	Messprogramm.....	126
5.2.3	Ermittlung der Partikeldichte .....	126
5.2.4	Feinstaubmassenanteile am Gesamtstaub.....	135
5.2.5	Gravimetrische Gesamtstaubmessung .....	136
5.2.6	Ergebnisse der Partikeldichteauswertung.....	137
5.2.7	Ergebnisse Feinstaubmassenanteile und Gesamtstaub .....	144
5.2.8	Ergebnisse der Partikelgrößenverteilung der Feinstaubemissionen .....	146
<b>5.3</b>	<b>Empfehlungen.....</b>	<b>148</b>
<b>6</b>	<b>UNTERSUCHUNGEN ZUR ABGASKONDENSATION .....</b>	<b>149</b>
<b>6.1</b>	<b>Abgaskondensationsysteme mit neueren Ansätzen .....</b>	<b>149</b>
6.1.1	Zielsetzung und Vorgehensweise .....	149
6.1.2	Kondensation mit Verbrennungsluftbefeuchtung .....	149
6.1.3	Kondensation durch Einbindung einer Absorptionskältemaschine .....	151
6.1.4	Kondensation mit einem offenen Absorptionsprozess .....	159
6.1.5	Weiterentwicklung eines offenen Absorptionsprozess .....	160
<b>6.2</b>	<b>Empfehlungen.....</b>	<b>162</b>
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND FOLGERUNGEN .....</b>	<b>163</b>
<b>8</b>	<b>LITERATUR .....</b>	<b>166</b>
<b>9</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>175</b>



# 1 Motivation und Aufgabenstellung

## **Motivation**

Eine Wärmeversorgung mit fester Biomasse ist bei Kommunen und neuen Wohnsiedlungen eine beliebte Variante. Die Ursachen dafür sind im Vergleich zu fossilen Brennstoffen die niedrigen Brennstoffkosten, die Nachhaltigkeit und lokale Verfügbarkeit des Brennstoffs, die hohe CO<sub>2</sub>-Neutralität und die volkswirtschaftlich bedeutsame Arbeitsplatzsicherung und Waldpflege. Für eine erfolgreiche Anwendung sind Wirtschaftlichkeit und geringe Emissionen von großer Bedeutung. Eine zunehmende Nachfrage für eine Nahwärmeversorgung mit Holzbrennstoffen besteht für kleinere Wohngebiete mit niedriger Bebauungsdichte und geringer Wärmeabnahme. Typische Gebäude in diesen Siedlungen sind Reihen-, Doppel- und Einfamilienhäuser. Die Nachteile dieser Abnehmer sind ein geringer Energieverbrauch und eine große Netztrassenlänge pro Abnehmer. Daraus resultieren oft dezentrale Heizwerke mit unzureichenden Einnahmen. Für diese Abnehmer ist eine gewünschte Nahwärmeversorgung mit Biomasse als Hauptbrennstoff oft schwer realisierbar. Eine zweite große Hürde für die Nutzung von Biomasse sind geringe Emissionen im Abgas bei der Verfeuerung von Biomasse. Insbesondere die Staubemissionen sind aufgrund der Feinstaubprobleme in Städten und an Verkehrsstraßen bei Biomassefeuerungen zu verringern.

## **Aufgabenstellung und Zielsetzung**

Wie bereits angedeutet sind für den Einsatz die Wirtschaftlichkeit und geringe Emissionen von besonderer Bedeutung. Übergeordnetes Ziel der Arbeit ist es daher, Techniken zu untersuchen, die sowohl die Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungssystemen mit Biomasse verbessern als auch die Emissionen verringern. Beide Aspekte sind beispielsweise durch eine verbesserte Auslegung der Anlagen beeinflussbar. Eine weitere Aufgabenstellung ist daher, Methoden zur Verbesserung der Auslegungsgrundlagen zu erarbeiten.

### *Kapitel 2 Energiebedarf der Haushalte*

Bei der Erstellung von Energiekonzepten sind umfangreiche Daten zur Ermittlung des Energiebedarfs erforderlich. Diese sollen in einer Übersicht zum Thema Energiebedarf von Haushalten als Grundlage für die eigenen Untersuchungen zusammengestellt werden.

### *Kapitel 3 Energieversorgung mit Biomasse*

In diesem Kapitel soll der Stand der Technik der thermischen Nutzung der Biomasse bei kleiner Leistung dargestellt werden. Die Themen Feuerungstechnik, Verteilung der Wärme, Emissionen und Abgaskondensation sollen dabei kurz behandelt werden. Die verschiedenen Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs in Verteilnetzen werden vorgestellt und für die spätere Verwendung in Kapitel 4 diskutiert.

### *Kapitel 4 Optimierung der Netzauslegung*

Zur Optimierung der Netzauslegung soll die Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs in Nahwärmenetzen in Abhängigkeit des Gebäudestandards untersucht und eine Methode zur Verbesserung der Auslegungsgrundlagen erarbeitet werden. Von zwei Nahwärmenetzen werden detaillierte Auswertungen

der Abnehmerdaten durchgeführt und für die Auslegungstemperatur die Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs von verschiedenen Abnehmergruppen mit einheitlichem Gebäudestandard ermittelt.

Da Vollastbetriebszustände in der Feuerung geringere und Teillastzustände, sowie An- und Abfahrzustände in einer Biomassefeuerung höhere Kohlenmonoxid- und Kohlenwasserstoffemissionen verursachen, wird für eine weitere Reduktion der Spitzenleistungen der Einsatz dezentraler Speicher in der Übergabestation untersucht. Dazu werden Abnehmerlastkurven von Abnehmern an Nahwärmenetzen ermittelt und die Speichereinbindung mit einer Simulation beurteilt.

#### *Kapitel 5 Untersuchung von Feinstaubemissionen*

In diesem Abschnitt sollen Messtechniken zur Feinstaubfassung und Partikeldichteermittlung ausgewählt und eigene Messungen im Rahmen eines Versuchsprogramms durchgeführt werden. Die Ergebnisse sollen im Vergleich zu Literaturdaten diskutiert werden.

Die Bildungsmechanismen von gasförmigen Emissionen und die Zusammenhänge mit den Betriebszuständen in der Feuerung sind großteils bekannt. Bei Staubemissionen bestehen jedoch hinsichtlich Bildungsmechanismen und Auswirkung auf den Menschen noch Forschungsbedarf. Aus diesem Grund sollen Fragen zu Feinstaubemissionen und Masse der Feinstaubpartikel beantwortet werden.

Im Rahmen der Arbeit wird versucht, eine Übersicht zu Korngrößenverteilungen bei verschiedenen Holzfeuerungen zu erstellen und mit einem mathematischen Ansatz die Feinstaubpartikelmasse zu bestimmen.

Die Partikeldichte ist beispielsweise bei der Optimierung der Partikelbewegungen und Ablagerungen im Abgasweg mit numerischen Simulationen (CFD) sowie bei der Beurteilung des Porenvolumens und bei der Messung der Partikelgrößenverteilung von Interesse. Die Feinstaubemissionen von Holzfeuerungen im Bestand werden mit einem elektrischen Niederdruckimpaktor (ELPI), einem Scanning Mobility Particle Sizer mit Kondensationspartikelzähler (SMPS/CPC) und einem JohnAs Impaktor erfaßt. Durch die Messung der Partikelgrößenverteilungen basierend auf dem Mobilitätsdurchmesser und dem aerodynamischen Partikeldurchmesser wird es möglich, die Partikeldichte zu errechnen. Zwischen den Ergebnissen auf Basis der unterschiedlichen Messmethoden besteht ein mathematischer Zusammenhang in Abhängigkeit der Partikeldichte. Die Anwendung dieser Methode auf die Messergebnisse liefert die durchschnittlich Dichte der Feinstaubemissionen von verschiedenen Holzfeuerungen.

#### *Kapitel 6 Untersuchungen zur Abgaskondensation*

Die Reduktion von Partikeln im Abgasstrom durch Sekundärmaßnahmen wie Elektrofilter oder Gewebefilter wird zukünftig auch für kleine Feuerungsanlagen mit geringsten Leistungen ab  $10 \text{ kW}_{\text{th}}$  bedeutsam. Eine elegante Möglichkeit zur gleichzeitigen Effizienzsteigerung und Partikelreduktion ist die Kondensation des Wasserdampfs im Abgas durch Abkühlung der Abgase mit einem Niedertemperaturkreislauf.

In diesem Kapitel sollen Kondensationstechniken untersucht werden, die über eine Standard-Abgaskondensationstechnik hinausgehen. Die Verfahren sollen dargestellt und berechnet werden. Davon ausgehend soll ein Verfahren unter Nutzung hygroskopischer Medien (LiCl) dargestellt werden, dass die Kondensation bei Netztemperaturen oberhalb des Wasserdampftaupunktes ermöglicht.

## 2 Energiebedarf der Haushalte

### 2.1 Energie- und Leistungsbedarf der Haushalte

In Deutschland werden etwa 9.280 Petajoule an Endenergie verbraucht. Wie Abbildung 2-1 zeigt, werden die überwiegenden Anteile davon für den Verkehr, Haushalt und die Industrie benötigt. Der Haushaltsbereich stellt somit einen äußerst relevanten Energieverbraucher dar. Die Nutzungsanteile im Haushalt sind in Abbildung 2-2 ersichtlich. Verbrauchsreduktionen, Umstellungen auf CO<sub>2</sub>-arme Energieträger und Effizienzsteigerungen bei den Wärmeerzeugersystemen für Haushalte tragen somit nennenswert zur Energieeinsparung und Treibhausgasreduktion bei.

Endenergieverbrauch Deutschland

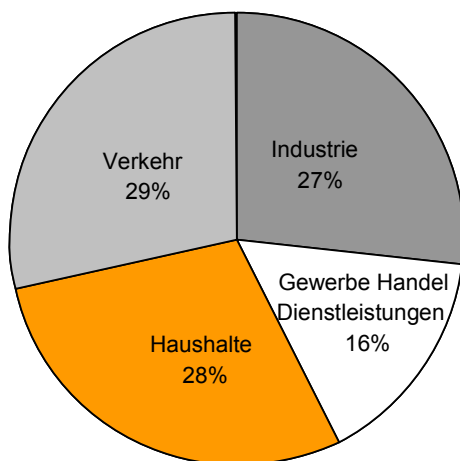


Abbildung 2-1: Struktur des Endenergieverbrauchs in Deutschland in 2004 [1].

Endenergieverbrauch Haushalte

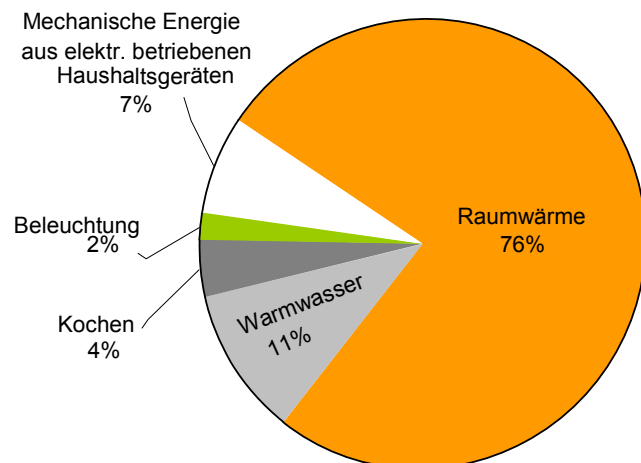
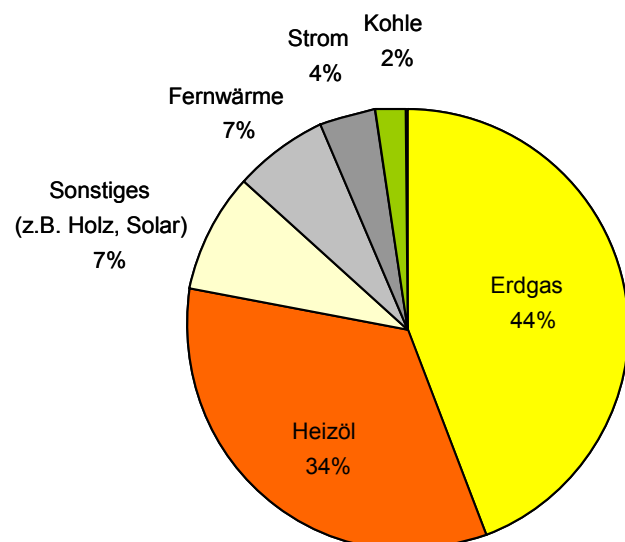


Abbildung 2-2: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland in 2004 [1].

Der größte Teil (76 %) der Endenergie im Haushalt ist für die Erzeugung von Raumwärme erforderlich. Abbildung 2-3 zeigt die Anteile der Energieträger für die Erzeugung der Raumwärme.

Abbildung 2-3: Endenergiebedarf für die Beheizung der Haushalte (Raumwärme) in Deutschland nach [1], [4].

Endenergiebedarf Raumwärme



### 2.1.1 Klimadaten

Zur Bestimmung der Heizleistung ist die Normaußentemperatur erforderlich. Diese wird als niedrigster Zweitagesmittelwert der Lufttemperatur eines Ortes, welcher zehnmal in 20 Jahren erreicht oder unterschritten wird, definiert (nach DIN 4701 1951 bis 1970). 20 Jahre entsprechen 7.305 Tagen inkl. fünf Schaltjahren, das entspricht 7.304 Zweitagesmittelwerten (10 Werte aus 7.304 sind 0,0013691 Teile von 7.304 Zweitagesmittelwerten). Statistisch sind diese zehn Werte aus 7.304 Zweitagesmittelwerten das 0,0013691-Quantil (0,14 %-Quantil) der geordneten Reihe der Zweitagesmittelwerte. Im Rahmen des Projektes [116] werden Klimawerte des DWD (Deutscher Wetterdienst) von 28 deutschen Orten der zehn Jahre 1989 bis 1999 ausgewertet und Normaußentemperatur abweichend von der DIN auf Basis dieser zehn Jahre errechnet. Für einige Orte sind die Werte in Tabelle 2-1 dargestellt. Die Normaußentemperaturen sind für deutsche Orte mit mehr als 20.000 Einwohnern ebenso in der Tabelle 1 der DIN 4701 Teil 2, Seite 2–5 aufgeführt. Nicht aufgeführte Orte können mit der Isothermenkarte (Bild 1 - DIN 4701 Teil 2, Seite 17) den nächstgelegenen Orten zugeordnet werden.

Ort	DIN Wert	eigene Auswertung
Hof Hohensaas	-17 °C	-15,2 °C
Hohenpeissenberg	-16 °C	-13,9 °C
Meiningen	-16 °C	-14,6 °C
Nürnberg	-16 °C	-14,5 °C

Tabelle 2-1: Normaußentemperaturen nach DIN 4701 (1951–1970) und eigene Auswertungen.

Bei der Annahme einer Heizgrenztemperatur von beispielsweise 13 °C ergibt sich eine Überdimensionierung der Heizanlagen um 5–7 %. Beispiel Hof:  $((13 + 17) - (13 + 15,2)) / (13 + 17) = 6 \%$ . Zu berücksichtigen ist, dass die Auswertung abweichend zu den DIN-Werten nur auf Daten über zehn Jahre basiert.

### 2.1.2 Wärmebedarf und Heizleistung von Gebäuden

Der Heizwärmebedarf und die erforderliche Heizleistung (Heizlast) stellen den Bedarf für die Raumwärmeerzeugung und die Erzeugung von Warmwasser (Trinkwasser) dar. Für die Ermittlung des Jahresheizwärmebedarfs gelten die Normen DIN 4108-6 und DIN EN 832 bzw. das daraus vereinfachte Verfahren der EnEV. Für die Berechnung der Heizlast galt bisher das Verfahren der DIN 4701. Seit 2004 gilt für die Heizlastberechnung das Verfahren der DIN EN 12831. Unterschieden wird zwischen dem vereinfachten Heizperiodenbilanzverfahren über eine Heizperiode von 185 Tagen und dem genaueren Monatsbilanzverfahren. In Tabelle 2-2 sind durchschnittliche Werte für Haushalte in Deutschland angegeben.

Parameter	Wert	Bezugsgröße
Wohnflächenbedarf	42 m <sup>2</sup> [5] –56 m <sup>2</sup> [3]	pro Person
	31 kWh <sub>el</sub> –40 kWh <sub>el</sub>	pro m <sup>2</sup> Wohnfläche
Strombedarf	3.100 kWh <sub>el</sub>	pro Haushalt
	1.383 kWh <sub>el</sub> –1.675 kWh <sub>el</sub> [3]	pro Person
Personen	2,2 Personen [3], [5]	pro Haushalt
Raumwärmebedarf	173 [15] –187 kWh [3]	pro m <sup>2</sup> Wohnfläche
Wärmebedarf für Warmwasser	10–15 kWh	pro m <sup>2</sup> Wohnfläche

Tabelle 2-2: Statistische Durchschnittswerte für Haushalte in Deutschland.

Zur überschlägigen Bestimmung des Jahresheizwärmebedarfs wird der, auf die beheizte Fläche bezogene Raumwärmebedarf in kWh/m<sup>2</sup>a verwendet. Dieser Wert wird im Wesentlichen von der Gebäudestruktur (A/V-Verhältnis, passive Solarenergienutzung) und dem Dämmstandard beeinflusst. Durch gut gedämmte Neubauten und Sanierung von Altbauten kann der Heizenergiebedarf wesentlich gesenkt werden. Abbildung 2-4 zeigt die Unterschiede im Energieverbrauch bei älteren und neueren Gebäuden. Die Werte in Klammern geben den Raumwärmebedarf wieder. Beim Passivhaus ist in Klammer der Raumwärmebedarf inklusive des Anteils der Wärmerückgewinnung (15 + 25 = 40 kWh/m<sup>2</sup>a) und der Rest-Raumwärmebedarf (15 kWh/m<sup>2</sup>a) exklusive dem Anteil aus der Wärmerückgewinnung (25 kWh/m<sup>2</sup>a) angegeben. In Tabelle 2-3 sind zusätzlich die Bereiche für den Raumwärmebedarf angegeben.

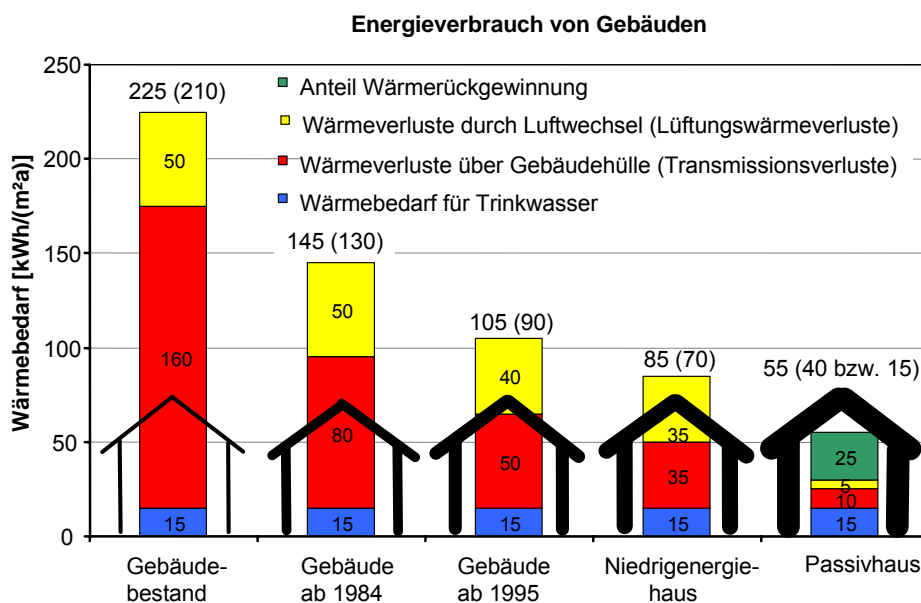


Abbildung 2-4: Reduktionspotenzial des thermischen Gebäudeenergiebedarfs [4].

Werden bei Altbauten Dach, Keller, Fassade und Fenster energetisch saniert, kann der Energiebedarf für Raumwärme von über 200 kWh/m<sup>2</sup>a auf unter 100 kWh/m<sup>2</sup>a gesenkt werden. CO<sub>2</sub>-Emissionen und Dämmstandards bei Neubauten und Altbausanierung gibt die Energieeinsparverordnung (EnEV) vor.

Die EnEV erlaubt im Prinzip den Grundsatz entweder eine gute Dämmung am Gebäude zu realisieren und fossile Energiequellen (Heizöl, Erdgas, ...) für die Beheizung des Gebäudes zu verwenden oder eine geringere Dämmung am Gebäude zu realisieren und CO<sub>2</sub>-arme Energiequellen einzubinden.

Gebäudetyp	Bereich	Bemerkung
Althaus allgemein	150–250 kWh/m <sup>2</sup> a	durchschnittlich
Einfamilienhaus	75–80 kWh/m <sup>2</sup> a (Mittel)	durchschnittlich
Einfamilienhaus	bis 140 kWh/m <sup>2</sup> a	schlecht isoliert
Mehrfamilienhaus	60 kWh/m <sup>2</sup> a (Untergrenze)	gut isoliert
Mehrfamilienhaus	80 kWh/m <sup>2</sup> a (Mittel)	durchschnittlich
Mehrfamilienhaus	bis 200 kWh/m <sup>2</sup> a	schlecht isoliert (60-iger Jahre)
Niedrigenergiehaus	< 70 kWh/m <sup>2</sup> a	
Niedrigstenergiehaus	30–40 kWh/m <sup>2</sup> a	
Passivenergiehaus	< 15 kWh/m <sup>2</sup> a	
Bürogebäude	125–150 kWh/m <sup>2</sup> a	Bestand
Bürogebäude	40–50 kWh/m <sup>2</sup> a	energieoptimiertes Bürogebäude

Tabelle 2-3: Werte für den Raumwärmebedarf (ohne Energie für Warmwasser) [7], [45].

Der Flächenanteil an Gebäuden mit < 100 kWh/m<sup>2</sup> ist noch relativ gering (Abbildung 2-5). Der Durchschnitt des Energiebedarfs dürfte etwa 175 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr betragen.

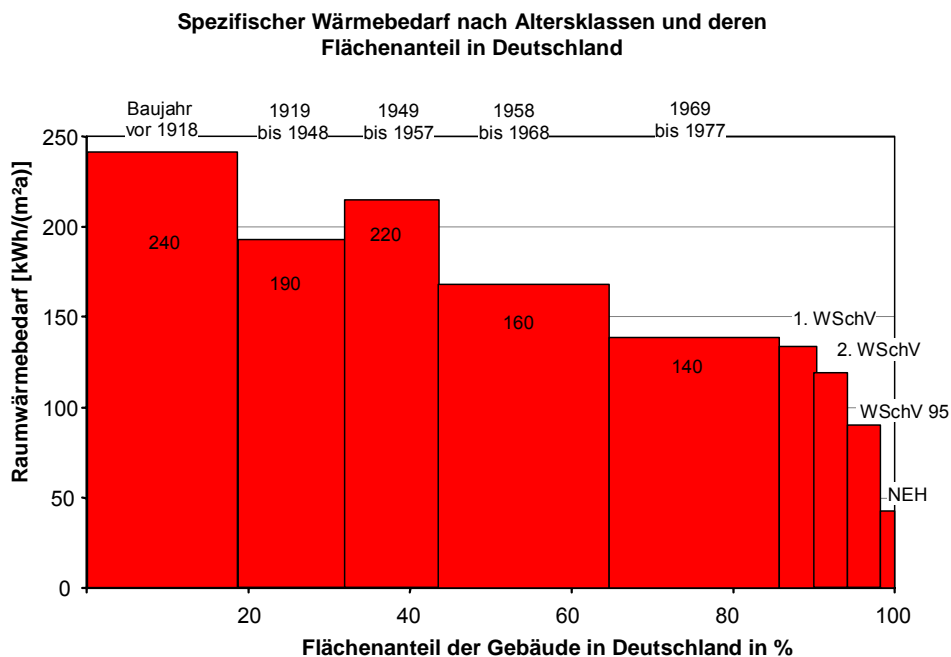


Abbildung 2-5: Flächenanteil aufgeteilt nach dem Raumwärmebedarf in Deutschland [6].  
WSchV ... Wärmeschutzverordnung

Die erforderliche Leistung für Raumwärme setzt sich aus der Transmissionsheizlast und der Lüftungsheizlast (DIN 4701-10) zusammen. Mit Gleichung 2-1 wird die Normheizlast des Gebäudes bei Normaußentemperatur errechnet. Die inneren und solaren Gewinne werden zur Bestimmung der Heizlast nicht in Betracht gezogen. Die Norminnentemperatur wird mit 20 °C definiert.

$$\dot{Q}_N = \dot{Q}_T + \dot{Q}_V \quad \text{Gleichung 2-1}$$

$$\dot{Q}_N = (H_T + H_V) \cdot (T_i - T_a) \quad \text{Gleichung 2-2}$$

$\dot{Q}_N$	[kW]	Normheizlast
$\dot{Q}_T$	[kW]	Transmissionsheizlast (Verluste über die Gebäudehülle)
$\dot{Q}_V$	[kW]	Lüftungsheizlast
$H_T$	[W/K]	spezifischer Transmissionswärmeverlust
$H_V$	[W/K]	spezifischer Lüftungswärmeverlust
$T_i$	[°C]	Temperatur innen
$T_a$	[°C]	Temperatur außen

Die Berechnung des Transmissionswärmeverlusts ist sehr zeitaufwendig, da für alle Bauteile Maße, Aufbau, Schichtdicken und Wärmeleitfähigkeit der Baustoffe ermittelt werden müssen. Der Lüftungswärmeverlust ist eine Funktion der Luftwechselzahl und des beheizten Gebäudevolumens. Die für die Beheizung eines Gebäudes notwendige Wärmeenergie ergibt sich aus der Differenz von Wärmeverlusten und nutzbaren inneren und solaren Gewinnen nach Gleichung 2-3.

$$Q_h = Q_l - \eta_p \cdot (Q_s + Q_i) \quad \text{Gleichung 2-3}$$

$Q_h$	[kWh]	Heizwärmebedarf für Raumwärme
$Q_l$	[kWh]	Wärmeverluste
$Q_s$	[kWh]	solare Wärmegewinne
$Q_i$	[kWh]	interne Wärmegewinne
$\eta_p$	[°C]	Ausnutzungsgrad

Für innere und solare Gewinne liefert die DIN 4108 Anhaltspunkte. Die inneren Gewinne (Abwärme elektrischer Geräte etc.) betragen pro Jahr etwa 22 kWh/m<sup>2</sup> Nutzfläche. Die solaren Gewinne sind abhängig von der Größe, Orientierung und vom Energiedurchlassgrad der Fensterflächen.

$$Q_s = \sum 0,567 \cdot g_i \cdot A_{i,j} \cdot I_j \quad \text{Gleichung 2-4}$$

$$Q_i = 22 \text{ kWh/m}^2 \cdot A_N \quad \text{Gleichung 2-5}$$

$$A_N = 0,32 \cdot V_e \quad \text{Gleichung 2-6}$$

$Q_s$	[kWh]	solare Wärmegewinne durch die Fensterflächen
$g_i$	[%]	Gesamtenergiedurchlassgrad des Fensters i
$A_{i,j}$	[%]	Fensterfläche i mit Orientierung j
$I_j$	[kWh/m <sup>2</sup> ]	solare Einstrahlung in Orientierung j
$Q_i$	[kWh]	innere Gewinne
$A_N$	[m <sup>2</sup> ]	Gebäudenutzfläche netto nach Gleichung 2-6
$V_e$	[m <sup>3</sup> ]	beheiztes Gebäudevolumen

Die Wärmeverluste des Gebäudes errechnen sich aus den spezifischen Transmissionswärmeverlusten und den Lüftungswärmeverlusten. Die Einzelwerte von Transmissions- und Lüftungswärmebedarf sind nicht von Interesse. Die Bestimmung der Normheizlast ist ausreichend, um die Summe aus beiden Verlusten zu ermitteln.

$$Q_I = 0,024 \cdot Gt \cdot f_{NA} \cdot (H_T + H_V) \quad \text{Gleichung 2-7}$$

$Q_I$	[kWh]	Wärmeverluste
$Gt$	[Kd]	Gradtagzahl (Kd ... Kelvin*Tage), auch Heizgradtagzahl GTZ oder HGT
$f_{NA}=0,95$	[-]	berücksichtigt baubedingte Einflüsse der Heizungsnachtabschaltung
$H_T$	[W/K]	spezifischer Transmissionswärmebedarf
$H_V$	[W/K]	spezifischer Lüftungswärmebedarf

Die Gradtagzahl eines Standorts stellt die Summe der Differenz 20 °C (Raumtemperatur) - Tagesmitteltemperatur über alle Heiztage, deren Tagesmitteltemperatur < T °C ist dar. T °C entspricht dabei der Heizgrenztemperatur und wird entweder mit 15 °C (Gt 20/15) oder 12 °C (Gt 20/12) definiert. Mit der Heizgrenztemperatur soll die Heizperiode auf etwa September bis Mai beschränkt werden. Der Wert beträgt je nach Klimaregion etwa 3.000–4.600 Kd. Die Gradtagzahl Gt 20/12 beträgt beispielsweise für München 3.699 Kd, der Mittelwert in Deutschland beträgt 2.900. Werte zur Heizgradtagzahl finden sich in DIN 4108-6 Tab. A.2. Ist die Heizlast eines Gebäudes bekannt, können aus dem Jahresheizenergiebedarf für die Raumwärme die Jahresvollbenutzungsstunden errechnet werden. Die Jahresvollbenutzungsstunden ergeben sich aus Wärmebedarf und Heizlast. Wert dazu sind in Tabelle 2-4 und Abbildung 2-6 dargestellt.

Da der Wärmeerzeuger meist auch für die Erwärmung von Warmwasser genutzt wird, müssen dafür zusätzlich Leistung und Energie bereitgestellt werden. Vorrangschaltungen der Wärmenutzung für Warmwassererzeugung bei Hausübergabestationen oder Kesselanlagen ermöglichen es, Wärmeerzeuger auf die Leistung für die Warmwassererzeugung oder die Raumwärmeerzeugung auszuweichen. Die maximale Leistung kann entweder durch den Warmwasserbedarf oder dem Bedarf an Leistung für die Gebäudeheizung definiert werden. Bei einer Vorrangschaltung wird während der Warmwassererwärmung für die Raumwärmeerzeugung keine Leistung zur Verfügung gestellt. Insbesondere bei Systemen ohne Speicher für das Warmwasser, bei denen eine Erwärmung bei Bedarf über Plattenwärmetauscher erfolgt, ist eine Vorrangschaltung für die Warmwassererzeugung sinnvoll.

Bei Einzelabnehmern definiert der Warmwasserbedarf in der Regel die erforderliche Leistung. Bei mehreren Abnehmern an einem Nahwärmenetz ist für die Warmwasser- und teilweise auch für die Raumwärmeerzeugung (siehe Kapitel 3.3 und 4.1.7) eine Gleichzeitigkeit zu berücksichtigen. Je nach Gebäudestandard- und Abnehmeranzahl kann die erforderliche Leistung für Raumwärme oder Warmwasser dominieren. Wenn keine Vorrangschaltung für die Warmwassererzeugung vorhanden ist, ist die Auslegungsleistung die Summe beider Leistungen.



Standard	Heizwärme- bedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	Heizlast Raumwärme [kW]	WW [kW] 30 kW für 10 Minuten	Gesamt- wärmebedarf [kWh/a]	Jahresvollbenutzungs- stunden [h] ohne WW-Vorrang- mit WW-Vorrang
Passivhaus	15	2,5	5	4.500	600–900
NE-Haus	25	2,9	5	6.000	759–1.200
NE-Haus	60	5,8	5	11.250	1.040–1.940
WSchV 95	85	7,9	5	15.000	1.165–1.906
Gebäude vor 95	100	9,1	5	17.250	1.222–1.893
Altbau	150	13,3	5	24.750	1.356–1.867
Altbau	200	17,4	5	32.250	1.440–1.853

Nutzfläche 150 m<sup>2</sup>, 2,5 Personen, Warmwasserbedarf ~900 kWh/Person und Jahr =15 kWh/m<sup>2</sup>a, NE ... Niedrigenergiehaus, WSchV ... Wärmeschutzverordnung, WW ... Warmwassererzeugung, Leistungen sind als Stundenmittelwerte angegeben.

Tabelle 2-4: Jahresvollbenutzungsstunden für Gebäude mit unterschiedlichen Dämmstandards.

Daraus ergibt sich eine hohe Leistung, die in der Praxis nur sehr kurzzeitig erforderlich ist und in vielen Fällen zu einer Überdimensionierung von Wärmeerzeugern führt. Bei der Berechnung eines Gebäudes gemäß DIN EN 12831 gegenüber der DIN 4701 besteht aufgrund geänderter Rechenbedingungen (Bezugsfläche ist die Bruttofläche, gewählte Normaußentemperatur und Wegfall der Außentemperaturkorrektur, Einführung eines Wärmebrückenzuschlag, Berücksichtigung einer Aufheizleistung, geänderte Betrachtung der Lüftungswärmeverluste) die Möglichkeit, dass sich rechnerisch höhere Heizlasten im Vergleich zur DIN 4701 ergeben [13].

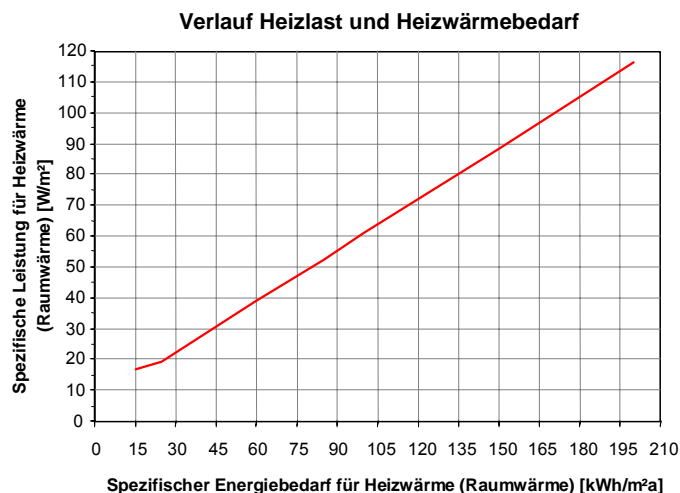


Abbildung 2-6: Verlauf des spezifischen Heizwärmebedarfs für Raumwärme nach Tabelle 2-4.

Aufgrund der neuen Regelung besteht die Gefahr einer noch stärkeren Überdimensionierung der Wärmebereitstellungsanlagen. Aus der Erfahrung der Vergangenheit lässt sich jedenfalls nicht ableiten, dass Anlagen bisher zu klein dimensioniert werden. Im Gegenteil, meist werden Einzelanlagen zur Wärmeversorgung überdimensioniert. Der Wärmebedarf ist die Summe aus Heizwärmebedarf und Energie für Warmwassererwärmung. Analog dazu ist der Leistungsbedarf die Summe aus Heizlast und der Leistung für die Warmwassererzeugung. Aus Wärmebedarf und Leistung lassen sich Jahresvollbenutzungsstunden für Gebäude mit unterschiedlichen Dämmstandards angeben.

In Tabelle 2-4 sind für unterschiedliche Dämmstandards die Jahresvollbenutzungsstunden angegeben. Wie deutlich zu erkennen ist, sinken die Jahresvollbenutzungsstunden mit geringerem Heizwärmebedarf. Der Wert beträgt etwa 1.000–2.000 Jahresvollbenutzungsstunden bei Einfamilienhäusern je nach Dämmstandard, Region und Lage. Heizlasten für die Raumwärme betragen etwa 20 (Passivhaus) bis 100 W/m<sup>2</sup> Wohnfläche für durchschnittliche Gebäude. In Abbildung 2-7 ist darauf aufbauend die Leistung zur Raumwärmeerzeugung in Abhängigkeit des beheizten Gebäudevolumens dargestellt. Da der Warmwasserbedarf nicht vom Dämmstandard abhängig ist, gewinnt die erforderliche Leistung für Warmwassererzeugung an Bedeutung. Da für die Warmwasserbereitung häufig ein Speicher verwendet wird, liegt die Verwendung eines gemeinsamen Speichers für Warmwasserbereitung und Heizung nahe.

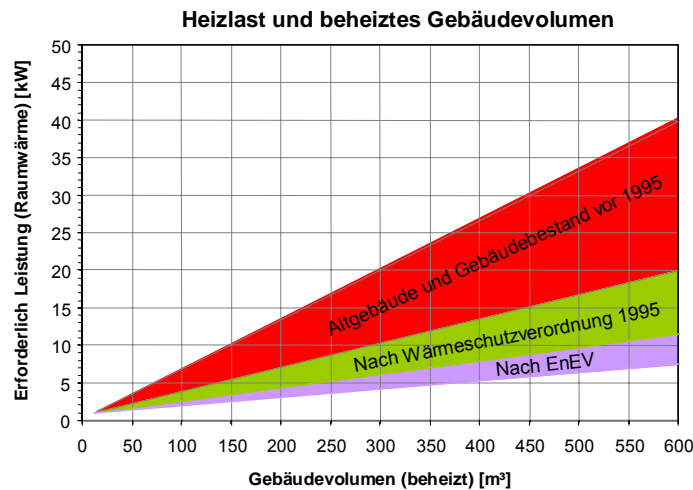


Abbildung 2-7 Heizlast in Abhängigkeit des beheizten Gebäudevolumens.

### 2.1.3 Warmwasserbedarf

Neben dem Raumwärmebedarf ist zur Bestimmung des gesamten Jahreswärmebedarfes auch die notwendige Wärmemenge zur Warmwasserbereitstellung (Brauchwasser) erforderlich. Der tägliche Warmwasserbedarf in Ein- und Zweifamilienhäusern ist von der Anzahl der Bewohner und deren Verbrauchsgewohnheiten abhängig. Man unterscheidet zwischen niedrigem, mittlerem und hohem Verbrauch (Tabelle 2-5). Erfahrungen zeigen, dass nur in den seltensten Fällen der tägliche Bedarf pro Person über 45 Liter (45 °C Zapftemperatur) bzw. 32 Liter (60 °C) hinausgeht.

Zapftemperatur	45 °C	60 °C
niedriger Verbrauch	20–30 Liter	14–21 Liter
mittlerer Verbrauch	30–50 Liter	21–35 Liter
hoher Verbrauch	50–70 Liter	35–49 Liter

Tabelle 2-5: Verbrauchswerte von Warmwasser pro Person in Ein- und Zweifamilienhäusern.

Bei anderen Verbrauchern ist der spezifische Tagesverbrauch einer Einrichtung von der Art des Verbrauchers und dessen spezifischen Faktoren wie Auslastung, Ausstattung, Komfort und Nutzerstruktur abhängig.

Spezifische Verbrauchsgrößen können beispielsweise angegeben werden als der Verbrauch pro:

- Bewohner (beispielsweise Mehrfamilienhaus)
- duschender Person oder Gast (beispielsweise Sportstätten, Hotels)
- ausgegebene Essen (beispielsweise Gaststätte, Restaurant, Kantine)

Tabelle 2-6 gibt einen Überblick über den spezifischen Verbrauch unterschiedlicher Einrichtungen.

Einrichtung	Warmwasserverbrauch	Empfehlung Liter/Tag, 60 °C
Mehrfamilienhäuser	Verbrauch pro Wohnung	70
Mehrfamilienhäuser	Verbrauch pro Bewohner	20–25
einfache Hotels, Pensionen	Verbrauch pro belegten Gastbett	25–35
Familienhotels	Verbrauch pro belegten Gastbett	22–27
Hotels mit mittlerer Ausstattung	Verbrauch pro belegten Gastbett	40–60
Sportstätten	Verbrauch pro duschender Person/Sportler	20–25
Gaststätten und Kantinen	Verbrauch pro ausgegebenen Essen	3–4
Krankenhäuser	Verbrauch pro Tag und Bett	100–300
Bürogebäude	Verbrauch pro Tag und Person	10–40 (45 °C)
Kindergärten und Schulen	Verbrauch pro duschenden Kind oder Schüler	keine Aussagen
Schulen mit Duschanlagen	Verbrauch pro Tag und Schüler 250 Tagen/Jahr	30–50 (45 °C)
Schulen ohne Duschanlagen	Verbrauch pro Tag und Schüler 250 Tagen/Jahr	5–15 (45 °C)

Tabelle 2-6: Spezifischen Verbrauch unterschiedlicher Einrichtungen nach [8], [9], [10], [11], [12].

Zulauftemperatur: 10 °C, Einfamilienhaus/Mehrfamilienhaus: 40 l/Tag und Person mit 60 °C; Büro: 25 l/Tag und Person mit 45 °C; Schule mit Duschanlagen: 40 l/Tag und Schüler mit 45 °C; Spital: 200 l/Tag und Bett mit 60 °C; Kaltwassertemperatur: 10 °C; Tage pro Jahr: 365 Tage, für Schule 250 Tage.

Detaillierte zeitbezogene Angaben für den Wasserverbrauch sind erforderlich, um die Leistungen für die Warmwassererzeugung zu bestimmen. Tabelle 2-7 gibt dazu erste Anhaltswerte, detailliertere Angaben dazu sind in Abschnitt 4.2.3 angegeben.

Abnehmertyp	Temperatur [°C]	Wassermenge [Liter/Zeit]	Zeit [Minuten]
Einzelzapfung	40	4–10	1–3
Brause mit 10 Liter pro Minute	40	25	6
Brause über 10 Liter pro Minute	40	40–100	4–6
Bad	45	100–200	7–20
Großbadewanne	45	260	10–20

Tabelle 2-7: Richtwerte für den Warmwasserbedarf [8], [16], [113].

Der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitstellung ist stark vom Nutzungszweck abhängig. Beispielsweise sind in [8] Anhaltswerte für den Warmwasserbedarf unterschiedlicher Abnehmertypen angegeben. Resultierende Werte daraus sind in der Tabelle 2-8 angegeben.

Abnehmertyp	Wärmebedarf zur Brauchwasserbereitstellung
Einfamilienhaus	852 kWh/Person und Jahr
Mehrfamilienhaus	852 kWh/Person und Jahr
Büro	373 kWh/Person und Jahr
Schule	408 kWh/Schüler und Jahr
Spital	4.260 kWh/Bett und Jahr

Tabelle 2-8: Durchschnittliche Richtwerte zum Wärmebedarf für die Warmwasserbereitstellung der angegebenen Abnehmertypen. Berechnet nach den Angaben in [8].

Über die Auslastung der jeweiligen Einrichtung können in der Regel die Betreiber Auskunft geben. Ferienzeiten sind entsprechend zu berücksichtigen. Bei Neubauten, bei denen keine gesicherten Auslastungsdaten vorliegen, sollten Auslastungszahlen ähnlicher Einrichtungen mit ähnlicher Struktur herangezogen werden. Im Folgenden werden einige Einrichtungen genauer charakterisiert. Ausführliche Hinweise zum Wasserverbrauch und Auslastungsprofilen finden sich für Mehrfamilienhäuser in [9], [10] und für Hotels und Beherbergungsbetriebe in [11].

### **Mehrfamilienwohnungsbau**

Im Mehrfamilienwohnungsbau kann der Warmwasserverbrauch entweder über die Anzahl der Bewohner oder über die Anzahl der Wohnungen abgeschätzt werden. Aufgrund wechselnder Belegungszahlen hat sich die Auslegung, bezogen auf die Anzahl der Wohnungen als sinnvoll erwiesen. Im Jahresmittel kann pro Wohnung von einem Tagesverbrauch von 70 Liter ausgegangen werden. Diese Faustregel gilt allerdings nicht, wenn der Anteil an Einpersonenhaushalten im Haus über 25 % liegt. Im Mehrfamilienwohnungsbau ist zu berücksichtigen, dass in den Sommermonaten der Verbrauch infolge Ferienzeiten, Schwimmbadbesuchen, etc. um rund 15–20 % zurückgeht.

### **Pensionen und Hotels**

Der Tagesverbrauch Warmwasser in Beherbergungsbetrieben ist insbesondere von der Auslastung (Belegung) abhängig, aber auch von spezifischen Faktoren wie Ausstattung, Komfort und Nutzerstruktur. Bei Pensionen und einfachen Hotels kann von einem Warmwasserbedarf von 25–35 Liter, 60 °C, pro anwesenden Gast ausgegangen werden. Bei Familienhotels mit relativ hohem Kinderanteil ist der Warmwasserbedarf mit 25 Liter (60 °C) pro anwesenden Gast etwas geringer. Hotels mit gehobener Ausstattung weisen einen Warmwasserbedarf von 40–60 Liter (60 °C) pro Gast auf.

Wichtig bei der Bedarfsermittlung in Beherbergungsbetrieben ist die Berücksichtigung der Auslastung über das Jahr. Die Auslastung spiegelt das Verhältnis von der Anzahl der Gäste zur Anzahl der angebotenen Betten wider. In der Regel sind Hotels nicht gleichmäßig über das Jahr ausgelastet. Meistens gibt es ausgesprochene Ferienzeiten, in denen alle Betten belegt sind, die gefolgt sind von Zeiten außerhalb der Saison mit deutlich weniger Feriengästen.

### ***Gaststätten und Restaurants***

Für die Bedarfsermittlung von Gaststätten und Restaurants genügt es meistens, den Bedarf pro ausgegebenen Essen pauschal abzuschätzen. Typische Verbrauchswerte pro warme Mahlzeit liegen bei 4–8 Liter (60 °C). Diese Werte enthalten den Warmwasserbedarf für die Essenszubereitung, den Abwasch und die Reinigung der Küche.

### ***Sportstätten***

In Sportstätten und Schwimmbädern treten zumeist sowohl große saisonale Schwankungen im Verbrauch auf als auch große Schwankungen im Wochengang. Bei der Bedarfsermittlung für Sporthallen ist die Belegung in den Sommermonaten zu ermitteln. Oft erfolgt in den Sommermonaten nur ein reduziertes Hallentraining, zudem sind die Sporthallen in den Schulsommerferien oftmals geschlossen. Schwierigkeiten bei der Auslegung können starke Schwankungen im Wochengang bereiten. Nicht selten ist an den Wochenenden der Verbrauch infolge von Turnieren oder Wettkämpfen deutlich höher als unter der Woche. Bei der Auslegung von Kollektoranlagen sollte keinesfalls von dem überhöhten Verbrauch am Wochenende ausgegangen werden, da das zu Überdimensionierung führt und lange Stagnationszeiten unter der Woche zur Folge hat.

### ***Kindergärten und Schulen***

Pauschale Aussagen zum Warmwasserverbrauch in Kindergärten und Schulen sind schwer zu treffen. In der Mehrzahl der Fälle ist der Warmwasserverbrauch in solchen Einrichtungen eher gering. Bei der Bedarfsermittlung ist zu klären, welche Verbraucher vorliegen. Das können beispielsweise eine Küche oder Duschen der Schulsporthalle sein. In diesen Fällen gelten die gleichen Hinweise wie bei Mehrfamilienwohnungsbau und Sportstätten.

### ***Trinkwasserhygiene***

Wichtig ist, den Verbraucher mit hygienisch einwandfreiem Trinkwasser zu beliefern. Die diesbezüglichen Anforderungen werden durch die Trinkwasserverordnung und die Trinkwasser-Aufbereitungsverordnung geregelt. Dennoch kann von jedem Warmwasserbereitungssystem eine Infektionsgefahr durch sog. Legionellen ausgehen. Von solargestützten Warmwassersystemen geht in der Regel keine größere Gefahr aus als von einem konventionellen System. Mittels konstruktiver und betriebstechnischer Maßnahmen sollte unabhängig von der Art der Warmwasserbereitung jedes Risiko ausgeschlossen werden. Legionellen sind Bakterien, die in sehr geringer und ungefährlicher Konzentration natürlicher Bestandteil von Süßgewässern sind. In stehendem warmen Wasser (30 °C–45 °C) können sie sich aber soweit vermehren, dass gesundheitsgefährdende Konzentrationen entstehen können. Eine Infizierung erfolgt ausnahmslos durch Einatmen entsprechend verseuchter Aerosole, wie sie beispielsweise in Klimaanlage oder beim Duschen entstehen. Das Krankheitsbild einer Legionelleninfektion ähnelt dem einer Lungenentzündung. Ältere und abwehrgeschwächte Personen sind besonders gefährdet. Zur Vermeidung von Legionelleninfektionen gilt in Deutschland die DVGW-Richtlinie W 551. Gemäß diesem Arbeitsblatt ist zwischen Klein- und Großanlagen zu unterscheiden. Zu Kleinanlagen zählen Anlagen, deren Trinkwarmwasserspeicher kleiner oder gleich 400 Liter sind, und deren Warmwasserinhalt des dazugehörigen Leistungsnetzes weniger oder gleich 3 Liter beträgt.

Für diese Anlagen gelten nur reduzierte Anforderungen, was auf das erwiesene, geringere Infektionsrisiko bei Kleinanlagen zurückzuführen ist. Alles was nicht unter den Begriff Kleinanlage fällt, ist als Großanlage zu betrachten und dementsprechend zu behandeln.

**Gemäß DVGW W 551 gilt für Kleinanlagen:**

- Empfohlen wird, die Reglertemperatur am Trinkwassererwärmer auf 60 °C einzustellen. Betriebstemperaturen < 60 °C sind aufgrund des geringeren Risikos zulässig.

**Gemäß DVGW W 551 gilt für Großanlagen:**

- Am Austritt des Trinkwassererwärmers muss stets eine Temperatur von 60 °C eingehalten werden; die Berücksichtigung einer Schaltdifferenz des Reglers von 5 K ist zulässig.
- Das Wasser im Speicher muss an allen Stellen gleichmäßig erwärmt werden.
- Trinkwasser führende Vorwärmstufen müssen einmal am Tag auf 60 °C erwärmt werden.
- Für Systeme mit einem Rohrleistungsinhalt von mehr als 3 Liter müssen Zirkulationsleitungen zwingend vorgesehen werden. Die Leitungen sind so zu dimensionieren, dass sich das zirkulierende Wasser gegenüber dem Austritt aus dem Bereitschaftsspeicher um nicht mehr als 5 K abkühlt.
- Die Zirkulation darf nicht für mehr als acht Stunden unterbrochen werden.

**2.1.4 Heizgrenztemperatur und Heizgrenzleistung**

Die Ermittlung der Heizgrenztemperatur und der Heizgrenze erfolgte durch die Beurteilung des Leistungsverlaufes eines Wärmeerzeugers. Die Heizgrenztemperatur stellt jene Außentemperatur dar, ab dem kein Raumwärmebedarf benötigt wird (Abbildung 2-8). Die ab dieser mittleren Außentemperatur vorhandene Leistung ist für die reine Warmwasserbereitung erforderlich.

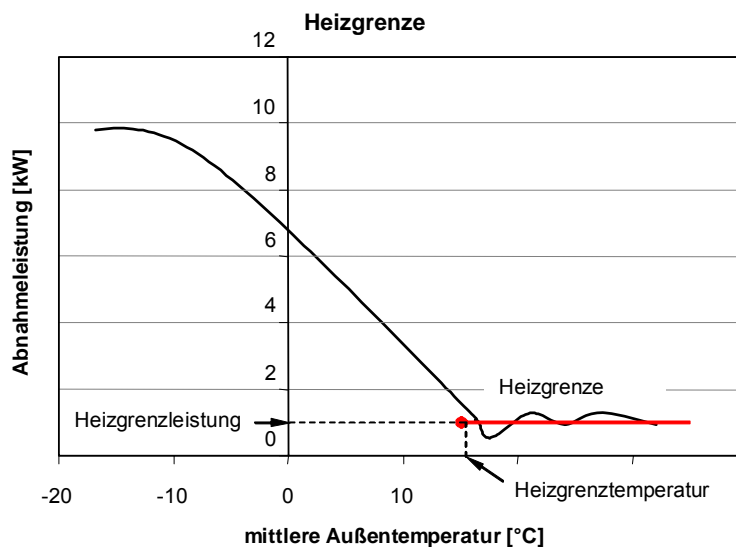


Abbildung 2-8: Bestimmung der Heizgrenze eines Abnehmers anhand des Verlaufes der mittleren Stundenleistungen über die Außentemperatur [45].

In der Praxis liegt die Heizgrenze etwa bei 15 °C. Bei gut gedämmten Gebäuden liegt sie etwas niedriger, bei Gebäuden mit erhöhtem Komfortanspruch wie beispielsweise Hotels, oder in Krankenhäusern liegt sie dagegen höher. Der Wert für die Heizgrenzleistung beträgt erfahrungsgemäß 1 bis etwa 5 % für ältere Häuser. Für Niedrigenergiehäuser kann der Wert > 10 % betragen und für Passivhäuser bis 50 %, da die erforderliche Leistung für Raumwärme bei diesen Gebäuden im Verhältnis gering ist. Werte dazu sind in Tabelle 2-9 dargestellt.

	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Büro	Schule	Spital
Heizgrenztemperatur	13–16 °C	13–18 °C	12–16 °C	16 °C	16 °C
Heizgrenzleistung	1,6 %	2,4 %	3,8 %	2 %	3,8 %

Tabelle 2-9: Heizgrenztemperatur und Heizgrenzleistung nach [45] und eigenen Auswertungen.

Um Aussagen über den Verlauf des Raumwärmebedarfs getrennt vom Warmwasserbedarf machen zu können, sind Messdaten in einen Abschnitt mit Raumwärmebedarf und einen Abschnitt ohne Raumwärmebedarf einzuteilen. Das wichtigste Kriterium dazu ist die Heizgrenztemperatur. Da die Heizgrenztemperatur eine festgelegte Größe ist und nicht ohne weiteres von den Nutzern erfragt werden kann, ist diese aus Messwerten zu bestimmen. Da bei einer vereinfachten Betrachtung der Transmissionswärmebedarf (Gleichung 2-8) und der Lüftungswärmebedarf (Gleichung 2-9) linear von der Außentemperatur abhängen [44], ergibt sich auch für den Wärmebedarf eines Gebäudes ein linearer Zusammenhang.

$$\dot{Q}_T = U \cdot A \cdot (T_i - T_a) \quad \text{Gleichung 2-8}$$

$\dot{Q}_T$	[kW]	Transmissionsheizlast
$U$	[W/m <sup>2</sup> K]	Wärmedurchgangskoeffizient
$A$	[m <sup>2</sup> ]	Wärme übertragende Fläche des Gebäudes
$T_i$	[°C]	Temperatur innen
$T_a$	[°C]	Temperatur außen

$$\dot{Q}_V = \dot{V} \cdot c_p \cdot \rho \cdot (T_i - T_a) \quad \text{Gleichung 2-9}$$

$\dot{Q}_V$	[kW]	Lüftungsheizlast
$\dot{V}$	[m <sup>3</sup> ]	Luftvolumenstrom
$c_p$	[kJ/kg*K]	spezifische Wärmekapazität der Luft
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	Dichte der Luft
$T_i$	[°C]	Temperatur innen
$T_a$	[°C]	Temperatur außen

Trägt man die Heizleistung über der mittleren Außentemperatur auf, wird dieser lineare Zusammenhang deutlich, wie in Abbildung 2-9 dargestellt. Bei Außentemperaturen größer der Heizgrenztemperatur wird nur Wärme für die Warmwasserzeugung abgenommen. Da dieser Bedarf nicht von der Außentemperatur abhängig ist, haben die Werte einen in etwa konstanten Verlauf. Die hier dar-

gestellten Daten stammen von einem Niedrigenergiehaus. Liegt die Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur, ist die Heizungsanlage in Betrieb und der Wärmebedarf folgt linear der Außentemperatur. Für beide Bereiche kann jeweils eine Regressionsgerade mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate bestimmt werden. Die Abszisse des Schnittpunkts der beiden Geraden ist gleich der Heizgrenztemperatur.

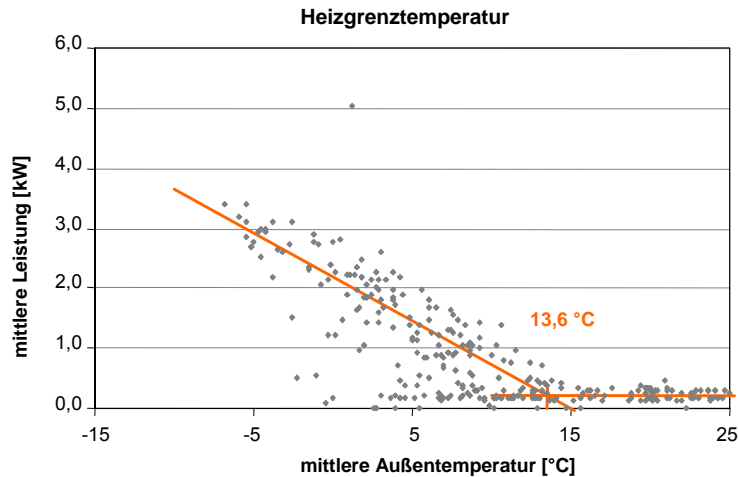


Abbildung 2-9: Ermittlung der Heizgrenztemperatur.

Bei der Bestimmung der Regressionsgeraden für den proportionalen Bereich der Heizleistung ist darauf zu achten, dass die Tage mit einem Raumwärmebedarf kleiner als der Warmwasserbedarf nicht berücksichtigt werden. Diese Werte sind zwar plausibel mit Urlaubstagen erklärbar, würden aber das Ergebnis verfälschen. Die Steigung der Geraden im Bereich  $T < \text{Heizgrenztemperatur}$  gibt Hinweise auf die thermische Qualität des Gebäudes. Je flacher die Gerade für gleich große Gebäude verläuft, desto geringer sind die Wärmeverluste des Gebäudes. Der Abstand der parallelen Geraden zur x-Achse stellt den täglichen Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser dar.

### 2.1.5 Einfluss einer kontinuierlichen Gebäudesanierung

Bei der Erstellung von Energiebedarfsszenarien für die Zukunft ist eine Reduktion des Wärmebedarfes aufgrund von durchgeführten Sanierungen an Gebäudehüllen zu berücksichtigen. Das ist erforderlich, um für die Ermittlung der erforderlichen Leistungen und Wärmemengen zu Zeitpunkten in der Zukunft eine Überdimensionierung zu vermeiden. Im Beispiel 1 in Abbildung 2-10 wird in Anlehnung an die Arbeiten in [15] angenommen, dass jährlich der Wärmebedarf und der Leistungsbedarf aller bestehenden Gebäude aufgrund von Sanierungsmaßnahmen um durchschnittlich 0,7 % abnehmen. Dieses Beispiel stellt den Fall dar, dass keine bundesweiten Sanierungsprogramme durchgeführt werden. Im Beispiel 2, mit einer Reduktion von jährlich 1,7 %, wird angenommen, dass eine verstärkte Sanierung durchgeführt wird. Jährlich müssten dabei 3 % aller vor 1995 errichteten Wohngebäude vollständig wärmetechnisch saniert werden.



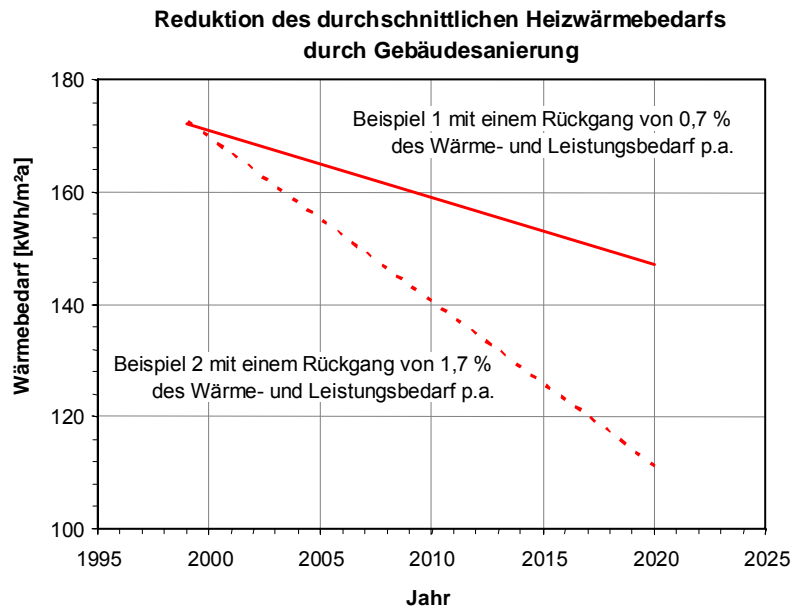


Abbildung 2-10: Reduktion des Heizwärmebedarfs mit und ohne Gebäudesanierung.

In Tabelle 2-10 wird die Entwicklung des Energie- und Leistungsbedarfs nach Beispiel 1 bei einer 10.000 Einwohner Stadt dargestellt. Wie die Daten zeigen, sinken der spezifische Raumwärmebedarf und die Wärmeleistung. Der spezifische Strombedarf steigt dagegen an. Der Mehraufwand an Heizwärme und Heizleistung hält sich in Grenzen.

Jahr	2003	2050	
Einwohner	10	15	Tausend
Wohnfläche	42	38	m <sup>2</sup> /Pers
Raumwärmebedarf	180	130	kWh/m <sup>2</sup> *a
Warmwasserwärmebedarf	13	13	kWh/m <sup>2</sup> *a
Wärmeenergiebedarf	81	86	GWh/a
Leistungsbedarf	105	83	W/m <sup>2</sup>
Wärmeleistung	44	47	MW
Strombedarf	1.675	1.928	kWh/Person*a
Strombedarf	17	29	GWh/a

Tabelle 2-10: Modellstadt mit 10.000 Einwohner im Jahr 2003 und 2050.

### **2.1.6 Kälte- und Klimatisierungsbedarf**

Im Rahmen einer kommunalen Energieversorgung ist ein Kältebedarf meist eingeschränkt vorhanden. So benötigen Bürogebäude, Krankenhäuser und Verbrauchermärkte eine Klimatisierung. Krankenhäuser, Lebensmittelmärkte, Brauereien und Fleisch und Milch verarbeitende Betriebe benötigen Kälte zu Frischhalte Zwecken. Diese Kälte kann mit Antriebstemperaturen von 80–110 °C, wie sie bei Nahwärme vorliegen, mit LiBr-Absorptionskältemaschinen erzeugt werden.

#### ***Krankenhaus***

Der Energiebedarf in einem Krankenhaus ist erheblich. Neben Wärme für Heizenergie wird sehr häufig Wasserdampf und elektrischer Strom zur Spitzenlastreduktion erzeugt. Im Gesamtkonzept ist auch eine Luftkonditionierung und Klimatisierung erforderlich. Diese kann sehr gut mit LiBr-Absorptionskältetechnik erzeugt werden.

#### ***Bürogebäude***

Die internen Lasten im Sommer in einem Bürogebäude betragen zwischen 90 und 250 Wh/m<sup>2</sup>d. Als Durchschnitt können 200 Wh/m<sup>2</sup>d als Kühlleistung angenommen werden. Da das Büro für etwa 10 Stunden am Tag benutzt wird, ergeben sich daraus durchschnittlich 20 W/m<sup>2</sup> Kühllast. Die Spitzenergebnisse kurz vor und nach 12 Uhr können aber auch das Doppelte betragen. Den größten Teil davon machen elektrische Arbeitshilfen mit 7–20 W/m<sup>2</sup> aus, gefolgt von den Personen mit 7–10 W/m<sup>2</sup> und der Beleuchtung. Die tatsächlich installierte Kühlleistung beträgt meist 30–40 W/m<sup>2</sup> [7]. Da der Wasserdampf taupunkt bei 26 °C Raumlufttemperatur etwa 15 °C beträgt, sollte diese Temperatur nicht unterschritten werden.

#### ***Verbrauchermärkte***

Der Lebensmittel-Einzelhandel zählt in Deutschland zu den größten Kälteverbrauchern. In großen Supermärkten erreicht der für Frische-, Kühl- und Tiefkühlprodukte sowie zur Klimatisierung erforderliche Kältebedarf eine Größe, bei welcher der Einsatz von Absorptionskältemaschinen möglich ist. Allerdings ergibt sich durch die Nahwärme-Netzvorlauftemperatur bei LiBr-Absorptionsmaschinen eine Begrenzung auf etwa 15 °C. Diese Temperaturen bedeuten eine Einschränkung auf den Einsatz zur Raumkühlung im Sommer, sowie zur etwa 6 bis 9 Monate dauernden Kühlung von Lagerräumen für Obst und Gemüse. Die Raumkühlung wird in Deutschland nur mit relativ geringer Jahresnutzung benötigt und der Kühlraum ist in vielen Fällen sehr klein, sodass ein wirtschaftlicher Einsatz der mit höheren Investitionskosten verbundenen Absorptionskältetechnik nicht zu erwarten ist.

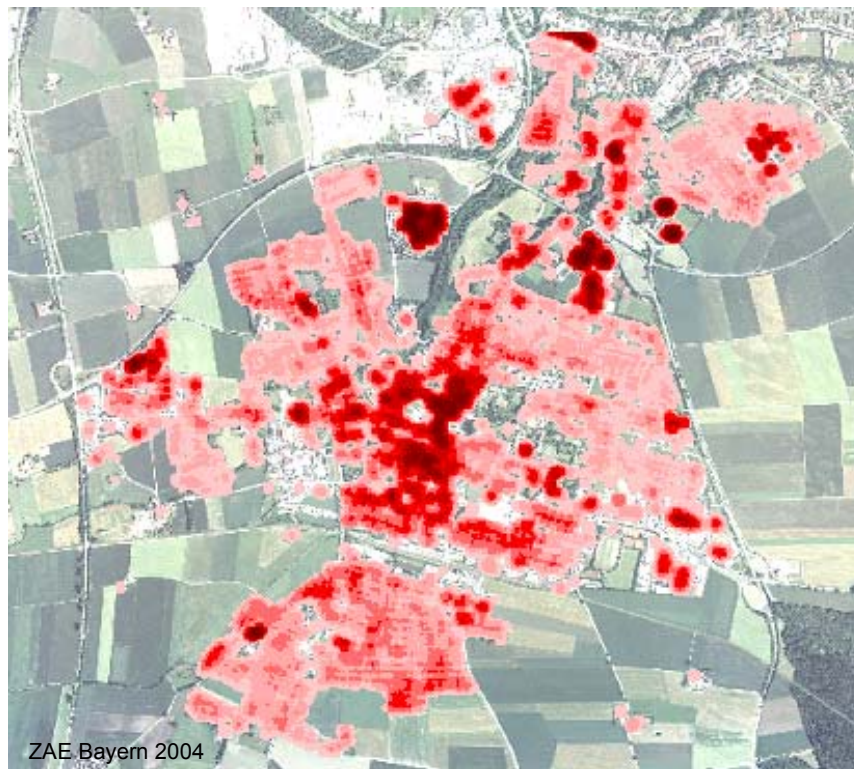
#### ***Brauereien***

Für die Bierherstellung werden meist Kühltemperaturen zwischen 0 °C und 12 °C benötigt. Für den Großteil der Prozessstufen kann daher, wie auch in Supermärkten, die LiBr-Absorptionskältetechnik nur bedingt eingesetzt werden. Ammoniak-Absorptionskältemaschinen oder Kaskadenmaschinen mit Kombinationen aus Absorptionskältemaschine und Kompressionskältemaschinen sind jedoch möglich.

## 2.1.7 Grafische Darstellung des Wärmebedarfs

Durch die Anwendung von geografischen Informationssystemen (GIS-Software wie ArcView, Magellan, Autodesk-Map3D ...), digitalen Katasterkarten mit Gebäuden und Nebengebäuden und Orthofotos (Bayerisches Landesvermessungsamt, [www.geodaten.bayern.de](http://www.geodaten.bayern.de)) mit einer Detailauflösung bis zu 0,4 m kann eine Wärmebedarfskarte erstellt werden, wie sie in Abbildung 2-11 dargestellt ist. Berücksichtigt wird im dargestellten Beispiel die Bebauungsdichte, die Stockwerksanzahl der Gebäude und ein spezifischer Energiebedarf für die Raumwärmeerzeugung pro m<sup>2</sup> Wohnfläche und Jahr je nach Gebäudealter. Für die Brauchwasserwärmung wird zusätzlich ein Wert von 12,5 kWh pro m<sup>2</sup> Wohnfläche und Jahr berücksichtigt. Als Verteilverlust innerhalb der Gebäude werden 10 % von der erforderlichen Energie abgenommen. Nebengebäude im Sinne der Definition in den Katasterkarten werden bei der Auswertung nicht einbezogen. Die Karte kann Hilfestellung geben bei der Auswahl, Realisierung und Erweiterung von Nahwärmenetzen. Daten, wie die Anzahl der Geschosse und Gebäudealter sind extern zu ermitteln und mit den verfügbaren digitalen Daten zu verrechnen.

**Darstellung der Wärmebedarfsdichte einer Kleinstadt**



Wärmebedarfsdichte in: [kWh/m<sup>2</sup>/a \* Stockwerke \* Bebauungsdichte], 30 m Radius

Abbildung 2-11: Darstellung der Wärmebedarfsdichte einer Stadt. Die hinterlegten Daten (siehe Anhang Tabelle 9-1) stammen aus einer eigenen Untersuchung im Rahmen des Projektes [19].

## 2.2 Energiekosten

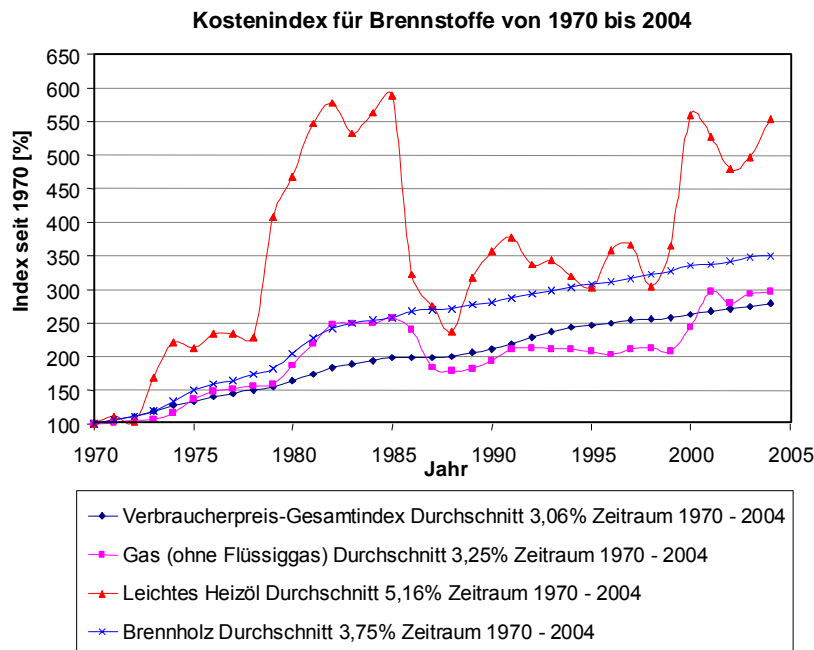


Abbildung 2-12: Kostenindex für Brennstoffe seit 1970. Daten vor 1991 bezogen auf das alte Bundesgebiet. Dargestellt ist auch der Verbraucherpreis-Gesamtindex [18], [19].

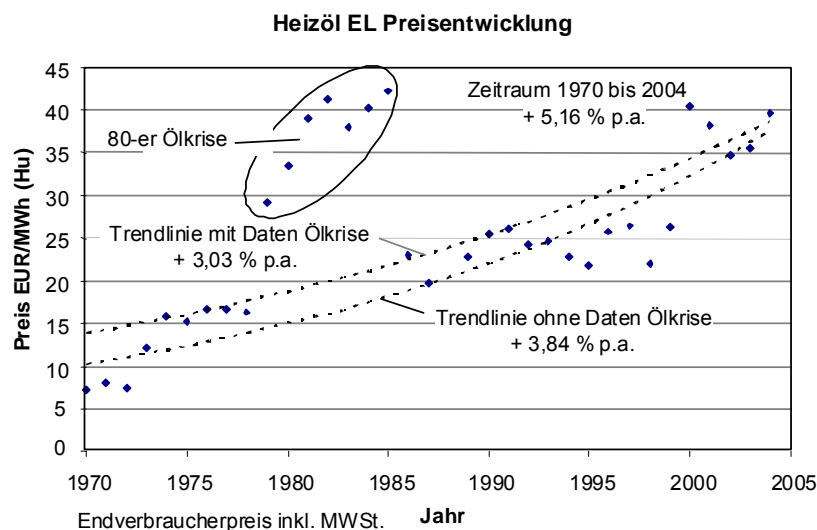


Abbildung 2-13: Heizölpreisentwicklung seit 1970 [18],[19].

beträgt 54 EUR/Barrel (65 \$/1,2). Die Nettogehälter bei Angestellten stiegen jährlich in diesem Zeitraum um etwa 3,25 % von 970 auf 2.090 EUR nach Abzug der Steuern, gesetzlicher Versicherungen und Abgaben.

Die Energiekosten sind im Zeitraum 1970 bis 2004 um 3,25 % bis 5,16 % pro Jahr gestiegen (Abbildung 2-12). Insbesondere Heizöl stieg im Vergleich zum Verbraucherpreisindex überdurchschnittlich. Eine Trendbetrachtung bei Heizöl wiederum führt zu Steigerungen von 3,03 % bis 3,84 % pro Jahr (Abbildung 2-13).

Die Frage, ob der Ölpreis heute hoch ist, kann vielleicht mit einem Preisvergleich von 1981 zu heute beantwortet werden. 1981 kostete ein Barrel nominal 35 \$, im September 2005 kostete ein Barrel Rohöl 65 \$. Unter Berücksichtigung einer Inflation von 3 % pro Jahr entsprechen 35 \$ aus dem Jahr 1981 im Jahr 2005 nun 72 \$, bei 4 % Inflation 90 \$. Der Umrechnungskurs auf imaginäre EUR bei gleichem DM/EUR Wechselkurs vorausgesetzt betrug 1981 etwa 1,14 \$/EUR und 2005 ungefähr 1,2 \$/EUR. (etwa 2 DM = 1 EUR)

Hochgerechnet würden die Kosten aus 1981 auf 2005 60 EUR/Barrel (72 \$/1,2) bzw. 75 EUR/Barrel (90 \$/1,2) ergeben. Der derzeitige Preis

Der Gehalt in Barrel betrug damit 1981 31,5 Barrel/Monat (970/35/1,14). Bei einem Preis von 80 EUR/Barrel würde der heutige Gehalt ebenfalls 31,5 Barrel betragen ( $80 \cdot 31,5$ ). Ab etwa 80 EUR/Barrel würde der Preis somit vergleichbar zu 1981 sein.

Etwas geringer sind die Preissteigerungen bei Erdgas. Diese betragen etwa 3,25 % pro Jahr seit 1970 (Abbildung 2-14).

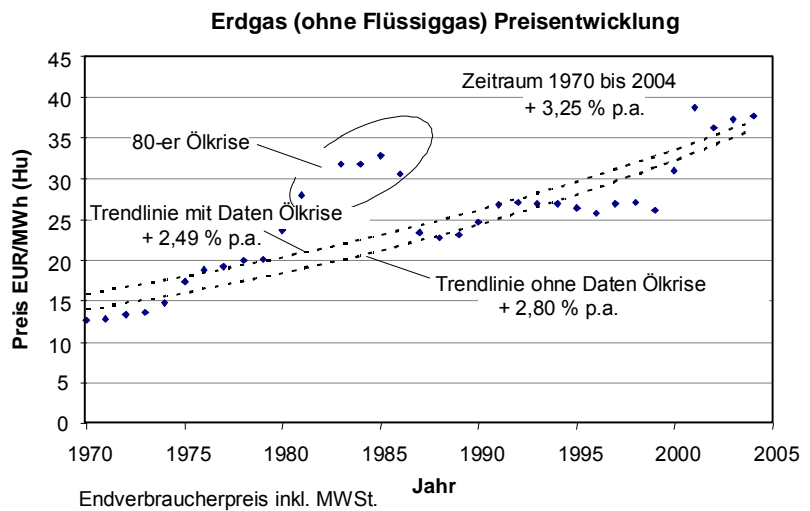


Abbildung 2-14: Gaspreisentwicklung seit 1970 [18], [19].

### 2.2.1 Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten werden beeinflusst durch die Brennstoffkosten, die Betriebskosten, die Investitionskosten (Kapital) und der jährlich verbrauchten Wärmemenge. Besonders die Investitionskosten pro Wärmeinheit nehmen mit zunehmender Wärmemenge ab, sodass die spezifischen Wärmegestehungskosten bei einer größeren beheizten Fläche abnehmen. Die Brennstoffkosten pro Wärmeinheit sind nur geringfügig abhängig von der verbrauchten Wärmemenge. Die Berechnungen zu Abbildung 2-15 und Abbildung 2-16 basieren auf einer beheizten Fläche von 175 m<sup>2</sup>. Die Daten stammen aus einer eigenen Ermittlung im Rahmen der Arbeiten zu [23]. Weitere Diagramme für Hackgut, Scheitholz und Heizöl sind im Anhang dargestellt (Abbildung 9-1 bis Abbildung 9-3).

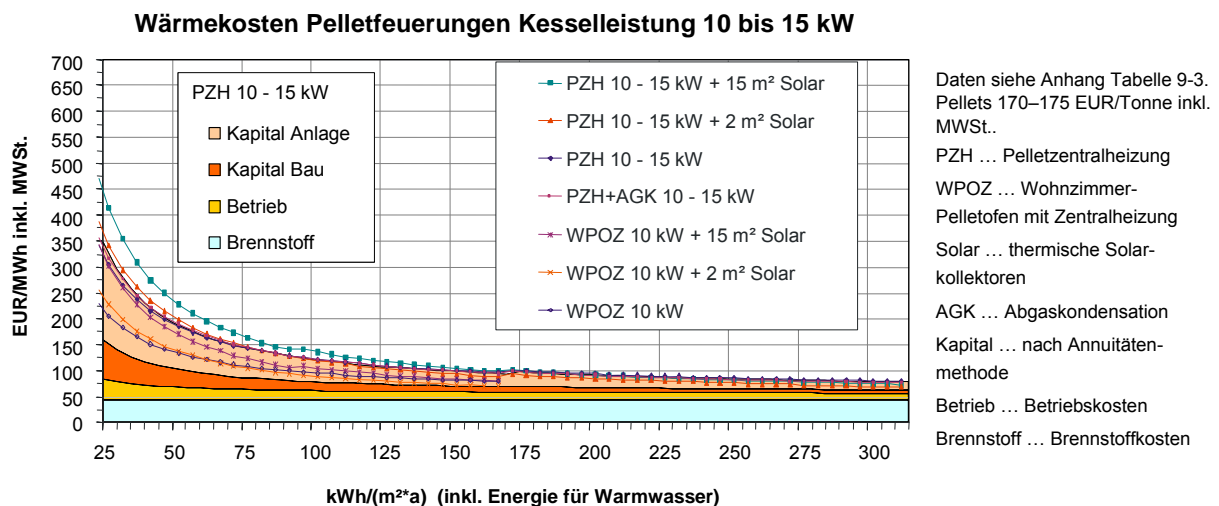


Abbildung 2-15: Wärmekosten mit Pelletfeuerungen für 175 m<sup>2</sup> beheizte Fläche [23].

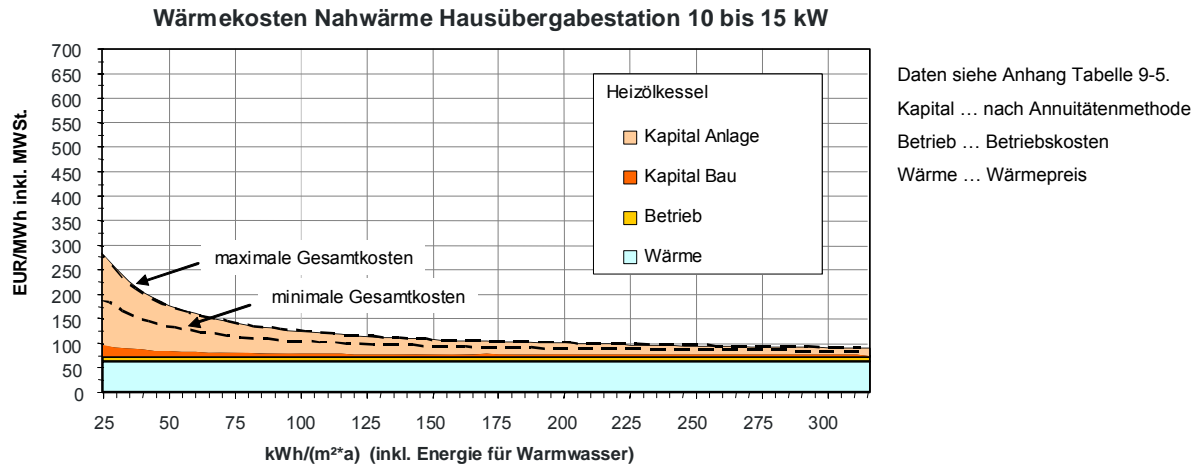


Abbildung 2-16: Wärmekosten bei einem Nahwärmeanschluss für 175 m<sup>2</sup> beheizte Fläche [23].

Die Nahwärmegestehungspreise für den Endabnehmer enthalten:

- einmalige Anschlussgebühr
- Investitionskosten für die Hausübergabestation
- einmaligen Baukostenzuschuss für die Nahwärmenetz-zuleitung
- vom Wärmeverbrauch unabhängigen Leistungspreis
- vom Wärmeverbrauch abhängigen Arbeitspreis
- Messpreis

Die Investitionskosten für das Heizwerk, Brennstoffbedarf und Betriebskosten für das Heizwerk betragen für den Kunden zwischen 45 und 70 EUR/MWh Wärme (entspricht dem Leistungs- und Arbeitspreis). Hinzu kommen für den Abnehmer die Investitionen und Betriebskosten wie Strombedarf, die der Kunde selbst zu tätigen hat. Diese betragen für einen Abnehmer mit etwa 10 m Netzzuleitung und 15 kW Leistung je nach Vertragsbedingungen zwischen 3.000 und 10.000 EUR. Nach Annuisierung dieser Kosten auf eine Dauer von 20 Jahren für die Anlagentechnik und 35 Jahren für die Bautechnik ergeben sich für einen Abnehmer mit 100 kWh/m<sup>2</sup>a bei 175 m<sup>2</sup> Wohnfläche Wärmegestehungskosten in der Höhe von etwa 105–125 EUR/MWh. Ein Vergleich der Ergebnisse bei unterschiedlichen Wohnflächen ist in Tabelle 2-11 bis Tabelle 2-13 dargestellt.

Energie- bedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	Wohnzimmer- Pelletofen	Pellet- heizung	Hackgut	Scheitholz	Heizöl	Nahwärme maximal	Nahwärme minimal
30	283	432	514	550	361	357	220
50	194	286	329	349	248	247	176
100	126	172	186	193	160	162	126
150	102	133	137	140	129	133	109
300		99	86	85	97	106	92

Tabelle 2-11: Vergleich der Wärmegestehungskosten bei 100 m<sup>2</sup> Wohnfläche.

Energie- bedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	Wohnzimmer- Pelletofen	Pellet- heizung	Hackgut	Scheitholz	Heizöl	Nahwärme maximal	Nahwärme minimal
30	182	265	304	322	234	232	167
50	134	185	202	211	172	172	132
100	95	122	122	124	122	124	104
150	82	100	94	94	103	108	94
300		80	65	62	82	93	85

Tabelle 2-12: Vergleich der Wärmegestehungskosten bei 175 m<sup>2</sup> Wohnfläche.

Energie- bedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	Wohnzimmer- Pelletofen	Pellet- heizung	Hackgut	Scheitholz	Heizöl	Nahwärme maximal	Nahwärme minimal
30	172	248	282	298	221	219	159
50	126	172	186	194	162	162	126
100	91	114	113	114	116	119	101
150	(79)	95	88	87	99	104	92
300		77	61	58	80	91	84

Tabelle 2-13: Vergleich der Wärmegestehungskosten bei 200 m<sup>2</sup> Wohnfläche.

Bei Passivhäusern sind im Wohnzimmer aufgestellte Pelletöfen mit Anschluss an die Zentralheizung eine attraktive Lösung. Bei hohem Energie- und Leistungsverbrauch (hier ab etwa > 150 kWh/m<sup>2</sup>) sind die Pelletöfen nicht mehr ausreichend und es kommen teurere Pellet-Zentralheizungskessel zum Einsatz. Ab diesem Wärmeverbrauch sind auch die Wärmegestehungskosten von Hackgutfeuerungen meist geringer. Die vergleichsweise hohen Kosten für die Nahwärmeversorgung ergeben sich vor allem durch zu leistende Anschlussgebühren, Kosten für die Übergabestation und Baukostenzuschüsse. Bei einem geringen Wärmeverbrauch von < 50 kWh/m<sup>2</sup>a sind die realen Nahwärmekosten oft größer als die erlösbaren Einnahmen. Die in den Tabellen als *Nahwärme minimal* bezeichneten Wärmegestehungskosten sind dann kaum erzielbar. Zu berücksichtigen ist, dass sich die Preise für Grundlastwärme und Spitzenlastwärme für ein Nahwärmesystem erheblich unterscheiden. Bei Biomasseheizkraftwerken ergeben sich beispielsweise die in Tabelle 2-14 angegebenen Wärmepreise.

Wärmeerzeuger	Grundlast	[EUR/MWh]
Biomassekessel mit KWK (ORC)	Grundlastwärme	9–25
Biomassekessel ohne KWK	Grundlastwärme	25–35
Biomassekessel ohne KWK	Mittellastwärme	33–40
Erdgaskessel	Grundlastwärme	42–52
Erdgaskessel	Mittellastwärme	> 50
Erdgaskessel	Spitzenlastwärme	54–3.500

Tabelle 2-14: Wärmeerzeugungskosten bei Heiz(kraft)werken. Stromerlös nach EEG.

Die Daten stammen aus einer eigenen Untersuchung im Rahmen des Projektes [19].

Die Ergebnisse zeigen, dass gerade für Abnehmer mit geringerem Energiebedarf die Systemkosten gering zu halten sind. Ein Ansatz dazu wird in Kapitel 4 Optimierung der Netzauslegung diskutiert.

# 3 Energieversorgung mit Biomasse

## 3.1 Stand der Technik der thermischen Biomassenutzung

Die thermische Biomassenutzung beschreibt die Umwandlung von fester oder flüssiger Biomasse durch Verbrennen in Wärme. Dazu zählt auch gasförmiges Biogas, das durch den Zwischenschritt der Vergärung aus fester und flüssiger Biomasse gewonnen wird. Eine Endnutzung in Form von Wärme oder eine weitere Umformung in Strom oder Kälte ist nach der Verbrennung möglich. In Abbildung 3-1 sind mögliche Umwandlungsverfahren für Biomasse aufgezeigt.

### 3.1.1 Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung

Der Begriff der Biomasse ist vielfältig und nicht eindeutig definiert. Biomasse ist ein Produkt organischer Herkunft aus Phyto- und Zoomasse (Pflanzen- und Tiermasse) sowie deren Rückstände und Abfälle. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. So kommt als Biomasse beispielsweise jegliche Form von Holz, Grünschnitt, Pflanzenrückstände wie Stroh oder Rapschrott, Gülle oder Gemüseabfälle in Frage. Eindeutig nicht als Biomasse gelten fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl oder Erdgas. Torf stellt hier einen von mehreren Grenzfällen dar und wird in verschiedenen Ländern in Europa auch als Biomasse (beispielsweise Finnland) bewertet.

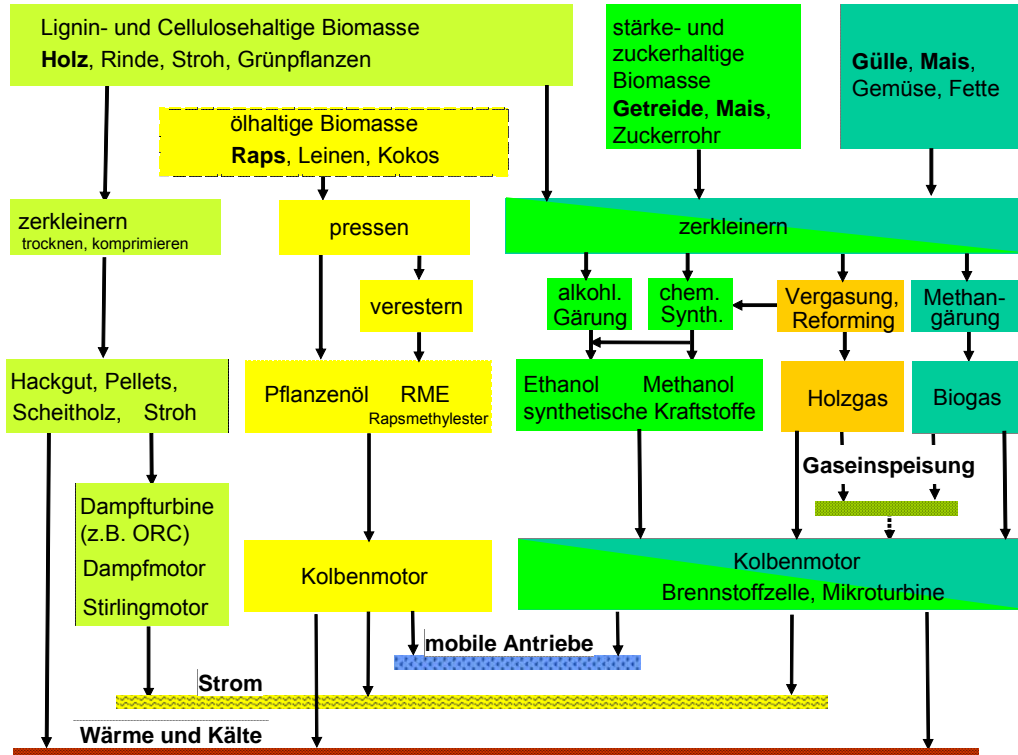


Abbildung 3-1: Umwandlungsverfahren von Biomasse im Überblick.



Aus Sicht des Gesetzgebers grenzt sich der Begriff Biomasse in der sogenannten Biomasseverordnung (seit 2001) gegenüber Torf, Deponiegas, Klärschlamm, Tierkörper, Textilien und schadstoffbelastetem Altholz ab.

Die Wärmebereitstellung aus Biomasse stellt eine im Grundsatz seit längerem angewandte erprobte und funktionierende Technologie dar. Technische Entwicklungen erfolgen an Details. Große Technologiesprünge sind beispielsweise bei der Biomasseverbrennung nicht zu erwarten. Sehr verbreitet sind Kleinf Feuerungsanlagen für Einzelgebäude befeuert mit Scheitholz mit etwa 7 Millionen Anlagen in Deutschland, Hackgutfeuerungen mit etwa 20.000 Anlagen in Deutschland - davon etwa die Hälfte in Bayern - und Holzpelletfeuerungen mit ungefähr 70.000 Anlagen in Deutschland in 2006. Eine interessante Möglichkeit stellt die Wärmeversorgung über Nahwärmenetze mit Biomasseheizwerken dar mit ungefähr 1.000 Anlagen in Deutschland - davon etwa 140 Anlagen in Bayern [50, [51]. Komplexer und technologisch noch nicht umfassend gelöst ist hingegen die Stromerzeugung aus Biomasse bei kleiner Leistung. Einige wenige Techniken, wie Wasserdampfkraftwerke oder Organic-Rankine-Cycle (ORC) Anlagen werden mit fester Biomasse erfolgreich betrieben.

Seit der Gültigkeit des novellierten Erneuerbaren Energiengesetzes (EEG) 2004 in Deutschland nimmt die Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland an Bedeutung zu. Erhebliches Interesse besteht für die Nutzung von kostengünstiger Biomasse - wie belastetem Altholz - in Großanlagen.

Aufgrund des sogenannten NawaRo-Bonus für unbehandelte Biomasse (beispielsweise Waldhackgut, Maisganzpflanzen, Gülle, ...), des Technologie-Bonus für innovative Techniken (beispielsweise für ORC, Stirling, Vergasung, Trockenfermentation, ...) und des KWK-Bonus für die Abwärmenutzung im Rahmen des EEG-Stromeinspeistarifs sind auch NawaRo-Brennstoffe rentabel nutzbar. Überwiegend wird der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung durch das EEG gesteuert. Ohne die Möglichkeiten im Rahmen des EEG wäre der Einsatz von kleineren und mittleren Anlagen zur Biomasseverfeuerung, Vergasung oder Fermentation in den meisten Fällen unwirtschaftlich.

Die erzeugbare elektrische Leistung bei mit Holz gefeuerten Biomassekraftwerken beginnt derzeit aus Gründen der Anlagenverfügbarkeit mit wenigen Ausnahmen (Stirlingmotor, Vergasung mit Mikroturbine oder Kolbenmotor, Heißluftturbine) bei etwa 400 kW<sub>el</sub>. Beispiele dafür sind ORC-Anlagen und Dampfmaschinen. Die Leistung reicht mit den größten Biomasse(heiz)kraftwerken in Deutschland bis über 20 MW<sub>el</sub>. Für die Verfeuerung von Altholz sind etwa 50 meist größere Anlagen mit rund 600 MW<sub>el</sub> in Deutschland in Betrieb, Errichtung oder Planung. Für Altholz wird das gesamte Potenzial in Deutschland für etwa 1.000 MW<sub>el</sub> angegeben. [49] Für den Leistungsbereich von 400 kW<sub>el</sub> bis 2 MW<sub>el</sub> werden seit 1998 überwiegend ORC Anlagen eingesetzt. In Österreich und dessen Nachbarländern sind mittlerweile mehr als 30 ORC-Anlagen mit etwa 30 MW<sub>el</sub> Leistung in Betrieb, alleine in Deutschland sind seit Anfang 2005 etwa 10–15 ORC-Anlagen in Planung. Dampfmaschinen, Dampfschraubenmotoren und Stirlingmotoren sowie Vergaseranlagen tragen derzeit nicht nennenswert zur Stromerzeugung bei und konnten sich aufgrund technischer Probleme bisher nicht am Markt etablieren. An der Weiterentwicklung der Technologie zur Stromerzeugung mit Stirlingmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen mit höheren Wirkungsgraden und Nutzung der Biomassevergasung wird vielfach gearbeitet.

Ein sehr starkes Wachstum gibt es seit 2004 bei anaeroben Biogasanlagen mit flüssiger Fermentation, die mit landwirtschaftlichen Rest- und Rohstoffen (Mais-Ganzpflanzen, Getreide-Ganzpflanzen, Gülle ...) und Grünschnitt betrieben werden. Bis Ende 2005 sind etwa 650 MW<sub>el</sub> in 2.700 Anlagen in Deutschland installiert [52] und tragen mit 0,5 % zur Deckung des deutschen Stromverbrauchs bei [58]. Alleine in Bayern ist bis Ende 2006 die Zahl der Biogasanlagen auf 1.350 angestiegen.

Flüssige biogene Brennstoffe wie Pflanzenöl oder Bioethanol spielen derzeit bei der Strom- oder Wärmeerzeugung so gut wie keine Rolle. Sie finden ihren Einsatz vor allem als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge und bei der Kraftstoffbeimischung zu fossilen Kraftstoffen.

### Das Biomassepotenzial in Deutschland

Das technische Nutzungspotenzial an Biomasse in Deutschland, wie in Abbildung 3-2 dargestellt, begrenzt auf etwa 10 % des derzeitigen Primärenergiebedarfs. Länder mit einer großen Holzindustrie und großen Waldanteilen decken erhebliche Anteile ihres Primärenergiebedarfs mit Biomasse, beispielsweise Österreich zu 13 %, Schweden zu 17 %, Finnland zu 20 %, der europäische Durchschnitt beträgt etwa 3 %.

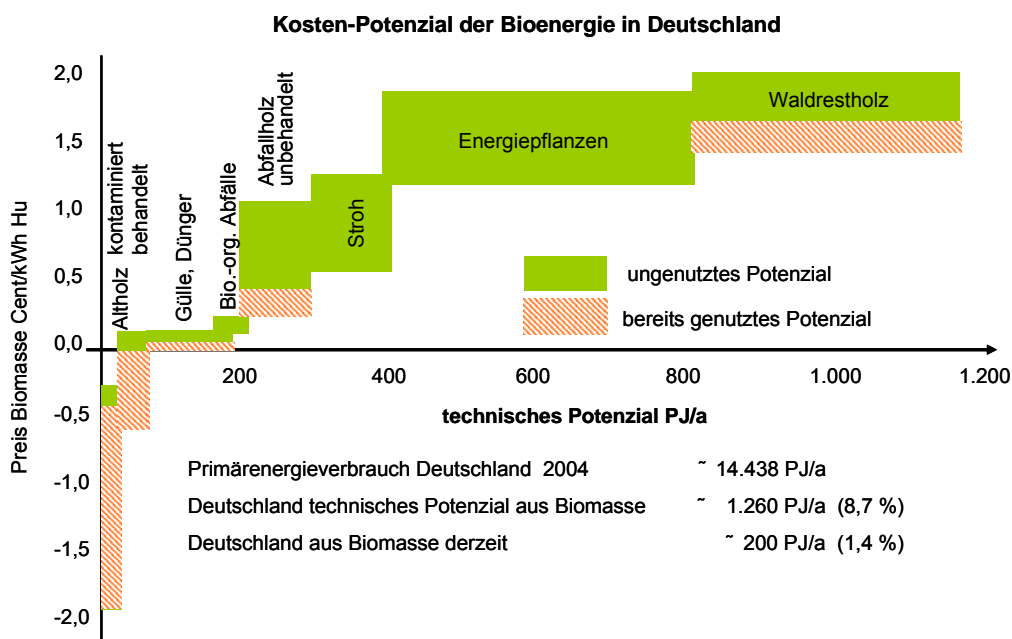


Abbildung 3-2: Technisches Potenzial an Biomasse in Deutschland [56], [57].

### 3.1.2 Holzbrennstoffe

Die Elementarzusammensetzung sagt etwas über den Heizwert des Brennstoffes aus, ermöglicht Rückschlüsse auf die zu erwartenden Emissionen, den Ascheanfall bei der Verbrennung und dem Ascheschmelzverhalten. Holz, wie auch andere pflanzliche Biobrennstoffe, enthält erhebliche Mengen an gebundenem Sauerstoff und gegenüber fossilen Brennstoffen weniger Kohlenstoff. Holz hat daher einen geringeren Heizwert als Holzkohle, Koks (besteht nahezu vollständig aus Kohlenstoff), Gas und Heizöl. Vergleicht man den Gehalt an ökologisch relevanten Elementen wie Cl, S und Schwermetallen, so ist Holz im Vergleich zu Kohle ein sauberer Brennstoff. Auch gegenüber Heizöl EL ist der S-Gehalt geringer. Über die aufgezeigten Elemente hinaus finden sich auch noch andere natürlich vorkommende und durch Umweltverschmutzung des Bodens und der Luft eingetragene Elemente in festen Brennstoffen in sehr geringen Konzentrationen wie Cd, Zn, Hg, Cu, Cr, Pb, Al, Ba.

Die Elemente, die auf den Heizwert einen entscheidenden Einfluss haben, sind C, H, O, S, N und der Wassergehalt. Schwer flüchtige Schwermetalle und Nährstoffe sowie Si finden sich bei der Verbrennung überwiegend in der Asche wieder. Bei der Verbrennung bilden sich komplexe Verbindungen und es werden dabei mit geringen Konzentrationen auch flüchtige Elemente wie S, N, Hg aber auch C und Cl in der Asche eingebunden. Dabei werden in Abhängigkeit der Elemente Ca, Mg, K, und Na Anteile des im Brennstoff vorhandenen Chlors und Schwefels bis zu 50 % in der Asche eingebunden.

Die Konzentrationen der Nährstoffelemente Ca, Mg, K, Na, P, Al in der Asche bestimmen überwiegend den Ascheschmelzpunkt. Ca und Mg sind Erdalkalimetalle. Dabei handelt sich um Pflanzennährstoffe, die sich überwiegend in der Asche wieder finden und den Ascheschmelzpunkt erhöhen. Holzartige Brennstoffe mit einem hohen Anteil an Ca und Mg im Vergleich zu K und Na haben einen Aschesinterpunkt von 1.000–1.400 °C.

Da besonders Ca den Ascheschmelzpunkt erhöht, kann eine Zugabe von Ca in den Feuerraum einen positiven Einfluss auf den Schmelzpunkt ausüben. K und Na sind Alkalimetalle. Dabei handelt sich ebenfalls um Pflanzennährstoffe, die sich überwiegend in der Asche wieder finden. Sie reduzieren allerdings den Ascheschmelzpunkt. Brennstoffe mit einem hohen Anteil an K und Na (Stroh, Grünschnitt) im Vergleich zu Ca und Mg haben einen Aschesinterpunkt von 820–1.130 °C.

Tabelle 3-1 gibt Anhaltswerte für verschiedene Brennstoffe hinsichtlich der elementaren Zusammensetzung.

	Elemente	Holz ohne Rinde	Hackgut mit Rinde	Holzpellets	Stroh	Weizen	Heizöl EL	Steinkohle
Hauptelemente	C	51,9	50,1		43,5	46,2	86	75
	H	6	6,14		5,03	5,8	13	4,5
	N	0,12	0,12	0,3	0,41	0,59		1,1
	S	0,009	0,0332	0,08	0,077	0,08	0,2	1,0
	Cl	0,015	0,0057	0,03	0,24	0,15		< 0,13
	O	42,0	42,6		47,7	43,2		11,1
Schwermetalle	Cd	0,00002	0,000028	0,00005	0,000004	0,000002		
	Zn	0,0022	0,0059	0,01	0,00044	0,011		
	Cr		0,00076	0,0008	0,00017			
Pflanzennährstoffe	Na	0,018	0,007		0,0105	0,042		
	K	0,04	0,1212		0,71	0,94		
	Ca	0,065	0,51		0,27	0,4		
	P	0,0075	0,0236		0,047	0,075		
	Mg	0,016	0,0608		0,13	0,11		
	Si	0,0028	0,12		1,3	1,8		
	Asche %	0,5–1,0	1–2,5	0,5–1,5	4,0–12,0	3,6–5,3	0,01	3,6–9

Tabelle 3-1: Beispiele für die elementare Zusammensetzung von Brennstoffen. Werte in % der TS.

Der **Brennwert** ( $H_o$ ) beinhaltet im Gegensatz zum **Heizwert** ( $H_u$ ) die Kondensationswärme des Wassers, welches im Abgas nach der Verdampfung im Brennraum vorhanden ist.

Bei allen Feuerungen enthalten die Abgase das Wasser zumindest noch teilweise in dampfförmigem Zustand, sodass bei Verbrennungsrechnungen mit dem unteren Heizwert  $H_u$  zu rechnen ist. Auch der Feuerungswirkungsgrad wird in der Regel auf den unteren Heizwert bezogen, sodass bei teilweiser Kondensation der Abgase Wirkungsgrade von  $> 100\%$  erreichbar sind. Die folgenden Gleichungen zeigen die Berechnung des Wassergehaltes, der Feuchte und der Heizwerte.

### **Wassergehalt $w$ und Feuchte $u$ des Brennstoffes**

Wassergehalt ( $w$ ) in Gew. % FS

$$w = \frac{\text{Masse Wasser}}{\text{Masse absolut trockener Brennstoff} + \text{Masse Wasser}} * 100\% \quad \text{Gleichung 3-1}$$

Feuchte ( $u$ ) in Gew. % TS (dieser Wert wird in der Praxis meist messtechnisch erfasst)

$$u = \frac{\text{Masse Wasser}}{\text{Masse absolut trockener Brennstoff}} * 100\% \quad \text{Gleichung 3-2}$$

### **Umrechnung zwischen Wassergehalt und Feuchte**

$$w = \left( \frac{100 * u}{100 + u} \right) \quad \text{Gleichung 3-3}$$

$$u = \left( \frac{100 * w}{100 - w} \right) \quad \text{Gleichung 3-4}$$

$u$  [Gew. %]<sub>Brst. TS</sub> Brennstoff-Feuchte bezogen auf Brennstoff-Trockensubstanz

$w$  [Gew. %]<sub>Brst. FS</sub> Brennstoff-Wassergehalt auf Brennstoff-Frischsubstanz

### **Umrechnung der Werte bezogen auf TS auf Werte bezogen auf FS**

$$\text{Wert}_{FS} = \text{Wert}_{TS} * \left( 1 - \frac{w}{100} \right) \quad \text{Gleichung 3-5}$$

### **Heizwert**

Brennstoffanalysen ergeben üblicherweise den oberen Heizwert  $H_o$  (Brennwert, DIN 51900) bezogen auf die Trockensubstanz (TS). Sollte der obere Heizwert  $H_{o,TS}$  in  $\text{MJ/kg}_{\text{Brst. TS}}$  nicht bekannt sein, so kann zuerst der untere Heizwert aus der Brennstoffzusammensetzung mittels der Gleichung von Boie berechnet werden. Dafür muss zuerst der freie Sauerstoffanteil im Brennstoffgemisch ermittelt werden. Die in der Praxis vorhandene Einbindung von Restkohlenstoff, Schwefel und Chlor in der Asche wird nur zum Teil berücksichtigt, da der Aschegehalt abweichend von realen Bedingungen in einer Feuerung (reduzierende und oxidierende Gasphasenumgebung) in der Regel durch Laborversuche ermittelt wird. Alle folgenden Angaben für Gew.-% beziehen sich auf die Trockensubstanz. Für die Berechnung des Heizwertes werden der Kohlenstoff, Wasserstoff, Stickstoff, Schwefel, Chlor und die Ascheoxide berücksichtigt.

$$\text{Gew. \%}_O = 100 - (\text{Gew. \%}_C + \text{Gew. \%}_H + \text{Gew. \%}_N + \text{Gew. \%}_S + \text{Gew. \%}_{Cl} + AO) \quad \text{Gleichung 3-6}$$

$\text{Gew. \%}_O$  [Gew. %]<sub>Brst. TS</sub> freier Sauerstoffanteil

$\text{Gew. \%}_i$  [Gew. %]<sub>Brst. TS</sub> für  $i = C$  ... Kohlenstoff,  $H$  ... Wasserstoff,  $N$  ... Stickstoff,  $S$  ... Schwefel,  $Cl$  ... Chlor,  $AO$  ... Ascheoxide (Aschenanteil inkl. enthaltener Sauerstoff)

Mit der Gleichung von Boie folgt der untere Heizwert.

$$Hu_{\text{Brst. TS}} = \frac{(34,835 * \text{Gew. \%}_C + 93,87 * \text{Gew. \%}_H + 6,28 * \text{Gew. \%}_N + 10,465 * \text{Gew. \%}_S - 10,8 * \text{Gew. \%}_O - 2,447 * u)}{100} \quad \text{Gleichung 3-7}$$

Daraus kann nun der obere Heizwert berechnet werden.

$$Ho_{\text{Brst. TS}} = Hu_{\text{Brst. TS}} + 2,447 * \left( \frac{w}{100 - w} + \frac{\text{Gew. \%}_H}{100} * 8,937 \right) \quad \text{Gleichung 3-8}$$

$$Ho_{\text{Brst. FS}} = Ho_{\text{Brst. TS}} * \left( 1 - \frac{w}{100} \right) \quad \text{Gleichung 3-9}$$

$$Hu_{\text{Brst. FS}} = Hu_{\text{Brst. TS}} * \left( 1 - \frac{w}{100} \right) \quad \text{Gleichung 3-10}$$

bzw. gilt damit durch Umformung zur Ermittlung des unteren Heizwertes aus Laboranalysen

$$Hu_{\text{Brst. FS}} = Ho_{\text{Brst. TS}} * \left( 1 - \frac{w}{100} \right) - 2,447 * \left( \frac{w}{100} + \frac{\text{Gew. \%}_H}{100} * 8,937 * \left( 1 - \frac{w}{100} \right) \right) \quad \text{Gleichung 3-11}$$

$$Hu [\text{kWh/kg}] = \frac{Hu [\text{kJ/kg}]}{3600} \quad \text{Gleichung 3-12}$$

$Hu$  ... unterer Heizwert in MJ/kg<sub>Brst. TS</sub> oder MJ/kg<sub>Brst. FS</sub>;  $Ho$  ... oberer Heizwert in MJ/kg<sub>Brst. TS</sub> oder MJ/kg<sub>Brst. FS</sub>; 8,937... Umrechnungsfaktor  $MG_{H_2O}/MG_{H_2} = 18,015/2,0158 = 8,937$ ; 2,447 ... Verdampfungsenthalpie in MJ/kg von Wasser (1 bar, 25 °C).

Die Abhängigkeiten der Heizwerte vom Wassergehalt sind in Abbildung 3-3 dargestellt. In Tabelle 3-2 sind weitere Kennwerte in Abhängigkeit des Wassergehalts dargestellt.

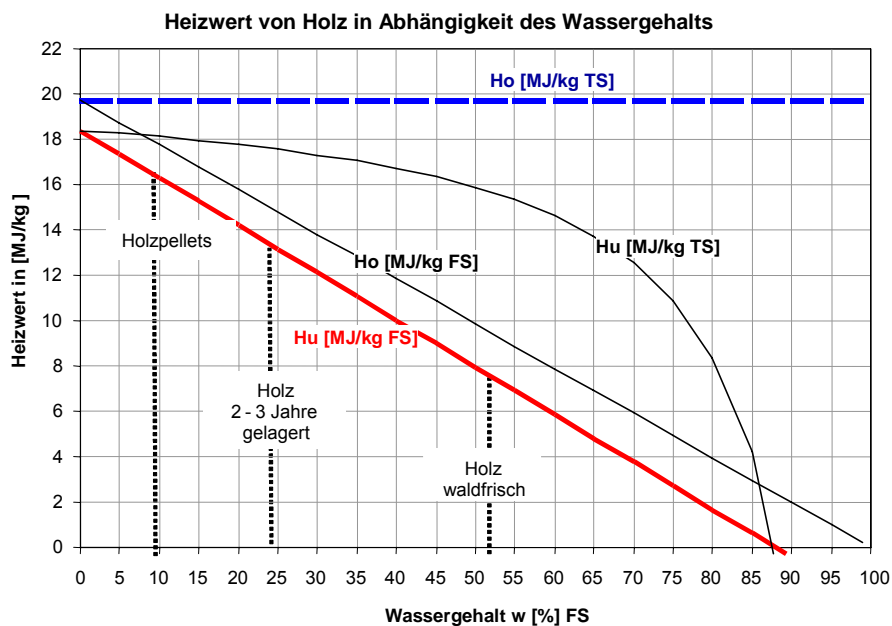


Abbildung 3-3: Heizwerte von Holz in Abhängigkeit des Wassergehalts.

<b>Wassergehalt w</b>	0%	8%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	50%	Bezugsbasis Frischsubstanz FS
Feuchte u	0%	9%	11%	18%	25%	33%	43%	54%	67%	100%	Bezugsbasis Trochensubstanz TS
<b>Heizwert von Holz und Rinde</b>											
Heizwert Hu; kJ/kg FS	18.059	16.414	16.003	14.975	13.947	12.919	11.891	10.863	9.835	7.780	
Heizwert Hu in kWh/kg FS	5,0	4,6	4,4	4,2	3,9	3,6	3,3	3,0	2,7	2,2	
<b>Schüttdichte in kg FS/Srm (m³)</b>	Aufgrund der spez. Holzeigenschaften und der Raumquellung (Schwindmaß) von Holz können die Werte um ca. 15 % nach oben oder unten abweichen										Aschegehalt % TS
Hackgut mit geringem Rindenanteil*				213	219	228	242	260	282		0,5 - 2%
Hackgut mit hohem Rindenanteil*	173	180	182	185	190	198	209	226	244	293	5-10%
Sägespäne	115	120	121	123	127	132	140	150	163	196	ca. 1%
Hobelspäne	55	57	58	59	61	63	67	72	78	94	0,2-0,5%
Holzpellets	620	647	654	664	682	711	753	811	878	1054	0,2-1,0%
Hartholz 1 m Scheit geschichtet	536	559	566	574	590	615	651	701	759	911	0,5%
Weichholz 1 m Scheit geschichtet	368	384	388	394	405	422	447	481	521	626	0,5 - 2%
Scheitholz 1 m geschichtet*	452	472	477	484	497	518	549	591	640	768	
<b>Heizwert Hu in kWh/Srm (m³)</b>											
Hackgut mit geringem Rindenanteil*	998	947	934	886	848	819	798	785	770	731	
Hackgut mit hohem Rindenanteil*	865	821	809	768	735	710	692	681	668	634	
Sägespäne	577	547	540	512	490	473	461	454	445	422	
Hobelspäne	276	262	258	245	234	226	221	217	213	202	
Holzpellets	3.110	2.950	2.909	2.761							
Scheitholz 1 m geschichtet*	2.267	2.151	2.121	2.013	1.926	1.860	1.813	1.784	1.749	1.660	
Hartholz 1 m Scheit geschichtet	2.689	2.550	2.515	2.387	2.284	2.206	2.150	2.115	2.075	1.969	
Weichholz 1 m Scheit geschichtet	1.846	1.751	1.727	1.639	1.568	1.514	1.476	1.452	1.424	1.352	

\*50% Weichholz und 50% Hartholz

Tabelle 3-2: Heizwert und Schüttdichte von Holzbrennstoffen.

Der Heizwert pro kg Weichholz (beispielsweise Fichte) ist aufgrund des höheren Harzanteiles geringfügig höher im Vergleich zu Hartholz. Die höhere Massendichte von Hartholz führt jedoch zu einem höheren volumenbezogenen Heizwert von Hartholz.

### 3.1.3 Biomasse befeuerte Heizwerke

Bei Heizwerken wird aus technischen und wirtschaftlichen Gründen in der Regel ein Großteil des Wärmegrundlastbedarfs mit den technologisch aufwendigeren und teureren Systemen der Biomasseverbrennung gedeckt. Die nur kurzzeitig benötigte Wärmespitzenleistung wird mit möglichst kostengünstigen Systemen, beispielsweise Erdgasfeuerungen, gedeckt (bivalente Anlagen). Mehrere verschiedene Systeme mit hohen Systemkosten werden möglichst vermieden. Investitionsintensive Systeme wie Biomasse, Solarenergie oder Geothermie eignen sich daher nur bedingt und nur bei hohem Energiebedarf parallel als Grundlast- und Mittellastwärmeerzeuger innerhalb eines Heizwerks. Die thermische Solarenergie kann sinnvoll mit der Biomasseverbrennung kombiniert werden, wenn sehr hohe solare Erträge durch niedrige Netztemperaturen erreichbar sind und ungünstige Betriebszustände an der Biomassefeuerung im Sommer vermieden werden.

Investitionsförderungen geben zusätzliche Anreize zur Investition in biomassegefeuerte Anlagen. Meistens resultiert daraus nach einem erforderlichen Aufklärungs- und Diskussionsbedarf eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung. Die Dimensionierung von biomassegefeuerten Anlagen erfolgt meist wärmebedarfsorientiert, auch dann, wenn eine Stromerzeugung implementiert wird. Eine Reihe von Analysen und Untersuchungen zeigten die häufigsten Betriebsprobleme und deren Ursachen von biomassegefeuerten Nahwärmesystemen auf.

#### Fehler in der Vorplanung

- Überschätzter oder zu ungenauer Wärmeenergie- und Wärmeleistungsbedarf
- Falsche Ermittlung bzw. Einschätzung der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs
- Zu optimistische Planung der Anschlussentwicklung von Abnehmern an das Nahwärmenetz

#### Folgen der Fehldimensionierung

- Überdimensionierung von Feuerungen, Netzleitungen und Brennstoffbunkern
- Geringe Auslastung bei Nennleistung des Netzes und der Biomassefeuerung
- Hohe Rücklauftemperaturen und Netzverluste
- Überdimensionierte Pumpen mit niedrigem Wirkungsgrad im Teillastbetrieb
- Keine Abgaskondensation möglich, aufgrund hoher Rücklauftemperaturen
- Korrosion an Wärmetauscherrohren durch Teillastzustände in der Feuerung
- Ungünstiger Sommerbetrieb der Biomassefeuerung. Die im Vergleich zum Heizöl günstigen Preise für Biomasse verleiten dazu, den Biomassekessel auch in ungünstigen Lastzuständen zu betreiben (Gluterhalt, ein-aus-Taktung).
- Erhöhte Emissionen an unvollständig verbrannten Kohlenwasserstoffen und Kohlenmonoxid

Mit eine Ursache für diese Entwicklung sind die meist in Prozent der Investitionshöhe orientierten Förderungen. Einerseits steigt die Fördersumme bei der Wahl einer teureren Komponente, andererseits sind meist auch die Planungshonorare an die Investitionssumme gekoppelt. Erzeugungsorientierte Fördersysteme, die sich an der verkauften Produktmenge (Wärme) orientieren, unterstützen dagegen eine effiziente Dimensionierung und kostengünstige Anlagenausführung.

Ein hohes Anwendungspotenzial und eine große Nachfrage an Nahwärmenetzen in Verbindung mit Biomasse gefeuerten Anlagen besteht im Leistungsbereich bis etwa 1.000 kW Abnehmerleistung. Dabei handelt es sich oft um leicht verdichteten Wohnbau mit Reihen-, Doppel- und Einfamilienhäuser mit geringer Bebauungsdichte. Die Biomassekesselleistung beträgt bei einem bivalenten Betrieb meist zwischen 80 und 500 kW Leistung. Nachteile dieser Abnehmer sind der geringe Energieverbrauch und

die große Netztrassenlänge pro Abnehmer. Daraus ergeben sich Netze mit geringem Energieverbrauch und unzureichender Kostendeckung. Die auf Basis untersuchter Heizwerke ermittelten Kennwerte für die Mindestanschlussdichte ( $> 1,5 \text{ MWh/m}$ ) oder die Leistungsdichte ( $> 1 \text{ kW/m}$ ) können bei diesen Abnehmern meist nicht erreicht werden. [28], [29], [30]

### Eignung von Verbrauchertypen für die Nahwärmeversorgung:

Gut geeignet:

- Schwimmbäder (Heiz- und Trocknungsbedarf)
- Schlachthöfe (Kältebedarf), Molkereien, Holz- und andere Trocknungswerke, Brauereien
- Mehrgeschossige Wohnbauten
- Ländliche dichte Bauernhaussiedlung (ältere Bausubstanz)
- Bürogebäude, Krankenhäuser, Wohnheime, Schulen (Klimatisierungsbedarf)

Bedingt geeignet:

- Wohngebiete mit dichter Einfamilienhausbebauung (ältere Bausubstanz)
- Kommunale Bürogebäude
- Industrieanlagen mit Fertigungseinrichtungen und Gewerbebetriebe

Wenig geeignet:

- Neubaugebiete mit Einfamilienhausbebauung (Niedrigenergie- und Passivhäuser)
- Lagerhallen, Bauhöfe, weit entfernte Objekte

Nahwärmenetze benötigen nur wenige Stunden im Jahr die errechnete Spitzenlast. Abbildung 3-4 zeigt den Verlauf einer geordneten Jahresdauerlinie eines Nahwärmenetzes. Die Jahresdauerlinie ist der nach der Größe des Wertes geordnete Verlauf der stündlichen Wärmebedarfswerte.

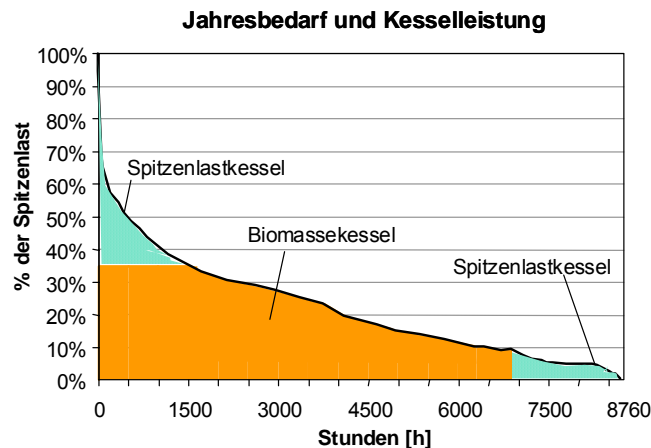


Abbildung 3-4: Geordnete Jahresdauerlinie des Jahresenergiebedarfs bei einem Heizwerk.

Um ausreichende Volllaststunden von 4.000 bis 6.000 Stunden zu erreichen, wird üblicherweise die Leistung des Biomassekessels auf 30 bis maximal 50 % der erforderlichen Spitzenleistung ausgelegt. So können 70 bis 90 % der jährlichen Wärmemenge mit Biomasse erzeugt werden. Alternativ können auch mehrere Biomassekessel mit entsprechend geringerer Leistung eingesetzt werden. Die restliche Leistung zur Spitzenlast- und Schwachlastdeckung wird in der Regel mit einem Öl- oder Gaskessel bereitgestellt.



Bei exakter Planung und der Verwendung von Pufferspeichern sind zwei Biomassefeuerungen möglich, einer zur Grundlastdeckung und einer zur Spitzen- und Schwachlastdeckung. Biomassefeuerungen können bis minimal 20–30 % der Kesselnennlast kontinuierlich betrieben werden. Unterhalb dieser Leistung werden Biomassefeuerungen im ein-aus-Takt betrieben. In diesem Betriebszustand wird entweder eine automatische Zündung mittels Heißluftgebläse, elektrischem Glühstab oder Stützbrenner oder der sogenannte Gluterhaltbetrieb bei etwa 3–5 % der Nennleistung angewandt. Im Gluterhaltbetrieb wird über die Regelung der Verbrennung versucht eine Glut im Feuerraum zu erhalten, auch wenn keine Wärmeabnahme vorhanden ist. Durch Brennstoff- und Luftzufuhr kann damit die Feuerungsleistung automatisch jederzeit erhöht werden. Die in den Abbildungen dargestellten Flächen der Biomassekessel stellen den Bereich des kontinuierlichen Betriebes dar.

Bei kleineren angeforderten Leistungen (jeweils rechts der Fläche) werden entweder die Biomassekessel im ein-aus-Takt weiter betrieben, der Spitzenlastkessel oder ein vorhandener Schwachlastkessel mit einer Öl- oder Gasfeuerung eingesetzt. Der rechte Bereich der geordneten Jahresdauerlinie stellt den Lastfall im Sommer dar (nur Warmwasserbereitstellung). Hier können thermische Solaranlagen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

### 3.1.4 Biomassefeuerungen

Zur Einhaltung von technischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Standards bei der Verbrennung sind an eine Feuerungsanlage Anforderungen zu stellen. Kriterien sind eine gleichmäßige Beschickung, geringe Schadstoffbildung, gute Zündung, vollständige Verbrennung, geringe Verschlackung, effektiver Ascheaustrag, hoher Wirkungsgrad der Verbrennung und hohe Verfügbarkeit der Anlage. Diese Anforderungen lassen sich mit einem Feuerungskonzept meist nur für Brennstoffe mit bestimmten Eigenschaften, beispielsweise Heizwert, Anteil von flüchtigen Bestandteilen, Zündtemperatur, Aschegehalt, Wassergehalt erfüllen. Daher ist die Auslegung der Feuerung auf den Brennstoff abzustimmen. In Abbildung 3-5 bis Abbildung 3-7 sind verschiedene Feuerungskonzepte dargestellt.

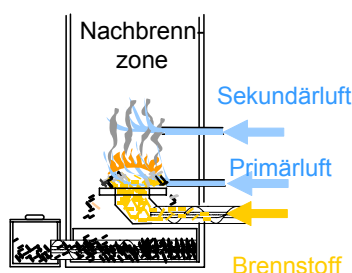


Abbildung 3-5: Prinzip einer Unterschubfeuerung.

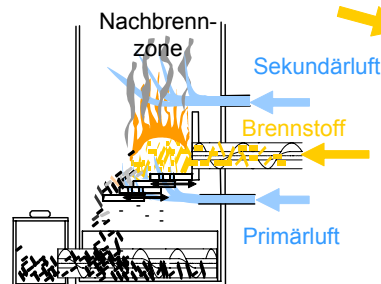


Abbildung 3-6: Prinzip einer Vorschubrostfeuerung.

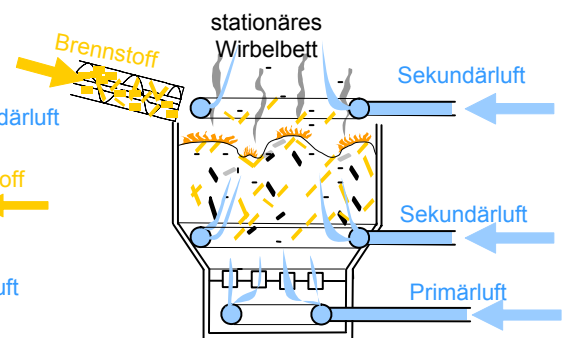


Abbildung 3-7: Prinzip einer stationären Wirbelschichtfeuerung.

An Parametern zur Auslegung und Auswahl des Feuerungssystems stehen die Verbrennungsführung am Rost (Vergasung, Verbrennung), die Temperatur im Feuerraum, die Vermischung bzw. Turbulenz der Gase mit der Verbrennungsluft und die Verweilzeit im Feuerraum zur Verfügung. Die Auswahl der Feuerung richtet sich also überwiegend nach der Beschaffenheit des Brennstoffes (Wassergehalt, Aschegehalt, Ascheschmelzpunkt, Stückigkeit, Emissionen) und der erforderlichen Feuerungsleistung.

Als Feuerungen werden im kleineren und mittleren Leistungsbereich überwiegend Unterschubfeuerungen wie in Abbildung 3-8 dargestellt (Hersteller sind beispielsweise Polytechnik, KÖB, Mawera, Kohlbach, Urbas, Nolting, Schmid, Agroforst, ...) oder (Treppen)-Vorschubrostfeuerungen (Hersteller wie bereits genannt sowie Fröling, Ökotherm, Heizomat, HDG-Bavaria, Lambion, Vyncke) verwendet.

Seltenere Bauformen sind Flachvorschubroste nach Abbildung 3-9 (Hersteller sind beispielsweise Schmidt, Mawera), Rückschubroste (Hersteller Martin), Brennkegelfeuerungen (Hersteller KST-Schoppe), Feuerungen mit Wurf- (Hersteller Awina) oder Fallschachtbeschickung, Walzenroste (Hersteller beispielsweise Eta), Drehtellerroste (Hersteller beispielsweise KWB), kontinuierliche Wanderroste (Hersteller beispielsweise Detroit Stoker Company), Vibrationsroste (Hersteller beispielsweise Babcock Volund), Zigarren- und Ballenbrenner (Hersteller beispielsweise Herlt, VP-Biotherm, Linka) für eckige oder runde Strohballen. Bei größeren Leistungen von mehreren MW-Feuerungsleistung kommen auch stationäre und zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen sowie Einblasfeuerungen für Holz mit kleiner Stückigkeit zum Einsatz. Die angegebenen Hersteller sind beispielhaft genannt und die Aufzählung stellt keinen Anspruch auf Vollständigkeit dar.



Abbildung 3-8 Unterschubfeuerung und zweizügiger Wärmeübertrager. [20]



Abbildung 3-9 Flachvorschubrostfeuerung mit zweizügigem Wärmeübertrager [20].

Wirbelschichtfeuerungen sind für den diskutierten Leistungsbereich bis etwa 500 kW thermische Leistung derzeit nicht in Verwendung. Deren Verwendung ist jedoch grundsätzlich möglich. Für die Stromerzeugung aus Biomasse bei kleinerer Leistung (100 bis 500 kW<sub>el</sub>) stellen diese eine interessante Alternative zu den üblichen Feuerungssystemen dar, da ein höherer Feuerungswirkungsgrad aufgrund des geringen Sauerstoffüberschusses bei akzeptablen adiabaten Verbrennungstemperaturen erreichbar ist.

Bei Biomassebrennstoffen beträgt die sinnvolle Einsatzgrenze je nach Feuerungsart und Feuerungsgröße 35–55 % Wassergehalt und 3–10 % Aschegehalt. Die bei der Verfeuerung von Biomasse im Vergleich zu fossilen Brennstoffen höheren Kohlenmonoxid- und Staubemissionen können durch die Auswahl von Feuerungen mit gutem Brennstoffausbrand und bei größeren Anlagen durch die Installation geeigneter Abgasreinigungsanlagen (Zyklon, Elektrofilter, Gewebefilter, Abgaskondensation) auf ein akzeptables Niveau reduziert werden. Anlagen mit einer Abgaskondensation können Holzbrennstoffe mit einem Wassergehalt bis 60 % nutzen. Abbildung 3-11 zeigt typische Größenordnungen und

Betriebsbereiche von verschiedenen Feuerungskonzepten in Abhängigkeit des Wassergehalts, des Aschegehalts und der Brennstoffstückigkeit.

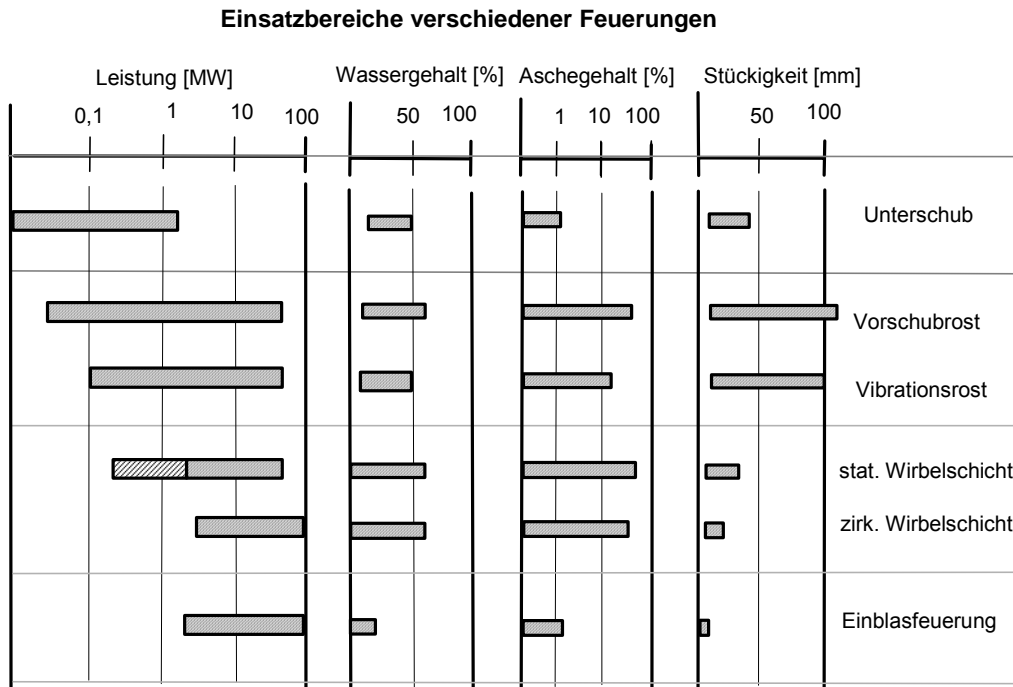


Abbildung 3-10: Typische Größenordnungen und Betriebsbereiche von Feuerungen [21], [25].

In Abbildung 3-11 sind die Kosten von Biomasse befeuerten Rost- und Unterschubfeuerungen sowie Heizkesselanlagen dargestellt. Der Anstieg bei etwa >100 kW ist auf ein, ab dieser Leistungsklasse verbessertes Ausstattungsniveau der Anlagen zurückzuführen (beispielsweise Abgasrezirkulation, Zyklon).

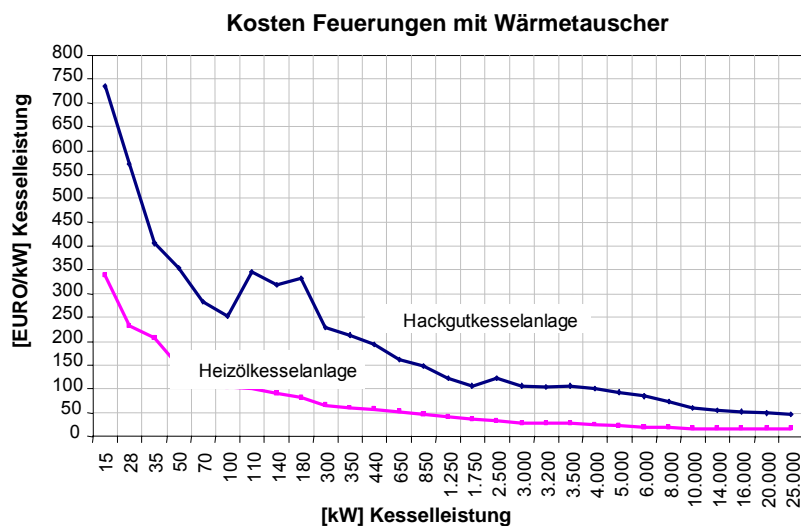


Abbildung 3-11: Anlagenkosten von Biomasse befeuerten Rost- und Unterschubfeuerungen sowie Heizkesselanlagen. Werte ohne MWSt.. Die Daten stammen aus einer eigenen Ermittlung im Rahmen des Projektes [116].

Die Werte beinhalten Feuerung, Wärmetauscher, Einschub ab Rückbrandsicherung, automatische Wärmetauscherreinigung, ab 80 kW Abgasrezirkulation, Zyklon, Abgasrohr ab Kessel zu Abgasreinigung oder Kamin, Federarmaustragung bis 160 kW oder ab 160 kW Schubboden, Rückbrandsicherung und Zusatzschnecken bis zur Rückbrand-

sicherung, Ascheaustragung, Entaschung, Standardregelung, Schaltschränke, Einbauplanung und Installation, Inbetriebnahme.

### 3.1.5 Kohlenmonoxid- und Staubemissionen

#### **Kohlenmonoxidemissionen**

Messungen an handbeschickten Kleinf Feuerungen zeigen, dass gerade während des Anfahrbetriebes und Abstellbetriebes sehr hohe CO-Werte im Abgas auftreten. Diese betragen etwa bei handbeschickten Kleinf Feuerungen und Kachelöfen das 5–20 fache des CO-Wertes bei Vollastbetrieb. Auch bei Teillastzuständen kommt es zu einem hohen Anstieg der CO-Emissionen. CO- und NO<sub>x</sub>-Emissionen können durch primäre Maßnahmen wie optimierte Feuerraumgestaltung, gestufte Verbrennung und Verbrennungsluftregelung (CO-λ Regelung) erheblich reduziert werden. Messungen an handbeschickten Holzfeuerungen ohne Regelung zeigen während der Aufheiz- und Ausbrandphasen (Teillastzustände) CO-Emissionen von kurzzeitig 10.000 bis etwa 40.000 mg/kWh [59], [61], [62], [68], [70].

Ein sehr wichtiger Faktor für geringe Emissionen sind die Verbrennungsluftstufung für die NO<sub>x</sub>-Reduktion und ein sehr ruhiges Brennstoffbett für die CO- und Staubreduktion mit möglichst homogener und gleichbleibender Durchströmung der Verbrennungsluft. In der Abbildung sind die Inhomogenitäten aufgrund der Brennstoffbettbewegung auf einem Vorschubrost dargestellt. Die Bewegungen im Bett führen zu laufender Veränderung der Luften- und Luftdurchströmung. Laufende lokale Veränderungen bei den Vergasungs- und Verbrennungsvorgängen führen zu CO-Spitzen, wie in Abbildung 3-12 dargestellt. Die Verbrennungsführung kann mit einer Abgasrezirkulation unterstützt werden. Damit sind eine bessere Regelung der Verbrennungstemperatur und Emissionen möglich.

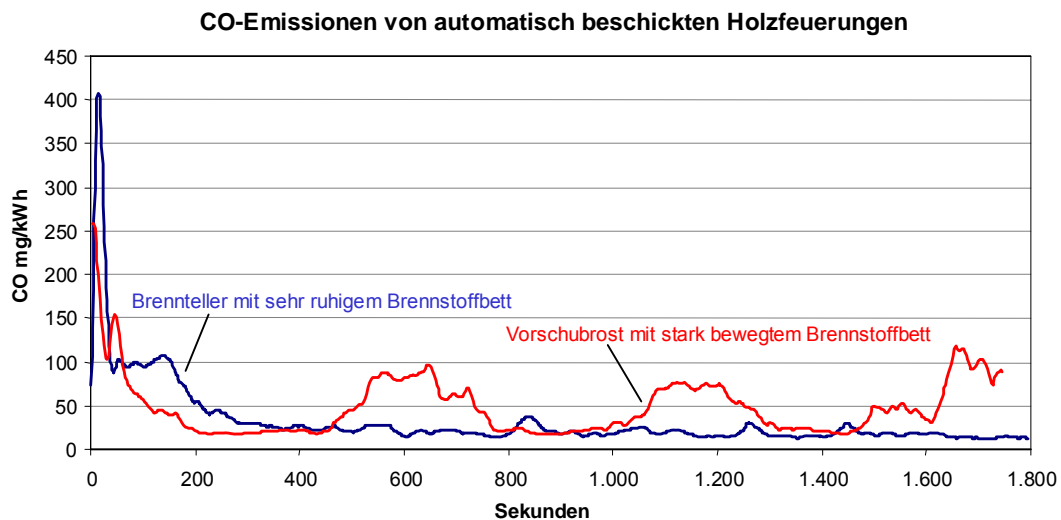


Abbildung 3-12: CO-Emissionen von zwei verschiedenen automatischen Holzfeuerungen. Die Daten stammen aus eigenen Messungen am ZAE Bayern.

Ein Vergleich von modernen Holzfeuerungen und älteren Kaminfeuerungen in Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 zeigt den Stand der Technik bzw. die Größenbereiche bei Holzfeuerungen für CO- und Staubemissionen. Die Bilder zeigen auch die Grenzwerte für den *Blauen Engel* geltend für Holzpelletkesseln sowie die BImSchV-Grenzwerte. Eine Verschärfung der Grenzwerte nach der 1. BImSchV wird in 2007 oder 2008 im Rahmen einer Novellierung folgen.

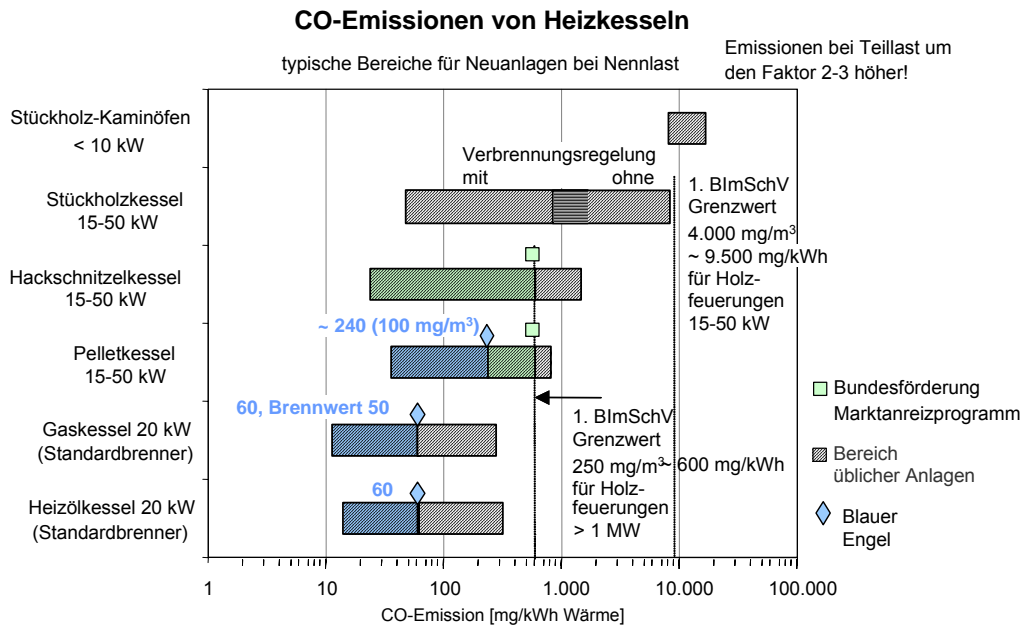


Abbildung 3-13: Kohlenmonoxidemission von Feuerungen ohne Abgasreinigung [66], [67].

### Staub- und Feinstaubemissionen

Nachteile, insbesondere gegenüber Erdgasfeuerungen, haben Biomassefeuerungen bei den Feinstaubemissionen. Als Feinstaub werden der Korngrößenbereich kleiner 10  $\mu\text{m}$  (PM 10 ... particulate matter kleiner 10  $\mu\text{m}$ ) und teilweise kleiner 2,5  $\mu\text{m}$  (PM 2,5 ... particulate matter kleiner 2,5  $\mu\text{m}$ ) bezeichnet. Von Interesse sind diese Emissionen vor allem aufgrund der Lungengängigkeit von Partikel kleiner 10  $\mu\text{m}$  und der seit 1985 (USA 6 cities study 1985–1995) aber auch bereits davor (London smoke 1962) aus mehreren Untersuchungen abgeleiteten negativen gesundheitlichen Auswirkungen auf den Organismus [74]. Innerhalb der EU gelten ab 2005 neue Grenzwerte für Feinstaub in der Umgebungsluft, die als ein Kriterium für gute Luftqualität gelten. Die Immissionswerte werden über die, mit der TA-Luft umgesetzten EU-Richtlinie [75] ab 2005 (Stufe 1) limitiert. Ab 2010 sollen dann neue Grenzwerte mit der Stufe 2 eingeführt werden. Die Richtlinie sieht für 2005 für PM 10 Staub einen Jahresmittelwert von 40  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  und einen 24 Stunden-Mittelwert, der maximal 35 mal im Jahr überschritten werden darf, von 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  vor. Als Hauptemissionsquellen gelten der regionale Hintergrund (beispielsweise Ferntransport), der lokale Verkehr, Industrieemissionen von genehmigungsbedürftigen Anlagen und der Hausbrand [76], [77].

Der Anteil PM 10 am Gesamtstaub von Biomassefeuerungen liegt bei > 90 %, der Anteil der Masse der PM 2,5 Partikel an der Masse des Gesamtstaubes liegt bei > 70 % (siehe Abbildung 5-21). Die Ursachen für die Partikelemissionen im Abgas sind vielfältig, wie ihre Zusammensetzung. Wichtige Parameter für die Feinstaubemissionen sind der Wassergehalt des Brennstoffes, der Sauerstoffüberschuss, die Verbrennungsführung in der Primärverbrennungszone, die Korngröße des Brennstoffes, die Zusammensetzung und Art des Brennstoffes und der Lastzustand der Feuerungsanlage. Die Gesamtstaubemissionen (siehe Abbildung 3-14) bei Biomassekesseln nehmen nach bisherigen Untersuchungen in der Regel mit fallender Last ab. CO-, CH- und PAK-Emissionen nehmen dagegen zu [82], [86]. Bei Feinstaubemissionen dürfte das so nicht der Fall sein. Untersuchungen dazu wurden beispielsweise durch Launhardt und Hartmann [82] und Johansson und Tullin [84] durchgeführt, in denen teilweise ein uneinheitlicher Zusammenhang zwischen Lastzustand und Staubemissionen gezeigt wird.

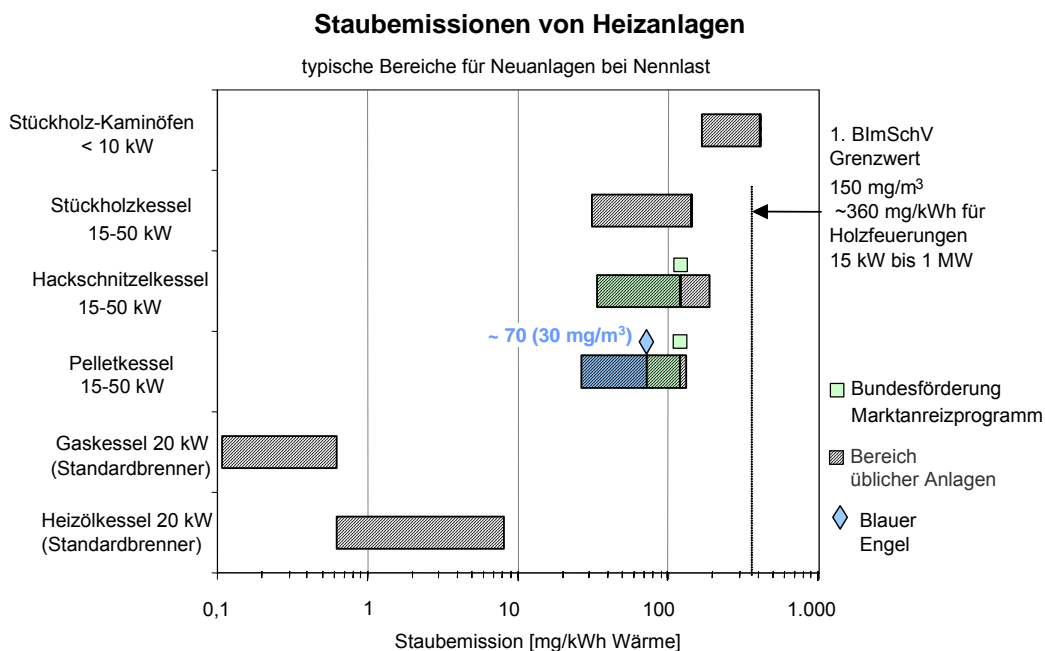


Abbildung 3-14: Gesamtstaubemissionen von Feuerungen ohne Abgasreinigung [66], [67].

Einige Messergebnisse zeigen, dass Volllastzustände, beispielsweise einfach erreichbar durch Pufferspeicher, geringere Feinstaubemissionen verursachen. Trockenes Holz verändert die Partikelgrößenverteilung hin zu größeren Partikel und reduziert die Feinstaubemissionen.

Eine Hauptursache für Partikel im Abgas ist die Ablösung von Asche- und Brennstoffpartikeln durch hohe Strömungsgeschwindigkeiten von Brennstoffschüttung im Feuerraum. Bei der Abkühlung der Abgase kondensieren gasförmige Bestandteile des Abgases auf bereits bestehenden Feststoffteilchen wie Asche- und Rußpartikel oder kondensieren an Kondensationskeimen und liegen als flüssiges Partikel vor. Die Partikel liegen also in der festen als auch in der flüssigen Phase vor (Aerosole). Bei den kondensierenden Stoffen handelt es sich meist um höhermolekulare organische Verbindungen. Durch derartige Kondensationsvorgänge können die Partikel an Größe gewinnen und ihre Form ändern. Teilchenkollisionen können ebenfalls zu Partikelgrößenwachstum führen (Koagulation). Dabei bleibt die Gesamtpartikelmasse bei abnehmender Partikelanzahl gleich.

#### Umrechnung von Emissionen

Emissionen werden üblicherweise als vppm gemessen und müssen in mg/Nm<sup>3</sup> umgerechnet werden. Die Umrechnung auf mg/Nm<sup>3</sup> kann mit nachfolgender Gleichung erfolgen. Der Umrechnungsfaktor von vppm auf mg/Nm<sup>3</sup> beträgt für CO 1,25.

$$\left[ \frac{mg_{CO}}{Nm^3_{RGtr\ O_2\ Bezug}} \right] = \left[ \frac{ml_{CO}}{Nm^3_{RGtr\ O_2\ Bezug}} \right] (vppm) \cdot \frac{MG_{CO}}{MV} \tag{Gleichung 3-13}$$

$MG_{CO} = 28$  [kg/kmol] Molgewicht

$MV = 22,41$  [Nm<sup>3</sup>/kmol] Molvolumen



Die Umrechnung von Messwerten von einem Sauerstoff-Istwert auf eine Sauerstoff-Bezugsbasis erfolgt mit dem Multiplikationsfaktor  $f$ .

$$f = \frac{21 - O_2 \text{ Bezug}}{21 - O_2 \text{ ist}} \quad \text{Gleichung 3-14}$$

$O_2$  [Vol.-%] Sauerstoffanteil

Oft werden Emissionen auf die Brennstoffenergie oder erzeugte Energie bezogen (Bezugsbasis MJ oder kWh). Für überschlägige Berechnungen gilt für die Bezugsbasis eingesetzte Brennstoffenergie. (Basis Buchenholz mit einem Wassergehalt von 20 %). Für den Bezug auf die erzeugte Wärmemenge ist der Wert mit dem Kessel- oder Jahresnutzungsgrad der Anlage zu dividieren.

$$1 \left[ \frac{mg}{Nm^3_{RGtr\ 13\%O_2}} \right] \approx 0,65 \left[ \frac{mg}{MJ_{Brst.}} \right] \approx 2,34 \left[ \frac{mg}{kWh_{Brst.}} \right] \quad \text{Gleichung 3-15}$$

$$1 \left[ \frac{mg}{Nm^3_{RGtr\ 10\%O_2}} \right] \approx 0,48 \left[ \frac{mg}{MJ_{Brst.}} \right] \approx 1,73 \left[ \frac{mg}{kWh_{Brst.}} \right] \quad \text{Gleichung 3-16}$$

$$1 \left[ \frac{mg}{MJ} \right] \approx 3,6 \left[ \frac{mg}{kWh} \right] \quad \text{Gleichung 3-17}$$

In Tabelle 9-6 im Anhang sind eine Übersicht der Emissionsbereiche und die umgerechneten Werte dargestellt. Es handelt sich um verschiedenen Feuerungen bei verschiedenen Betriebszuständen. Die Anlagen haben keine Abgasreinigung.

Um beispielsweise die Bewertung der absoluten Emissionen durchführen zu können, sind Abgasvolumenwerte erforderlich. Dazu sind berechnete Werte in Tabelle 9-7 im Anhang dargestellt.

### 3.1.6 Lebenswegemissionen von Wärmeerzeugern

Bei Wärmeerzeugern, basierend auf Biomasse, Heizöl oder Strom, können die Emissionen aufgrund der Herstellung als relativ gering bezeichnet werden. Als Faktoren für das Treibhausgaspotenzial wurden jeweils die größeren Werte nach Tabelle 3-3 verwendet. Das relative Treibhauspotenzial verdeutlicht die Relevanz der Emissionen von N<sub>2</sub>O und CH<sub>4</sub> im Vergleich zu CO<sub>2</sub>. In Tabelle 3-3 sind die GWP-Werte (global warming potential) der Gase bezogen auf Masse und einem Zeithorizont von 100

CO <sub>2</sub> -Äquivalent	kg CO <sub>2</sub> /kg
CO <sub>2</sub>	1
N <sub>2</sub> O	296-320
CH <sub>4</sub>	23-24,5

Tabelle 3-3: Relatives Treibhausgaspotenzial [64].

Jahren angegeben. Bei Solarkollektoren sind die Herstellungsemissionen bedeutsam, aufgrund des spezifisch hohen Materialeinsatzes pro erzeugte MWh Wärme. In der Praxis kommen überwiegend Flachkollektoren zur Anwendung. Aus diesem Grund wird die Berechnung auch für einen exemplarischen Flachkollektor durchgeführt. Die Basisdaten dafür werden aus [63] entnommen. Dabei handelt es sich um eine 100 m<sup>2</sup> große Anlage. Aufgrund des Materialmix kann erwartet werden, dass Röhrenkollektoren ähnliche Herstellungsemissionen verursachen. Für die verschiedenen Feuerungen wird als Basis ausschließlich das Material Stahl verwendet und das jeweilige Baugewicht abgeschätzt. Die berechneten Werte werden mit Literaturdaten verglichen. Einen Überblick über für die wichtigsten Energieträger gibt Abbildung

3-15.

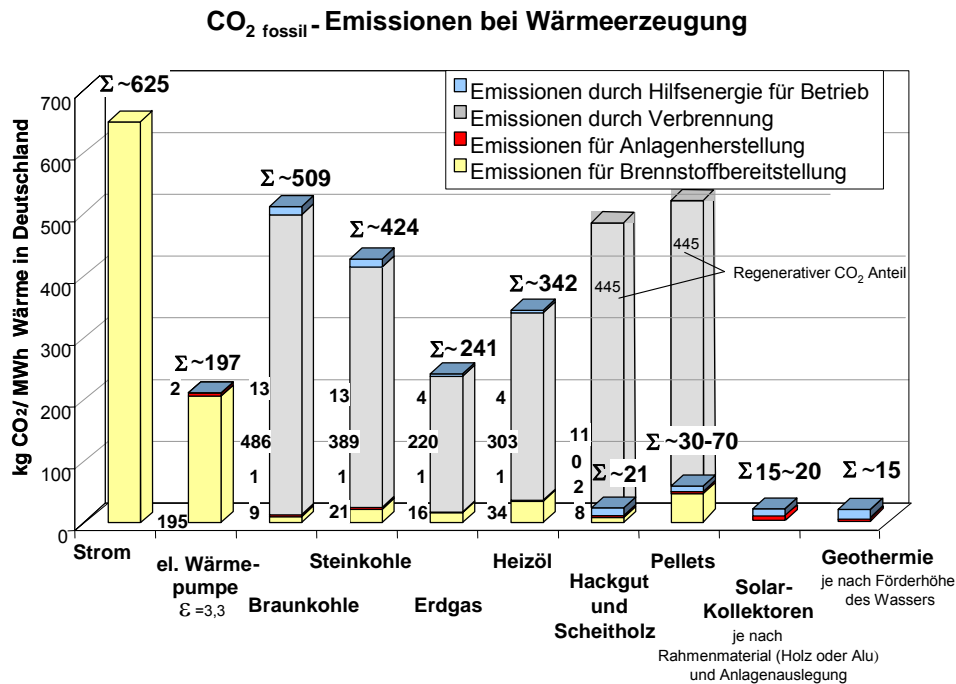


Abbildung 3-15: CO<sub>2</sub>-Lebenswegemissionen je erzeugter Wärmeeinheit. Die Werte stammen aus einer eigenen Zusammenstellung im Rahmen des Projektes [60]. Werte siehe Anhang Tabelle 9-9.

Die Lebenswegemissionen setzen sich aus Brennstoffvorkette, Anlagenerrichtung und Anlagenbetrieb zusammen. Die Errichtung von Nahwärmenetzen und deren Betrieb wird nicht berücksichtigt. Die Vor-

kette beinhaltet die Verarbeitungsschritte Ernte, Transport und Lagerung bzw. zutage Förderung, Aufbereitung und Transport. Als Biomasse wird exemplarisch Fichtenholz verwendet.

KWK-Systeme wurden nicht betrachtet. Bei KWK-Systemen kann sich je nach angewandtem CO<sub>2</sub>-Gutschriftenmodell aufgrund der Stromerzeugung ein negativer CO<sub>2</sub>-Wert ergeben. Bei der Verbrennung von Biomasse ergibt sich die Emissionsreduktion hauptsächlich bei CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und SO<sub>2</sub>. Emissionen wie CO und Staub, sowie Aerosolen (Feinstaub < 1 µm) können je nach Feuerungsgröße und Abgasreinigung gegenüber den Emissionen bei der Verwendung von fossilen Brennstoffen ansteigen. Bei einer entsprechenden Anlagenregelung und Abgasreinigung ist jedoch eine wesentliche Reduktion gegenüber den in den Diagrammen gezeigten Werten möglich. Die Berechnung zeigt, dass trotz der Berücksichtigung der Herstellungsemissionen bei Solarkollektoren durch den Einsatz einer solaren Wärmeerzeugung und durch die Integration eines Pufferspeichers die Schadstoffe CO<sub>2</sub>, CO, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub> und Staub gegenüber Heizöl und Biomasse reduziert werden können. Bei CH<sub>4</sub> und SO<sub>2</sub> zeigen sich gegenüber Biomasse und Heizöl (CH<sub>4</sub>) erhöhte Emissionen, die sich auf den hohen spezifischen Einsatz von Stahl und Aluminium zurückführen lassen. Verbesserte Konstruktionen und andere Werkstoffe (Holzrahmen) können zu einer Reduktion dieser Emissionen beitragen. Abbildung 3-16 zeigt die Ergebnisse der berechneten Lebenswegemissionen für verschiedene Schadstoffe und verschiedene Energiequellen. Dargestellt ist für CO<sub>2</sub> der fossile Anteil. Für die Hackgutheizung 30 kW ist zum Vergleich zusätzlich der biogene (regenerative) CO<sub>2</sub> - Anteil dargestellt. Der als regenerativ angenommene Anteil aus der Verbrennung von Biomasse beträgt etwa 445 kg CO<sub>2</sub>/MWh Wärme, es ergeben sich somit etwa 461 kg CO<sub>2</sub>/MWh Wärme an gesamt CO<sub>2</sub> Emissionen. Für die thermische Solarkollektoranlage ist die Variante mit Alurahmen und mit Holzrahmen dargestellt.

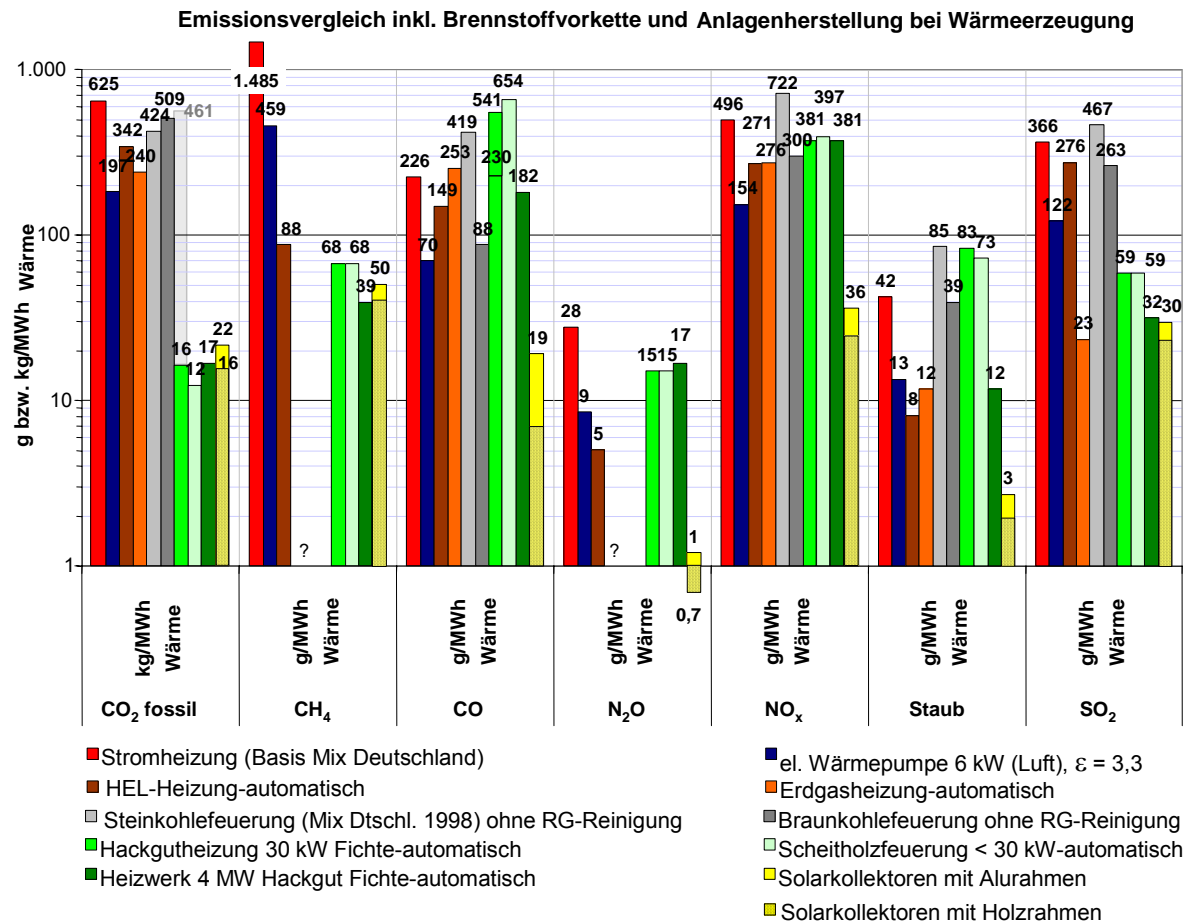


Abbildung 3-16: Lebenswegemissionen verschiedener Wärmeerzeuger ohne Wärmeverteilung. Die Werte stammen aus einer eigenen Zusammenstellung im Rahmen des Projektes [60].

Mit Ausnahme der Staubemissionen ergibt sich bei der Emissionsbilanz eine positive Bewertung von thermischen Solarkollektoren und Biomasseheizwerken im Vergleich zu den fossilen Brennstoffen. Voraussetzung ist allerdings bei Biomassefeuerungen eine möglichst bei Volllast betriebene Feuerung und eine nachhaltige Waldbewirtschaftung, sodass biogenes CO<sub>2</sub>, das durch die Verbrennung von Biomasse entsteht, über den Fotosyntheseweg wieder zu Holz oder Biomasse umgesetzt wird. Durch die Verbrennung von Biomasse und Umsetzung zu CO<sub>2</sub> wird die natürliche Verrottung ersetzt, bei der ebenfalls CO<sub>2</sub> und zusätzlich erhebliche Mengen an CH<sub>4</sub> freigesetzt werden.

Bei der Berechnung der Emissionen ist zu berücksichtigen, dass vor allem die Elemente S und Cl zwischen 40 und 90 % in der Asche in Verbindungen mit Ca, K, Na, Zn, Pb gebunden werden. Die Emission erfolgt dann in Form von Asche und zum Teil als Aerosol. Der verbleibende Rest bildet gasförmiges SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub> und HCl. Stickstoff wird in der Asche nicht gebunden. Auf die Emissions- und Schadstoffproblematik der Asche und deren Nutzungsmöglichkeiten wird im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen. Die Berechnungsergebnisse basieren auf Daten aus [61], [62], [63], [64], [65] und sollen mittlere Verhältnisse für Deutschland darstellen.

### 3.1.7 Abgaskondensation

Die Technologie der Abgaskondensation, auch Rauchgaskondensation genannt, ermöglicht die Rückgewinnung der latenten Wärme, die im Wasserdampf gebunden ist. Damit steht die Abgaskondensation der Technologie der aktiven Brennstofftrocknung mit Abwärme oder solar erwärmter Trocknungsluft gegenüber. Eine Brennstofftrocknung verringert die Effizienz einer Abgaskondensation und widerspricht deswegen dem Einsatz einer Abgaskondensation. Durch die Verwendung einer Abgaskondensation muss die bisher übliche Brennstofflogistik daher überdacht werden. Ohne Abgaskondensation ist man bestrebt, möglichst trockenes Brennmaterial zu verwenden. Die Gründe dafür sind ein höherer Feuerungswirkungsgrad und damit geringerer Brennstoffbedarf, eine bessere und stabilere Verbrennung, die Reduktion von Lagerverlusten (aerobe Abbaureaktionen) und die Unterbindung von Schimmel- und Sporenwachstum. *Just in time* Brennstofflogistik mit einer Biomassebevorratung von maximal 2–3 Wochen Brennstoffbedarf und moderne Vorschubrostfeuerungen und Wirbelschichtfeuerungen ermöglichen es allerdings, Brennstoffe mit einem Wassergehalt von bis zu 50 Gew.-% FS ohne Vortrocknung zu verfeuern. Eine Brennstofftrocknung ist meistens eine sehr investitionsintensive Technologie, deren Gewinn, wie in Abbildung 3-17 ersichtlich, in Form eines besseren Feuerungswirkungsgrades mit 2–4 % Punkten eher gering ausfällt. Dem gegenüber stellt eine Abgaskondensation mit einem Anstieg des Anlagenwirkungsgrades um bis zu 30 % eine wesentlich effizientere Lösung dar. Abbildung 3-18 zeigt den Effekt der Abgaskondensation. Ab dem Taupunkt kommt es zu einem erhöhten Wärmemengenanfall. Normalerweise beträgt die Abgasaustrittstemperatur 140–200 °C, bei 50 % Brennstoffwassergehalt ( $w$ ) ergibt sich dabei eine Wärmenutzung von ca. 13 MJ/kg<sub>TS</sub>. Bei Abkühlung der Abgase unter den Taupunkt können beispielsweise 17 MJ/kg<sub>TS</sub> genutzt werden. Das ist ein Anstieg von ca. 30 %.

Die Leistungssteigerung kann dabei bei einer Abgasabkühlung auf beispielsweise 40 °C und bei einem Brennstoffwassergehalt von 50 % je nach  $\lambda$  ca. 22–28 % betragen. Der Kesselwirkungsgrad beträgt dabei bis zu 114 %. Ein weiterer Nachteil der Brennstofftrocknung ist der Anstieg der Verbrennungstemperatur. Dadurch kann es zu Problemen durch Aschenerweichung und Aschenschmelze an Feuerungswänden, Roststäben, Wärmetauscherflächen und Heißgaszyklonen kommen. Insbesondere bei Wirbelschichtfeuerungen kann es aufgrund des Bettmaterials aus Si zu niedrig schmelzenden Si-K ( $K_2O_4SiO_2$ ) und KCl-Verbindungen kommen (sogenanntes slagging and fouling). Um den Anstieg der Verbrennungstemperatur zu unterbinden, kann eine definierte Menge Abgas vom Abgasweg mit Temperaturen von 100–200 °C zurück in den Brennraum geführt werden (Abgasrezirkulation). Diese Abgase haben nur einen geringen Restsauerstoffgehalt, sodass der Sauerstoffüberschuss begrenzt bleibt ( $NO_x$ -Bildung durch Sauerstoffüberschuss, CO-Bildung durch zu kühle Flamme), und sind bereits auf einem höheren Temperaturniveau gegenüber der Verbrennungsluft, sodass eine bessere Vermischung mit heißen Abgasen im Brennraum möglich ist (Vermeidung von Strahlenbildung).

Die Verwendung von feuchtem Brennstoff mindert dieses Problem aufgrund des zu verdampfenden Wassers. Die Verbrennungstemperatur wird gesenkt und die zu rezirkulierende Abgasmenge kann verringert werden. Außerdem stellt eine Abgaskondensation eine effiziente Abscheidungsstufe für Staubpartikel dar. Es erfolgt dadurch eine effiziente Abscheidung von Schwermetallen und Dioxinen, die an der Oberfläche der Aschepartikeln kondensieren und ansonsten mit dem Flugstaub ausgebracht werden. Die Vorentstaubung erfolgt üblicherweise zumindest in einem Multizyklon (Reststaubgehalt 80–150 mg/Nm<sup>3</sup><sub>13 % O<sub>2</sub></sub>), nach der Abgaskondensation sind Partikelemissionen von weniger als 50 mg/Nm<sup>3</sup><sub>13 % O<sub>2</sub></sub> möglich. Der Fraktionsabscheidegrad der Abgaskondensationsanlage

erreicht je nach Partikelgröße 30 bis etwa 70 %. Aerosole  $< 0,5 \mu\text{m}$  werden mit einer Abgaskondensation jedoch nur geringfügig abgeschieden. Der schwermetallreiche Kondensatschlamm ist durch Sedimentation vom Kondensatwasser zu trennen und zu deponieren oder in der Bauindustrie als beigemischtes Produkt verwertbar.

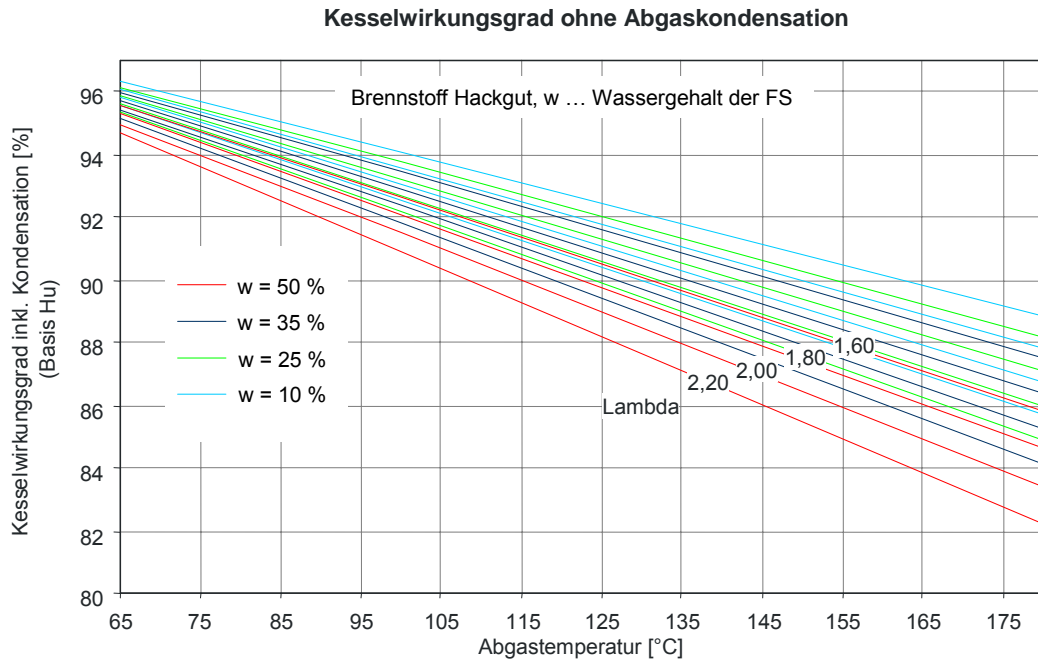


Abbildung 3-17: Kesselwirkungsgrad ohne Abgaskondensation bezogen auf den unteren Heizwert als Funktion der Abgastemperatur, des Wassergehalts im Brennstoff und des Sauerstoffanteils im Abgas. Die Werte stammen aus eigenen Berechnungen.

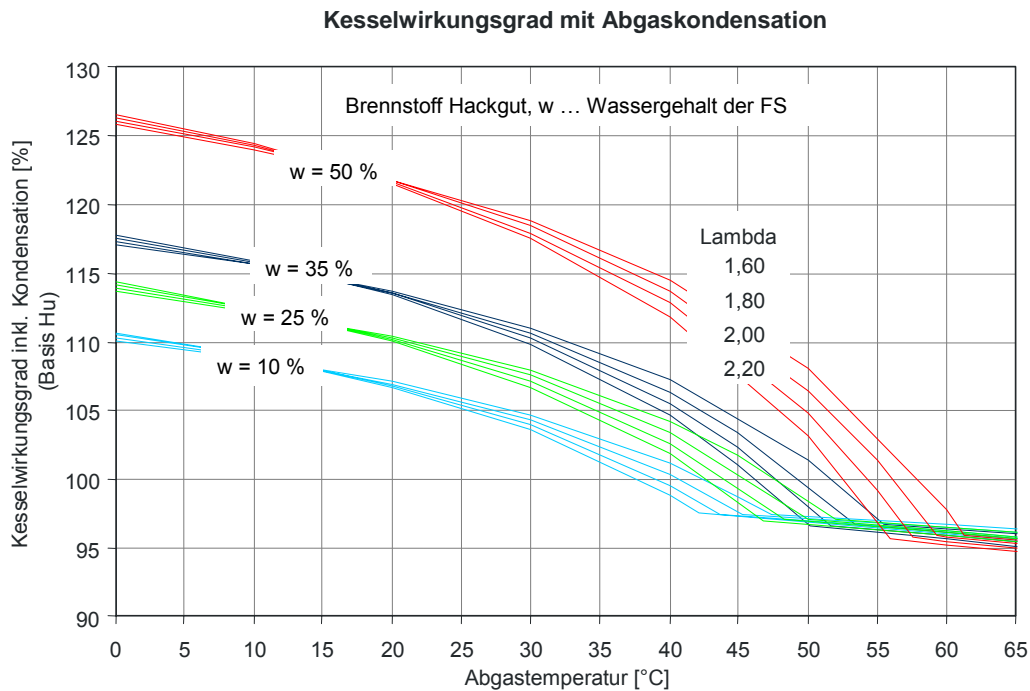


Abbildung 3-18: Kesselwirkungsgrad bei Abgaskondensation bezogen auf den unteren Heizwert als Funktion der Abgastemperatur, des Wassergehalts im Brennstoff und des Sauerstoffanteils im Abgas. Die Werte stammen aus eigenen Berechnungen.

Durch die Anlagenkonfiguration, insbesondere durch die Verbrennungsführung, Abgasführung und Abgasreinigung, kann die Schwermetallbelastung der Grob- und Zyklonflugasche reduziert werden [108] und eine Aschenausbringung als Dünger für landwirtschaftlich genutzte Flächen unterstützt werden. Im Kondensatschlamm liegen vor allem die Elemente Cd, Zn, Cu, Hg, Ni und Pb in hohen Konzentrationen vor. Zur Ausbringung von Kondensatschlamm auf landwirtschaftliche Böden (nicht Wald) sind diverse Grenzwerte zu beachten (Klärschlammverordnung, Aschemerkblatt) [110]. Pro MWh erzeugter Wärme im Kessel ist mit etwa 0,01–0,3 kg Schlamm TS und 150–600 Liter Kondensat zu rechnen, bei kleineren Anlagen beträgt die Kondensatmenge etwa 50 (Holzpellets  $w = 10\%$ ) bis 130 Liter (Hackgut  $w = 30\%$ ). Im Kondensatwasser liegen Zn, Cd und Hg abhängig vom pH-Wert des Kondensates in hohen Konzentrationen vor. Der pH-Wert des Kondensates liegt üblicherweise zwischen pH 6 und pH 8. Je nach Cl-Gehalt im Brennstoff ist aber auch ein pH-Wert von ca. 2 (beispielsweise Stroh, Miscanthus) bis 6 (Fichtenhackgut) möglich. Das Kondensatwasser muss eventuell vorbehandelt werden (pH-Wert Einstellung ca. 7,5–8,5), bevor es einer Kanalisation oder einem Fließgewässer zugeführt werden darf. Gemäß Arbeitsblatt ATV-DVWK-A 251: Kondensat aus Brennkesseln, ist in Deutschland bis 200 kW Kessel-Nennwärmeleistung keine Neutralisation erforderlich. [108], [109]

Das nachfolgend beschriebene Abgaskondensationssystem findet häufig Anwendung (Abbildung 3-19). Das System besteht im Wesentlichen aus drei Stufen.

#### Stufe 1 (Economiser):

In der 1. Stufe (Economiser) erfolgt die Abkühlung der Abgase von der Kesselaustrittstemperatur mit 140–200 °C auf etwa 60–70 °C und die Rückgewinnung der fühlbaren (sensiblen) Wärme mit einem Wärmetauscher durch den Hochtemperatur-Netrücklauf. Bei Abkühlung der Abgase durch

Wassereindüsung kühlt das Abgas bei gleichzeitiger teilweiser Aufsättigung mit Wasser auf 75–90 °C ab, wobei die Kondensationstemperatur der Abgase ebenfalls auf etwa 75 °C ansteigt.

#### Stufe 2 (Kondensator):

In der 2. Stufe (Kondensator) erfolgt die Abkühlung der Abgase unterhalb der Kondensationstemperatur auf etwa 40–55 °C und die Rückgewinnung eines Teiles der latenten Wärme mit einem Niedertemperatur-Wärmetauscher. Damit kann ein vorhandener Niedertemperaturverbraucher (Gärtnerei, Niedertemperaturheizung, Hallenbad) versorgt werden. Bei einem gut ausgelegten Nahwärmenetz mit niedriger Netzzrücklauftemperatur von 30–45 °C kann als Niedertemperatur-Netzzrücklauf der normale Netzzrücklauf verwendet werden. Die Effizienz einer Abgaskondensation hängt primär von der Abgastemperaturabsenkung in dieser Stufe ab.

#### Stufe 3 (LUVO):

In der 3. Kondensationsstufe (LUVO) kann das, auf etwa 35–45 °C im Kreuzstromwärmetauscher abgekühlte Abgas dazu verwendet werden, Frischluft für Verbrennungs-, Brennstoff-trocknungs- oder Entschwadungsluft auf etwa 30–40 °C vorzuwärmen. Die Entschwadungsluft wird dem Abgas nach dieser Stufe beigemischt, um die Abgase zu verdünnen, die Kondensationstemperatur dadurch anzuheben und die Strömungsgeschwindigkeit aufgrund des verringerten thermischen Auftriebes wieder zu erhöhen. Damit wird versucht Kondensationserscheinungen im weiteren Abgasrohrsystem und im Kamin zu verhindern. Ein weiterer zusätzlicher Aspekt bei der Abgaskondensation mit anschließender Entschwadung ist die Vermeidung einer Wasserdampfschwade am Kaminaustritt bis etwa -5 °C. Insbesondere für Fremdenverkehrsregionen ist das ein wünschenswerter optischer Effekt.

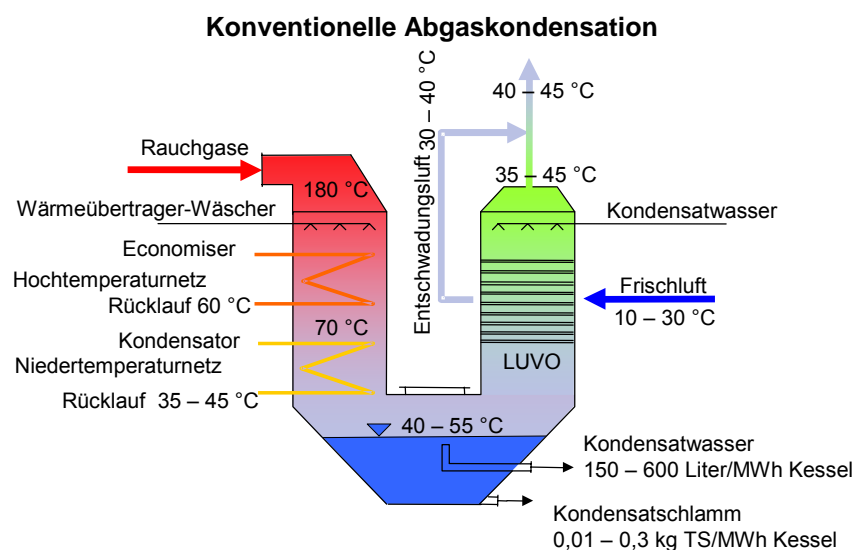


Abbildung 3-19: Dreistufige Kondensation mit Economiser, Luftvorwärmung und Entschwadung.

Um den Betrieb der oftmals nur kosmetischen Entschwadung so gering wie möglich zu halten, können Sensoren eingesetzt werden, um die Entschwadung während der Nachtzeiten automatisch abzuschalten. Die Energiemengen aus Economiser (ohne Kondensation) und Kondensationsstufe inklusive weitere Abgasabkühlung im LUVO stehen dabei beispielsweise in folgendem Verhältnis:



Brennstoffwassergehalt w	40 %	40 %	50 %
Taupunkt des Abgases	57 °C	57 °C	61 °C
Abgasabkühlung auf	45 °C	30 °C	30 °C
Energieanteile bezogen auf Kesselleistung			
- Kessel	100 %	100 %	100 %
- Economiser	10 %	11 %	12 %
- Kondensationsstufe	12 %	19 %	26 %
Leistungssteigerung bzw. Wirkungsgradsteigerung gegenüber Feuerung mit 180 °C Austritt, $\lambda = 1,6$ .	22 %	29 %	38 %

Tabelle 3-4: Kennzahlen von Abgaskondensationsanlagen nach eigenen Berechnungen.

Der Taupunkt der Abgase ist neben dem Wassergehalt vor allem vom Verbrennungsluftverhältnis  $\lambda$  abhängig. Durch die Verwendung einer oben beschriebenen Abgaskondensationsanlage können Anlagenwirkungsgrade zwischen etwa 100 und 117 % erreicht werden. Mit der Installation der 1. Stufe alleine (Economiser) kann ein Anlagenwirkungsgrad von etwa 95 % erreicht werden. Das entspricht einer Verbesserung um 8–10 % Punkte im Vergleich zu einer Anlage ohne Economiser. Voraussetzungen für eine effiziente Abgaskondensation sind eine passende Wärmeabnahme, ein ausreichender Wassergehalt im Brennstoff ( $w > 30 \%$ ), ein geringes Lambda von 1,4–1,8 und eine gute Verbrennungsqualität.

Die Wärmetauscherflächen des LUVOs und des Economisers werden in kontinuierlichen Zeitabständen (1-2 mal täglich) durch Besprühen mit Kondensatwasser aus dem Sedimentationsbecken von Staubablagerungen gereinigt, falls keine dauernde Quenchung der Abgase erfolgt. Bei der Abgasquenchung mit Frischwasser oder Kondensatwasser erfolgt eine teilweise Aufsättigung des Abgases. Das Abgas wird durch das Verdampfen des Wassers auf etwa 75 °C abgekühlt und die sensible Wärme auf hohem Temperaturniveau in latente Wärme auf niedrigerem Temperaturniveau *umgewandelt*. Die Vorteile der Quenchung sind:

- Nasse Betriebsart in der Abgaskondensationsanlage, wodurch das Austrocknen und die Aufkonzentrierung der Säure an Metalloberflächen verhindert wird.
- Intensive Vermischung von Kondensatwasser und den alkalischen Aschepartikeln K, Na, Ca, wodurch eine bessere Neutralisierung des ablaufenden Kondensatwassers erfolgen kann.
- Das Lösen von Chloriden,  $\text{SO}_2$  und  $\text{NH}_3$  im Wasser, wodurch auch die Anwendung des SNCR-Verfahrens im Bereich der Feuerung begünstigt wird.

Bei Teillastbetrieb entstehen bei der Verbrennung unverbrannte Rückstände wie CO und CH. Diese lagern sich in der Abgaskondensationsanlage als Ruß ab. Es ergibt sich daher bei Teillast unter Umständen ein erhöhter Waschbedarf der Wärmetauscherflächen. Aus Korrosionsgründen sollten die Anlagen aus Edelstahl gefertigt werden. Die Wärmetauscherrohre des LUVOs werden aufgrund der hohen Korrosivität (oftmaliges Austrocknen der Rohroberflächen) auch aus Glas oder SiC gefertigt.

Um Staubablagerungen in den Glasrohren zu vermeiden, wird bei der Luftvorwärmung frische Außenluft direkt angesaugt. Die Ansaugung der Außenluft erfolgt aufgrund des dauernden Unterdruckes im Heizhaus. Die vorgewärmte Luft wird danach aus dem Deckenbereich des Gebäudes als Verbrennungsluft angesaugt.

Der Feststoffanteil im Kondensatwasser ist unter anderem abhängig von der Konstruktion der Abgaskondensation, der Betriebsweise der Kondensatwassereindüsung und dem Ort des Kondensatwasserablaufes (am Boden oder am Wasserspiegel). Eine erste Sedimentation des Feststoffanteiles erfolgt im Kondensatwassersammelbehälter der Abgaskondensationsanlage selbst. Der Kondensatschlamm wird diskontinuierlich über einen Ablassstutzen abgelassen oder mittels mobiler Schlammpumpe abgezogen. Ein zusätzlich nachgeschaltetes Sedimentationsbecken kann die Partikelfracht im Kondensatwasser zusätzlich erheblich reduzieren.

Der Einsatz einer Abgaskondensation erfolgt derzeit ab einer Feuerungsleistung von ca. 500 kW. Mittlerweile sind auch vereinfachte Kondensationssysteme für Feuerungsleistungen 15–100 kW am Markt erhältlich. Vorteile für kleine und mittlere Anlagen sind darin zu sehen, dass die Abgaskondensation gleichzeitig eine Entstaubungs- und Abgasreinigungsanlage darstellt und eine zusätzliche Entstaubung bei kleineren Anlagen entfallen kann.

Hersteller von Kondensationsanlagen sind:

- Scheuch, Österreich, [www.scheuch.at](http://www.scheuch.at)
- V.A.S., Österreich, [www.vas.co.at](http://www.vas.co.at)
- Kohlbach, [www.kohlbach.at](http://www.kohlbach.at)
- Götaverken Miljö, Schweden, [www.gotaverkenmiljo.se](http://www.gotaverkenmiljo.se)
- Svensk Rökgasenergi, [www.sre.se](http://www.sre.se)
- Bomat, Deutschland, [www.bomat.de](http://www.bomat.de) (nur Kleinanlagen)
- Schröder Abgastechnologie, [www.schraeder.com](http://www.schraeder.com) (nur Kleinanlagen)
- Bschor GmbH, [www.carbonizer.de](http://www.carbonizer.de) (nur Kleinanlagen)
- SGL CARBON GmbH, [www.sglcarbon.com](http://www.sglcarbon.com) (nur Kleinanlagen)
- Ökofen Pelletsheizung, [www.oekofen.at](http://www.oekofen.at) (nur Kleinanlagen)

### **Kosten für Kondensationssysteme**

Die Kosten für Kondensationsanlagen werden in der nachfolgenden Abbildung bezogen auf die Biomasse-Kesselleistung. Ab 800 kW Kesselleistung steigen die Kosten für die Kondensation stark an.

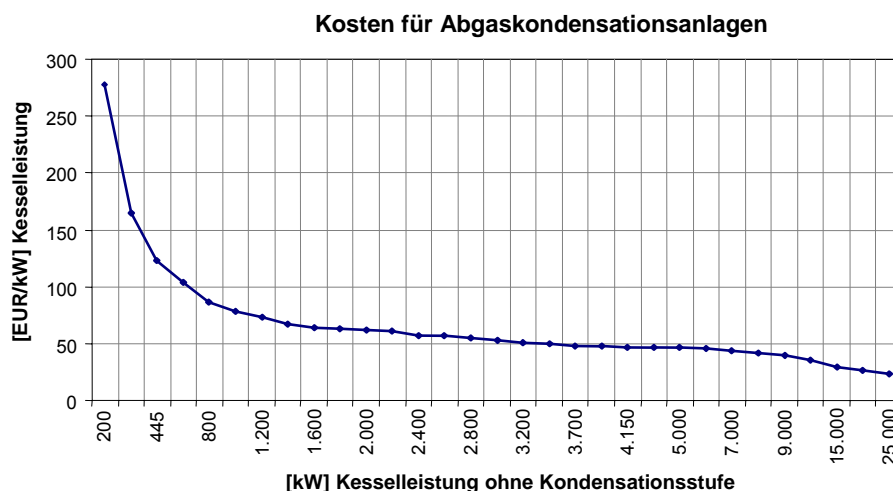


Abbildung 3-20: Erforderliche finanzielle Aufwendungen für Abgaskondensationsanlagen. Die Werte stammen aus einer eigenen Zusammenstellung im Rahmen des Projektes [116].

Die Kosten beinhalten Eco und Kondensationsteil, Einbauplanung durch Hersteller, Transportkosten und Montage, Inbetriebnahme, E-Technik, Elektroinstallation, Gehäuse ohne Isolierung, ohne Kamin, ohne Aerosolelektrofilter.

## 3.2 Stand der Technik der Wärmeverteilung

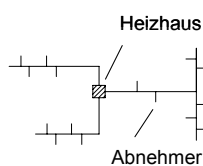
Die Kosten eines Nahwärmenetzes betragen rund 35–60 % der Gesamtkosten einer Biomasse basierenden Nahwärmeversorgung. Wärmeverteilnetze können aus unterschiedlichen Rohmaterialien bestehen und mit unterschiedlicher Verlegetechnik hergestellt werden.

### 3.2.1 Nahwärmenetz

In der Regel werden bei mittleren und kleineren Netzen die Nahwärmenetze als sogenannte Strahlnetze, vergleichbar einer Baumstruktur ausgehend von einem Heizhaus, ausgeführt. Das stellt eine günstig und regeltechnisch handhabbare Lösung dar. Komplexe Ring- oder Maschennetze, bei denen mehrere verschiedene Wärmeerzeuger an verschiedenen Standorten eingebunden werden, sind dagegen seltener. Tabelle 3-4 zeigt die unterschiedlichen Netzbauvarianten.

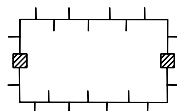
#### Netztypen

##### Strahlnetz



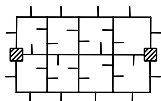
- für kleinere und mittlere Netzanlagen
- ergibt die geringste Trassenlänge
- günstige und einfache Netzvariante

##### Ringnetz



- Wärmeerzeuger an verschiedenen Orten möglich
- für kleinere und mittlere Netzanlagen
- teure Netzvariante
- hohe Versorgungssicherheit
- einfach erweiterbar

##### Maschennetz



- für große Netzanlagen
- Wärmeerzeuger an verschiedenen Orten möglich
- Ergibt ein langes Leitungsnetz
- teure Netzvariante
- optimale Versorgungssicherheit möglich

Tabelle 3-5: Verschiedene Netztypen.

Die bereits werkseitig wärmege­dämmt­en Nahwärmerohre unterscheiden sich primär in den verwendeten Materialien für das innere Mediumrohr. Bei allen Rohrarten sind die Rohrstatik und Dehnungsmöglichkeiten des Rohrsystems unterschiedlich. Ein Überblick zu den am Markt verfügbaren Rohrsystemen wird in Tabelle 3-6 gegeben.

### **Medienrohr**

Als Werkstoffe kommen bei Stahlrohren meist Baustähle (St 37 bis St 52) zum Einsatz. Ausführungen in Edelstählen 1.4301 (V2A) und 1.4571 (V4A) sind ebenfalls erhältlich. Kunststoffrohre werden meist aus kreuzvernetztem hoch belastbarem, aber nicht schweißbarem Werkstoff Polyethylen hergestellt (PEX-Rohre ohne Isolation  $\lambda = 0,38 \text{ W/mK}$ ). Seltener kommt das schweißbare Polybutylen (PB-Rohr ohne Isolation  $\lambda = 0,22 \text{ W/mK}$ ) als Medienrohr zum Einsatz.

### **Isolation**

Die Rohre sind werkseitig wärmege­dämmt. In die Isolationen können elektrisch leitende Drähte eingebunden werden, die eine kontinuierliche Überwachung der Dichtigkeit der Netzleitung gewährleistet. Zusatzteile wie Muffen, Bögen, Ventile, Kompensatoren usw. müssen meist extra bei der Montage mit vorgefertigten Dämmformen gedämmt werden. Die Rohrisolation wird meist kraftschlüssig mit dem Medienrohr und Mantelrohr verbunden und besteht aus Fluor-Chlor-Kohlenstoff (FCK)-freiem Polyurethan-Hartschaum (PUR). Die Herstellung erfolgt entweder unter Verwendung von  $\text{CO}_2$  als Schaumtreibstoff (Isolation  $\lambda = 0,030 \text{ W/mK}$ ) oder unter Verwendung von Zyklopentan als Treibstoff (Isolation  $\lambda = 0,025\text{--}0,0275 \text{ W/mK}$ ). Durch die Verringerung der Zellgrößen und Optimierung der Schaumdichte ergibt sich eine Wärmeleitfähigkeit von  $\lambda = 0,024\text{--}0,022 \text{ W/mK}$ . Die Qualität der Isolation ist abhängig von der Porengröße im Isolationsmaterial (max. 0,5 mm), der Schaumdichte (ca.  $60 \text{ kg/m}^3$ ), der Gaszusammensetzung in den Poren und der Gasdichtigkeit des Medien- und Mantelrohrs. [33], [34], [37]

### **Diffusionssperre**

Die Isolationseigenschaft unterliegt einem Alterungsprozess aufgrund von Diffusion von Zellgasen aus der Poren heraus und durch Wasserdiffusion bei PEX-Rohren. Die Zellgase entweichen durch das Mantelrohr, ebenso wie das Wasser, das durch die Isolation hindurch diffundiert. Diffusionsdichte Folien zwischen Mantelrohr und Isolation (beispielsweise Aluminiumfolien) blockieren die Wasserdiffusion durch den Schaum und führen zu einer Durchfeuchtung der Isolation. Das Gas in den Zellen besteht aus etwa 55 %  $\text{CO}_2$  ( $\lambda = 0,017 \text{ W/mK}$ ), 40 % Zyklopentan ( $\lambda = 0,012 \text{ W/mK}$ ) und 5 % Luft ( $\lambda = 0,027 \text{ W/mK}$ ). Um das gut isolierende Zellgas zu erhalten, ist eine wasserdampfdurchlässige Zellgas-Diffusionssperre erforderlich. Beispielsweise wird eine Folie aus Ethen-Vinylalkohol-Copolymer (EVAL) zwischen Mantelrohr und Isolation kraftschlüssig eingebaut.

### **Mantelrohr**

Das Mantelrohr besteht aus bruchfestem Polyethylene-High-Density (PEHD,  $\lambda = 0,43 \text{ W/mK}$ ).

## Rohrsysteme

---

### Starres Kunststoffverbundmantelrohr KMR

- Stahlmediumrohr als Einzel- oder Doppelrohr
- Isolation
- Kunststoffmantelrohr



- robust und meist verlegtes Rohrsystem
- große Längenänderung durch Wärmeausdehnung
- aufwendige Rohrstatik und Kompensation erforderlich
- thermisch vorgespannt verlegbar
- für Temperaturen bis 155 °C und 25 bar einsetzbar
- DN 20–DN 1.000 und bis 16 m Rohrstangenlängen
- Verbindungen über Muffen und Schweißen
- Spezialformen wie Doppelrohre erhältlich bis DN 150
- Hausanschlussleitungen, Unter- und Hauptverteilung

### Flexible Kunststoffmedienrohre PMR

- Kunststoffmediumrohr als Einzel- oder Doppelrohr
- Isolation
- Kunststoffmantelrohr



- geeignet für Unterverteilung und Hausanschlussleitungen in Kombination mit KMR als Hauptstrangleitungen
- erhältlich bis DN 100
- schnelle und kostengünstige Verlegung von der Rolle bis DN 100 möglich
- Spezialformen wie Doppelrohr erhältlich bis DN 50
- flexible Leitungsführung möglich
- teure Formstücke
- Verschraubungen oder günstigere Presskupplungen
- kleine Biegeradien bis zu einem Meter möglich
- Selbstkompensation der Wärmeausdehnung
- begrenzt für 80 °C, 6 bar (kurzzeitig 95 °C)

### Flexible Metallmedienrohre MMR

- Stahlmediumrohr als Einzelrohr
- Isolation
- Kunststoffmantelrohr



- Verlegung von der Rolle, erhältlich bis etwa DN 150
- Selbstkompensation der Wärmeausdehnung möglich
- bevorzugt für Hausanschlussleitungen verwendet
- flexible Leitungsführung
- teure Formstücke
- Verbindungen über Muffen und Schweißen
- begrenzt für 130 °C und 5 bar (teilweise 25 bar)

Tabelle 3-6: Verschiedene Rohrsysteme. Bildmaterial [27].

Die Investitionskosten werden neben den Material-, Rohr- und Grabungskosten auch durch die Art der Netzverlegung beeinflusst. Bei kleinen Netzen kann bei geeignetem Gebäudebestand die Leitung zum Teil kostengünstig im Kellerbereich verlegt werden. In Tabelle 3-7 sind die verschiedenen Verlegearten von Rohrleitungen aufgeführt.

**Verlegearten**

Standard-Trassenverlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nutzung öffentlicher Wege und Grundgrenzen</li> <li>▪ große Anschlussflexibilität</li> <li>▪ viele Abzweigungen</li> <li>▪ ergibt ein langes Leitungsnetz bei dichter Bebauung</li> <li>▪ teure Netzvariante</li> </ul>
Haus zu Haus Verlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gruppierung von Häusern</li> <li>▪ geringe Anzahl von Abzweigungen nötig</li> <li>▪ geringer Anschlussflexibilität</li> </ul>
Kellerverlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sonderform der Haus zu Haus Verlegung</li> <li>▪ ergibt ein kurzes Leitungsnetz</li> <li>▪ bei Kellerverlegung keine Tiefbauarbeiten erforderlich</li> <li>▪ kostengünstige Möglichkeit eines Nahwärmenetzes</li> <li>▪ einfache Wartung, da zugänglich</li> </ul>
Einschleif-Trassenführung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Haus zu Haus Verlegung mit flexiblen Rohrsystemen</li> <li>▪ geringe Anzahl von Abzweigungen nötig</li> <li>▪ geringe Anschlussflexibilität</li> </ul>
Freiverlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ einfach und kostengünstig</li> <li>▪ einfache Wartung da zugänglich</li> <li>▪ aus optischen Gründen problematisch</li> </ul>
Grabenlose Verlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ zur Querung von Bahntrassen und Autobahnen</li> <li>▪ bis etwa DN 150 möglich</li> <li>▪ aufwendig und hohe Kosten</li> </ul>
Kanalverlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ nur für große Rohrdurchmesser</li> <li>▪ verursacht sehr hohe Kosten</li> </ul>
Flachverlegung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ ohne definiertes Gefälle,</li> <li>▪ ohne Entlüftungseinrichtungen an Hochpunkten</li> <li>▪ ohne Schachtbauweise</li> <li>▪ oft verwendet, da kostengünstig</li> </ul>

Tabelle 3-7: Verschiedene Möglichkeiten der Rohrverlegung.

Aufgrund der geringen Rohrdurchmesser besteht die Möglichkeit günstige Kunststoffrohre (PMR, PEX Rohre) und günstige Pressrohrverbindungen zu verwenden. Kleine Netze verursachen dadurch im Vergleich zu konventionellen Nahwärmenetzen in der Regel geringere spezifische Investitionen.

Die Dimensionierung eines Nahwärmenetzes sollte aus Erfahrung nur auf den jeweils gesicherten Bedarf erfolgen. Dieser gesicherte Bedarf (Vollausbau) sollte spätestens nach einigen Betriebsjahren erreicht werden. Der Biomassekessel sollte bei Inbetriebnahme mindestens 2.000 und nach einigen Betriebsjahren mindestens 4.000 [28] Volllaststunden erreichen, damit ein wirtschaftlicher Betrieb der Biomasseanlage möglich ist. Dabei sollte der Netzwirkungsgrad mindestens 75 % betragen. Gründe für höhere Wärmeverluste und Kosten bei Nahwärmenetze sind zu geringe Temperaturspreizung, zu große Rohrdurchmesser, hohe Rohrkräfte, die höherwertiges Rohrmaterial und Rohrverbindungen erfordern, große Leitungslängen und eine geringere Anschlussdichte. Nachfolgend werden in Tabelle 3-8 einige Beispiele gezeigt:

Anlage	Sommerbetrieb	Spitzenlast	Jahresmittel
Einfamilienhausbebauung		7–15 %	14–35 %
Reihenhausbebauung		3–7 %	8–18 %
Mehrfamilienhausbebauung		2–7 %	6–14 %
Biomassenahwärmenetze Österreich bis 2002			17–33 %
AGFW Statistik über 843 Netze			11 %
Eibiswald 1998 VL 70–95 °C, RL 50–60 °C	65 %		20 %
Bildein 1996 mit Nachtabsenkung um 10 °C VL 70–80 °C, RL 40–50 °C	64–70 %	19 %	29 %
Bildein 1997 Sommerintervallbetrieb und Nachtabsenkung um 10 °C, VL 70–80 °C, RL 40–50 °C	55–60 %		
Deutsch Tschantschendorf 1995/96 Sommerintervallbetrieb und Nachtabsenkung um 10 °C, VL 70–80 °C, RL 35–50 °C	47–49 %	9 %	19 %
Deutsch Tschantschendorf 1996/97 Sommerintervallbetrieb und Nachtabsenkung um 20 °C, VL 60–80 °C, RL 40 °C	45 %		

Tabelle 3-8: Netzverluste verschiedener Nahwärmenetze. Eibiswald, Bildein und Deutsch-Tschantschendorf sind solarthermisch unterstützte Biomassenahwärmenetze, [30], [31], [32] und eigene Berechnungen.

Für den Sommerbetrieb sind die meisten Nahwärmenetze überdimensioniert und die Netzverluste dementsprechend hoch. Das wird besonders deutlich bei den beiden, von der AEE-Gleisdorf analysierten solar unterstützten Biomassenahwärmanlagen Bildein und Deutsch-Tschantschendorf. Die vom Planer ausgelegte Netzurücklauf-temperatur von 25–35 °C im Sommer konnte bei weitem nicht erreicht werden. Die Netzverluste während des Sommerbetriebes betragen 45–70 %. Die Gründe dafür dürften einerseits im geringen Wärmebedarf während der Sommerzeit liegen, andererseits wirkt sich eine hohe Netzvorlauf- und Rücklauf-temperatur negativ auf die Wärmeverluste aus. Durch Nachtabsenkung, Netzintervallbetrieb im Sommer zum Laden der dezentral installierten Brauchwasserwärmespeicher in den Häusern und durch *Ausschieben* des restlichen Warmwassers aus dem Netz mit kühlerem Wasser aus dem Pufferspeicher nach dem jeweiligen Intervallladebetrieb konnten die Netzverluste im Sommer reduziert werden. In Deutsch-Tschantschendorf beispielsweise wird das Netz vier Tage in der Woche für drei Stunden am Tag betrieben. Die erste Stunde dient zur Erwärmung des Netzes und in den restlichen zwei Stunden erfolgt die Beladung der dezentralen Brauchwasserwärmespeicher. Die Netzverluste konnten dadurch um etwa 10 % Punkte in der Sommerzeit reduziert werden. Die Nachteile dieses Betriebsregimes sind jedoch ein erhöhter Regelaufwand und erhöhte Materialbelastungen durch oftmalige Temperaturschwankungen im Rohrsystem. Die Reduktion der Netzverluste während des Sommerbetriebes könnte durch Optimierung der Zeitdauer und der Zeitintervalle der Intervallladung von dezentralen Brauchwasserwärmespeichern und durch weitere Absenkung der Netzurücklauf-temperaturen noch verbessert werden. Dazu sind jedoch genauere Informationen über den

Ladezustand von dezentralen Brauchwasserspeichern erforderlich. Eine weitere Verfeinerung der Intervallbeladung ist möglich, wenn die angeschlossenen Brauchwasserspeicher nach Netzteilsträngen getrennt nacheinander oder nach Gruppenbedarf individuell beladen werden. In [35] wird beispielsweise für ein Nahwärmenetz gezeigt, dass die Variante mit solarer Unterstützung und Intervallbeladung der Brauchwasserspeicher in Teilsträngen die energetisch beste Nahwärmeversorgung darstellt. Bei durchgängigem Betrieb des Netzes stellt ein Durchflusssystem zur Brauchwassererwärmung nach diesem Modell die bessere Methode dar.

In Abbildung 3-21 Abbildung 3-24 sind eigenen Berechnungen im Rahmen des Projektes [19] zu Netzverlusten von konventionellen Netzen und von Netzen mit dezentralen Pufferspeichern dargestellt. Der Einsatz dezentraler Pufferspeicher wird in Abschnitt 4.2 näher diskutiert. Die geringeren Netzverluste bei dezentralen Speichersystemen resultieren aus kleineren Netzleitungen aufgrund kleinerer zu übertragenden Leistungen und geringeren Vor- und Rücklauftemperaturen. Die Vorlauftemperaturen für konventionelle Netze betragen bei dieser Betrachtung etwa 90 °C. Ersichtlich ist das Potenzial, Netzverluste durch Reduktion der Vorlaufemperaturabsenkung zu reduzieren. Abbildung 3-22 und Abbildung 3-24 zeigen zusätzlich, dass die spezifischen Verluste stark durch den Grad der Trassenbelegung bestimmt werden. Auch unterscheidet sich der Netzverlust bei Auslegungstemperatur deutlich vom Jahresmittelwert.

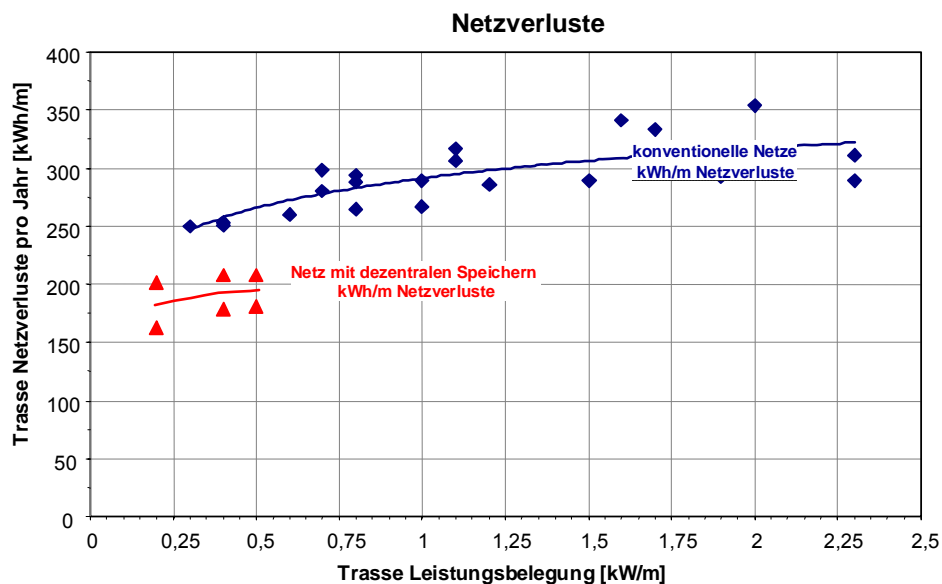


Abbildung 3-21: Berechnete Verluste von Nahwärmenetzen in kWh/m Trasse als Funktion der angeschlossenen Wärmeleistung nach eigenen Berechnungen.



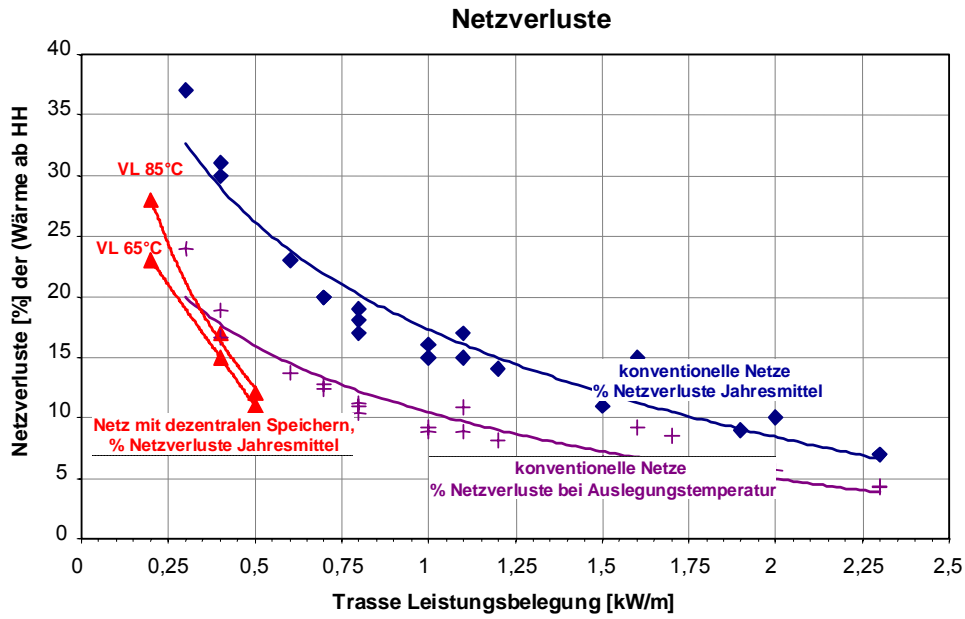


Abbildung 3-22: Berechnete Verluste von Nahwärmenetzen in % der Wärme ab Heizhaus (HH) als Funktion der angeschlossenen Wärmeleistung nach eigenen Berechnungen.

VL ... Vorlauftemperatur für Systeme mit dezentralen Speichern

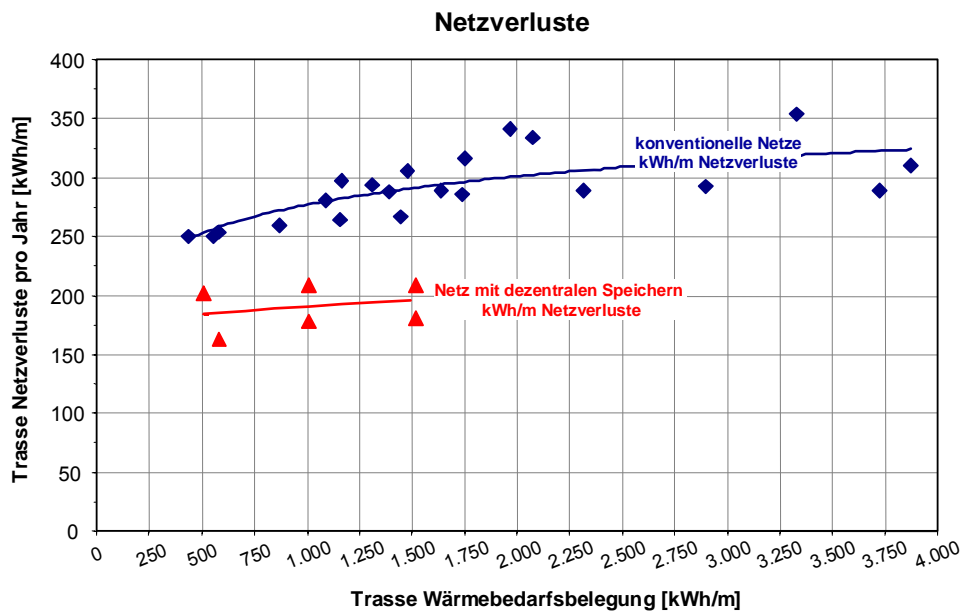


Abbildung 3-23: Berechnete Verluste von Nahwärmenetzen in kWh/m Trasse als Funktion der abgenommenen Jahresenergie nach eigenen Berechnungen

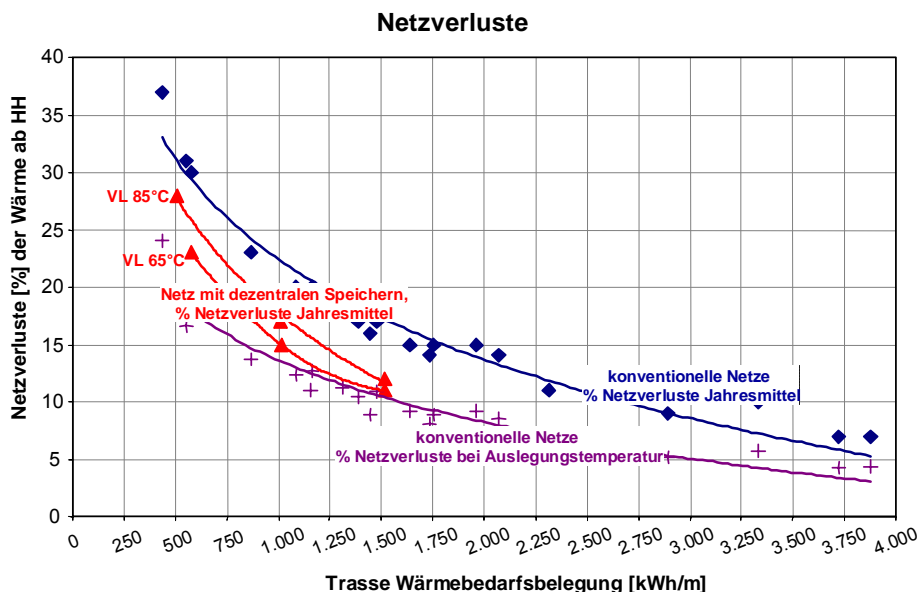


Abbildung 3-24: Berechnete Verluste von Nahwärmenetzen in % der Wärme ab HH als Funktion der abgenommenen Jahresenergie nach eigenen Berechnungen.

Einen wesentlichen Anteil an den Netzkosten haben die Grabungskosten und die Kosten der Oberflächenwiederherstellung. Diese betragen pro Trassemeter zwischen 55 EUR (günstig Preis bei DN 25) über 130 EUR bei DN 150 und etwa 260 EUR bei DN 500. Bei schwierigem Untergrund, vielen vorhandenen Leitungen (Datenleitungen, Kanal, ...) oder aufwendiger Oberflächenbeschaffenheit (Pflastersteine) kann dieser Wert auch bis zum Dreifachen ansteigen. Detaillierte Werte zu Leitungskosten, Kosten für zusätzliche Bauteile wie Bögen, Abzweiger, Dehnkissen, Ventile usw. und Grabungskosten in Abhängigkeit der Rohrdurchmesser sind im Rahmen des Projektes [116] in die Datenbank des Programms RDesign implementiert worden. In Abbildung 3-25 sind mittlere Kosten dargestellt. Die verwendeten Werte zur Berechnung stammen aus einer eigenen Zusammenstellung im Rahmen des Projektes [116].

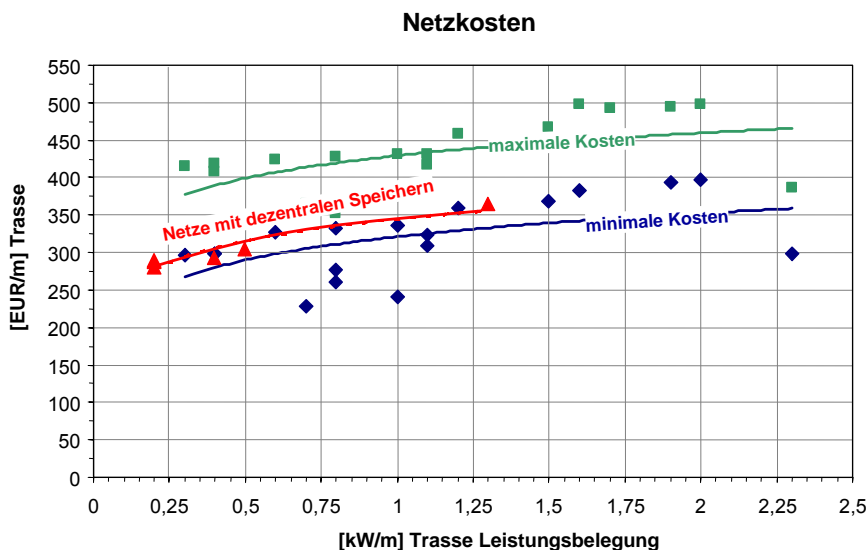


Abbildung 3-25: Investitionen für Nahwärmenetze inklusive Material, Verlegung und Grabungskosten sowie Oberflächenwiederherstellung. Werte 2004 ohne MWSt..

Nahwärmenetze werden entweder über eine Mengenregelung oder über eine Temperaturregelung betrieben. Der Unterschied ist in Abbildung 3-26 dargestellt. Bei der Mengenregelung wird der Durchfluss im Netz verändert und dem jeweiligen Wärmebedarf angepasst. Bei der Temperaturregelung wird die Vorlauftemperatur jeweils erhöht oder verringert. Die Regelung der Netztemperatur kann abhängig von den Temperaturen in den Hausanlagen sowie von der Außentemperatur und Tageszeit erfolgen.

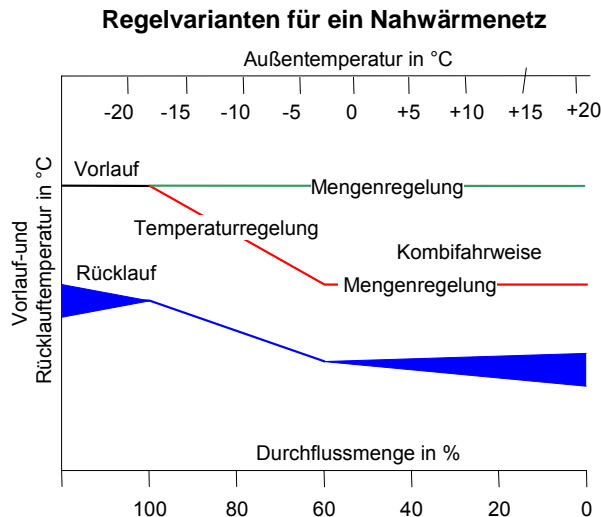


Abbildung 3-26: Möglichkeiten der Netzregelung in Abhängigkeit der Außentemperatur.

Unter Umständen kann bei der Temperaturregelung dadurch der Regelaufwand in den Hausanlagen reduziert werden. Meistens wird eine Mischung aus beiden Varianten verwendet, um allen Anforderungen der Wärmeabnehmer gerecht zu werden. Auf kurzfristige Lastspitzen kann beispielsweise mit einer Durchflusserhöhung aus einem Puffer schnell reagiert werden. Zeitlich und saisonal abhängige Laständerungen können besser über eine Netztemperaturänderung kompensiert werden.

### 3.2.2 Hausübergabestationen

Derzeit wird die Wärmeversorgung der angeschlossenen Abnehmer fast ausschließlich mittels Hausübergabestationen mit Plattenwärmetauschern für die Heizwärme und Brauchwasserspeicher für das Warmwasser durchgeführt (Abbildung 3-27). Um Investitionskosten- und Energieeinsparungen bei Abnehmern mit geringem Wärmebedarf zu realisieren, werden auch Hausübergabestationen verwendet, die eine direkte Einbindung der abnehmerseitigen Heizungsanlage in das Netz ohne einen Wärmetauscher ermöglichen (Abbildung 3-28). Dieses System wird jedoch aufgrund der Betriebsdruckproblematik und der Leckagegefahr beim Abnehmer selten verwendet.

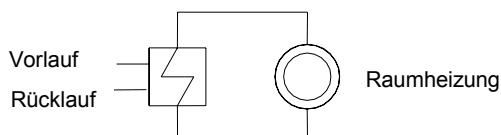


Abbildung 3-27: Indirekter Anschluss der Raumheizung.

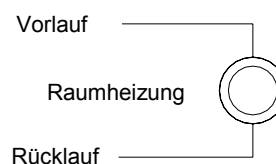


Abbildung 3-28: Direkter Anschluss der Raumheizung.

Bei einem direkten Anschluss wird die hausinterne Wärmeverteilung mit primärseitigem Netzwasser durchflossen. Eine Trennung von Nahwärmenetz und Heizkreis findet nicht statt. Bei indirektem Anschluss wird die Hausanlage durch einen Plattenwärmeübertrager vom Nahwärmenetz getrennt. Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 3-9 dargestellt.

direkte Wärmeübergabe	Indirekte Wärmeübergabe
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ bei hohen Netztemperatur Rücklaufbeimischung</li> <li>▪ geringerer Regelaufwand</li> <li>▪ meist kostengünstiger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ gut geeignet bei Niedertemperaturheizungen</li> <li>▪ höherer Regelaufwand</li> <li>▪ teuer, da erhöhter Regelaufwand und Plattenwärmeübertrager erforderlich</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ begrenzt aufgrund des Druckes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ unabhängig vom Netzdruck</li> </ul>

Tabelle 3-9: Vor- und Nachteil der direkten und indirekten Wärmeübergabestation.

Für die Brauchwassererwärmung über ein Nahwärmenetz existieren die drei Grundvarianten nach Tabelle 3-10. Der dargestellte Vorlauf und Rücklauf kann dabei direkt aus dem Nahwärmenetz kommen oder aus einem zwischengeschalteten Pufferspeicher wie in Kapitel 4.2, Seite 100 erläutert.

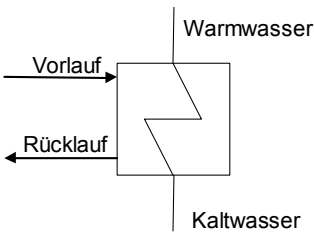
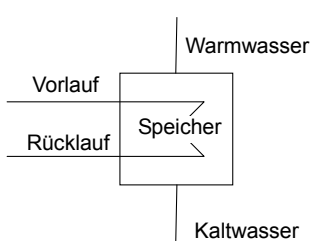
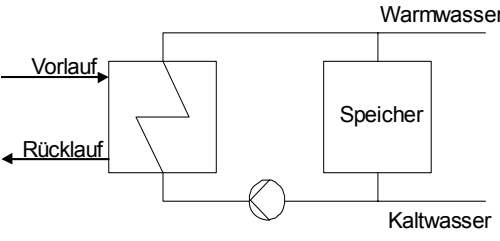
Durchflusssystem	Speichersystem	Speicherladesystem
		
hoher Anschlusswert	geringer Anschlusswert	geringer Anschlusswert
hygienisch unproblematisch, auch bei niedrigen Netztemperaturen	Legionellenproblem beachten	Legionellenproblem beachten
niedrige Netzurücklauftemperatur	höhere Rücklauftemperaturen	höhere Rücklauftemperaturen
geringer Platzbedarf	großer Platzbedarf	großer Platzbedarf
geringere Brauchwasser-Zirkulationsverluste und Investitionen für Zirkulationseinrichtungen	Speicher- und Brauchwasser-Zirkulationsverluste	Speicher- und Brauchwasser-Zirkulationsverluste, höherer Regelaufwand
hohe Nahwärmenetz-Zirkulationsverluste	geringer Nahwärmenetz-Zirkulationsverluste	geringer Nahwärmenetz-Zirkulationsverluste
kostengünstig	hohe Investitionskosten	hohe Investitionskosten

Tabelle 3-10: Varianten der Brauchwassererwärmung und deren Vor- und Nachteile.

Besonders bei kurzen Netzen ist eine nahezu dauernde Zirkulation zur Deckung des Brauchwasserwärmebedarfes in Kombination mit Durchflusssystemen erforderlich. Dadurch kommt es zu höheren Rücklauftemperaturen besonders im Sommer und dadurch zu hohen Netzverlusten. Bei Speichersystemen kann das Netz in Intervallen betrieben werden. Bei vorhandenen Speichern im Heizwerk

kann das noch vorhandene warme Netzwasser durch kaltes Speicherwasser ersetzt und so die Netzverluste durch Netzauskühlung reduziert werden.

Um geringe Netzverluste zu erreichen, sollte die Temperaturspreizung mindestens 30-40 °C betragen. Die Netzvorlauftemperatur sollte möglichst tief gewählt werden. Bei der Brauchwasserbereitung über Speichersysteme muss aufgrund der Legionellengefahr (Stäbchenbakterien) oft eine Mindestbrauchwassertemperatur von 60 °C beim Kunden gewährleistet werden. Bei bestehenden Häusern ist zu beachten, dass bei einer Temperaturabsenkung im Nahwärmenetz die erforderlichen Heizflächen für die Raumheizung ansteigen. Meist werden jedoch bestehende Heizungsanlagen und Wärmetauscherflächen überdimensioniert, sodass eine Absenkung der Heizungsvorlauftemperatur von 90 °C auf beispielsweise 60 °C in vielen Fällen ohne Umbau möglich ist. Bei Niedertemperatursystemen kann ein direkter Anschluss gewählt werden, dadurch werden Kosten für Wärmetauscher, Heizungspumpe, Ausdehnungsgefäß und Regelungskomponenten vermieden. Die Erwärmung von Brauchwasser erfolgt zusätzlich mit dem Durchflusssystem, dem Speichersystem oder dem Speicherladesystem. Speicherladesysteme und Speichersysteme bieten den Vorteil, dass Brauchwasser in Intervallen erwärmt werden kann. Die Brauchwassererwärmung erfolgt meist im Vorrangbetrieb, sodass während der Brauchwassererwärmung die Raumheizung nicht versorgt wird. Dadurch verringert sich der erforderliche Gesamtanschlusswert.

In Abbildung 3-29 ist eine indirekt eingebundene Hausübergabestation mit einem Speicherladesystem im Detail dargestellt. Optional sind Restwärmeübertrager zur optimalen Netztemperaturabsenkung über die Brauchwasservorerwärmung möglich. Insbesondere bei Abnehmern mit hohem Warmwasserbedarf wie bei Hotels und Restaurants wird damit eine geringe Netzurücklauftemperatur erreicht.

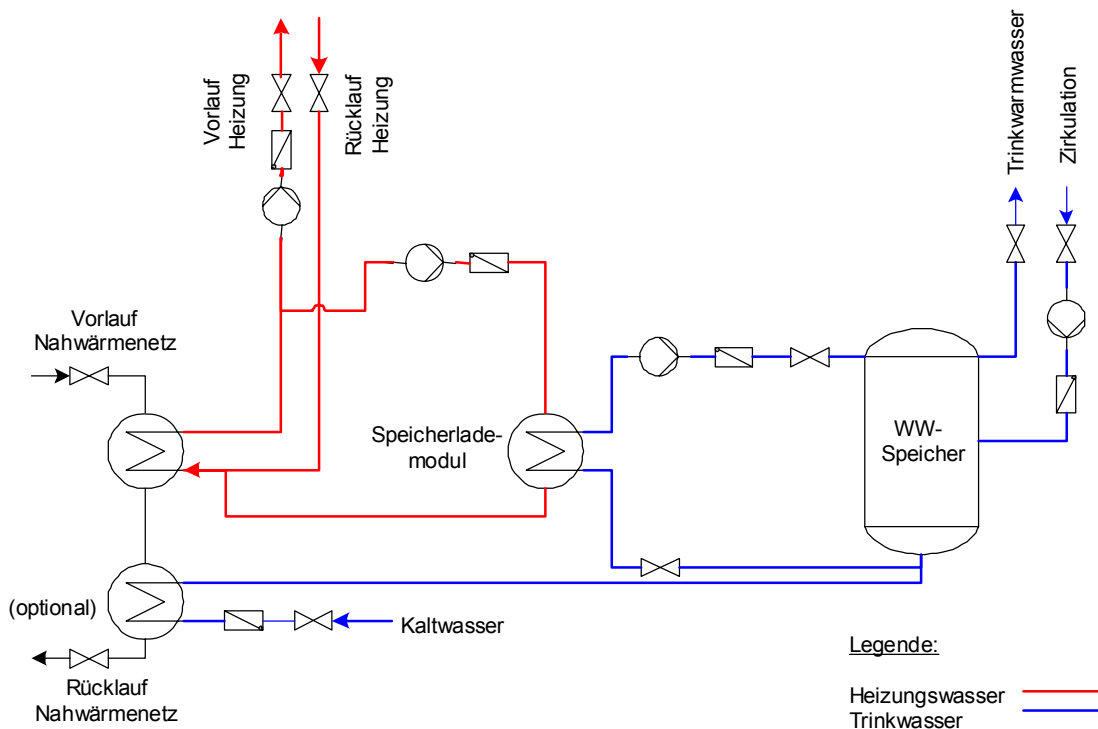


Abbildung 3-29: Indirekte Hausübergabestation mit Warmwasserspeicher als Speicherladesystem.

In Abbildung 3-30 ist ein Vorschlag für eine komfortable, aber dennoch relativ kostengünstige Hausübergabestation abgebildet. Die Regelung der Raumtemperatur erfolgt dabei über Raum- und Vorlauftemperatur. Die Brauchwassererwärmung erfolgt mittels Proportional-Mengenregler mit einem 3-Wege-Umschaltventil über Brauchwasserdurchfluss in der Vorrangschaltung.

Brauchwasserübertemperaturen werden über eine Kaltwasserbeimischung verhindert. Der Differenzdruckregler zur Beschränkung des Durchflusses wird manuell eingestellt. Je ein Filter im Vorlauf und ein Filter Rücklauf sichern jeweils die Raumheizung und das Fernwärmenetz vor Verunreinigungen. Eine Datenbusverbindung zur Heizzentrale erlaubt es, den Wärmezähler und die Raumsoll- und Isttemperatur auszulesen. Dadurch können einerseits der Verbrauch sowie die Vor-, Rücklauftemperatur und etwaige Nachtabenkungen überschaubar kontrolliert und ausgewertet werden und andererseits ein komfortables Service für den Verbraucher angeboten werden. Beispielsweise kann der Verbraucher ohne technische Kenntnisse über sein Heizungsregelsystem für die Urlaubszeit seine Heizung vom Heizwerkbetreiber abstellen oder absenken lassen.

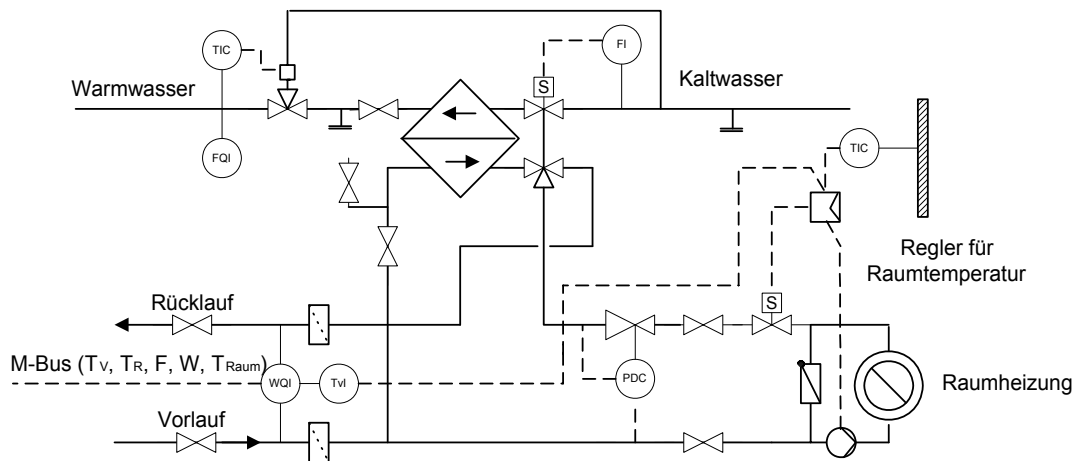


Abbildung 3-30: Direkte Hausübergabestation mit Warmwasser-Durchflusssystem.

Da alle erforderlichen Größen bekannt sind, kann auch individuell die Rücklauftemperatur optimiert werden. Um bei indirekter Wärmeübergabe immer eine niedrige Rücklauftemperatur zu erreichen, kann beispielsweise eine Rücklauftemperatur-Differenzregelung verwendet werden. Dabei wird die Differenz der Rücklauftemperatur von Nahwärmenetz zu Sekundärkreislauf über eine Regler und einem Stellventil begrenzt. Dadurch besteht auch die Möglichkeit, kurzfristige Lastspitzen durch eine gleitende Begrenzung zu glätten [35]. Spezifische Wärmebedarfsdaten und Herstellerangaben von Nahwärmenetzen und Hausübergabestationen finden sich beispielsweise in [31], [32], [35] und [36].

Mittlere Kosten für Hausübergabestationen sind in Abbildung 3-31 dargestellt. Indirekte Übergabestationen sind teurer als direkt eingebundene Stationen. Ein entscheidender Kostenfaktor stellt natürlich auch die verwendete Stückzahl dar. Für die Brauchwassererwärmung ist das Durchflusssystem die kostengünstigste Lösung.

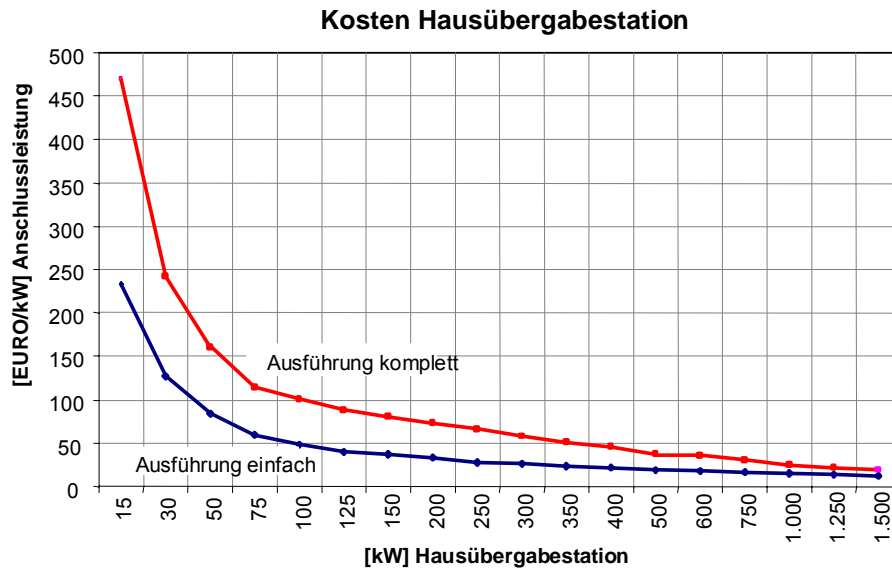


Abbildung 3-31: Investitionen für Hausübergabestationen, Werte ohne MWSt. Die Daten stammen aus einer eigenen Zusammenstellung im Rahmen des Projektes [116].

Die Ausführung einfach beinhaltet: Hausübergabestation, Isolierung, Hydraulikmontage, Elektromontage, Inbetriebnahme, Sicherheitstechnik, Wärmemengenzähler.

Die Ausführung komplett beinhaltet zusätzlich: HÜS-Schrank montiert, Warmwasserspeicherladung, Restwärmennutzung, Warmwasserspeicher

### 3.3 Gleichzeitigkeit der Leistungsabnahme

Zur Auslegung und Berechnung einer Nahwärmeversorgung ist die Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs erforderlich. Dabei kann von einer Gleichzeitigkeit für den Leistungsbedarf zur Warmwasserbereitung und der Gleichzeitigkeit des Raumwärmebedarfs ausgegangen werden. Die Gleichzeitigkeit berücksichtigt, daß nicht alle Warmwasserzapfstellen und Gebäudeheizungen gleichzeitig in Betrieb sind. Zur Berechnung der Gleichzeitigkeit des Warmwasserbedarfs existieren Rechenvorschriften. Zur Gleichzeitigkeit des Raumwärmebedarfs in Nahwärmenetzen sind bisher keine Untersuchungen bekannt. In [45] wird die Gleichzeitigkeit der erforderlichen Gesamtleistung (Warmwassererzeugung und Raumwärmedeckung) untersucht. Die Gleichzeitigkeit kann durch den Gleichzeitigkeitsfaktor  $\varphi$  definiert werden (siehe Gleichung 3-18). Dieser ist immer kleiner eins und wird unter anderem von der Anzahl und dem unterschiedlichen Leistungsbedarf der Abnehmer bestimmt. Abnehmer mit einem hohen Leistungsbedarf, wie beispielsweise ein Krankenhaus oder ein Industriebetrieb erhöhen den Wert der Gleichzeitigkeit (geringe Gleichzeitigkeit).

$$\varphi = \frac{\sum P_i(t)}{\sum P_{i,Nenn}} \quad \text{Gleichung 3-18}$$

$\varphi$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor
$\sum P_i(t)$	[kW]	Von allen Übergabestationen zu Zeitpunkt t maximal übertragene Leistung.
$\sum P_{i,Nenn}$	[kW]	Die Summe der Nennleistungen der Abnehmer.

Die Gleichzeitigkeit ist relevant für die Festlegung der erforderlichen Leistung ab Heizhaus. Ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Abnehmer können Kesselleistungen im Heizhaus und Netzleitungen überdimensioniert werden.

Bei der Ermittlung und Beurteilung der Gleichzeitigkeiten ergeben sich folgende Probleme:

- Eine auf Basis von Messdaten ermittelte Gleichzeitigkeit wird auf eine reale Summenleistung der Abnehmer bezogen (beispielsweise auf die Nennleistung). Die Nennleistung ist jedoch nicht exakt bei der Planung bestimmbar. Auslegungen nach Normen (DIN, EN, ENEC, ÖNORM) ergeben jeweils unterschiedliche Leistungen.
- Die Ermittlung einer Gleichzeitigkeit bezogen auf normenbedingte Nennleistungen würde eine Berechnung aller angeschlossenen Wärmeabnehmer nach Fertigstellung des Nahwärmesystems nach beispielsweise DIN EN 12831 erfordern. Ebenso sind Messdaten erforderlich, um die jeweils erforderliche Leistung zu bestimmen.
- Für die Ermittlung einer Wärmeerzeugerleistung für die Erwärmung von Warmwasser ist ein zeitbezogener Warmwasserbedarf erforderlich. Dazu finden sich in der Literatur nur sehr wenige Daten, beispielsweise in [8], [16] und DIN 4708-2.



- Die Aufteilung der Messdaten von Nahwärmesystemen in Leistungsbedarf für Warmwassererwärmung und Leistungsbedarf für Raumwärmeheizung ist kaum durchführbar. Die Auswertung der Gleichzeitigkeit der Gesamtleistung für Warmwasser und Raumwärme ist jedoch machbar.
- Für die Ermittlung der Gleichzeitigkeit des Warmwasserbedarfs stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung, beispielsweise die DIN 4708 [43] und die Gleichzeitigkeit nach Redan [53].

Auf die Ansätze zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors wird nun kurz eingegangen.

### 3.3.1 Gleichzeitigkeit des Warmwasserbedarfs

Zur Auslegung der Leistung für die Bereitstellung von Warmwasser stehen verschiedene Gleichzeitigkeitsmodelle zur Verfügung. Die DIN 4708 Teil 1 bis 3 [43] gibt eine Berechnungsmethode auf Basis von Einheitswohnungen mit Badewannennutzung vor. Frühe Arbeiten von Sander [47] wurden in das Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik (Recknagel) [44] übernommen und dort als Auslegungsmethode vorgeschlagen. Die dänische Firma Redan zeigt einen Verlauf der Gleichzeitigkeit mit dem niedrigsten Gleichzeitigkeitsverlauf für den Warmwasserbedarf. Zusätzlich zur Gleichzeitigkeitsfunktion gibt es in den unterschiedlichen Modellen für den Warmwasserbedarf oft noch weitere Umrechnungen, wie beispielsweise in Einheitswohnungen nach der DIN 4708. Der Verlauf der Gleichzeitigkeitsfunktion alleine, wie in Abbildung 3-31 dargestellt, ist daher als Vergleich nicht aussagekräftig genug. Der Vergleich an einer Modell-Wohnsiedlung kann einen objektiveren Vergleich der Gleichzeitigkeit nach den unterschiedlichen Berechnungsmodellen ergeben. Diese Ergebnisse sind in Abbildung 3-33 dargestellt.

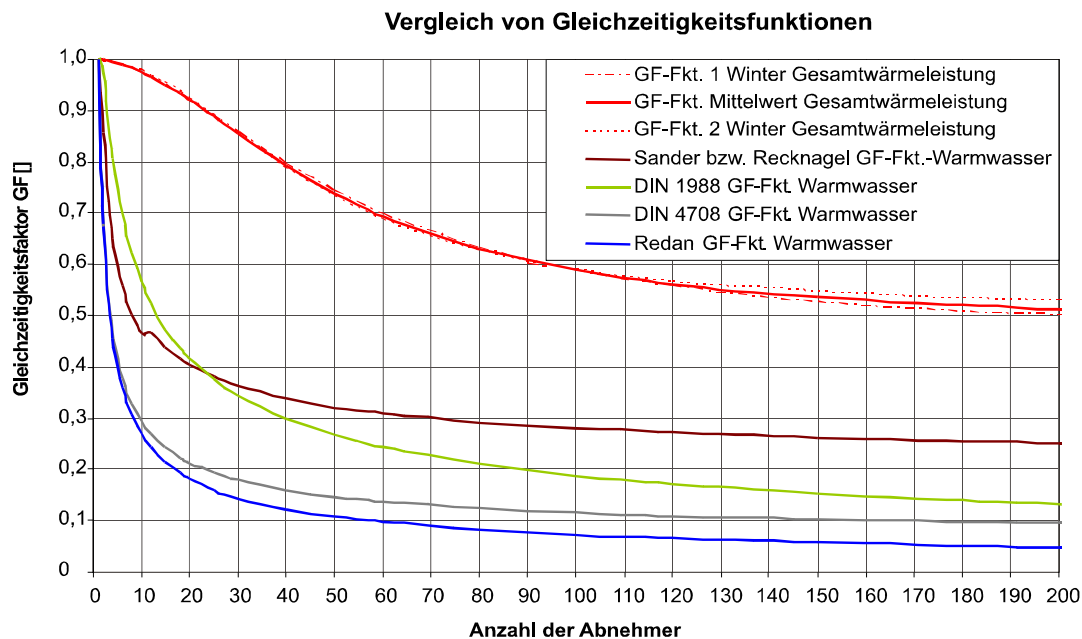


Abbildung 3-32: Vergleich des Verlaufes bekannter Gleichzeitigkeitsfunktionen.  
GF-Fkt. ... Gleichzeitigkeitsfaktor-Funktion

Der Vergleich der Gleichzeitigkeit am Beispiel einer Modell-Wohnsiedlung in Abbildung 3-33 zeigt deutliche Unterschiede beim Verlauf auf Basis der Gleichzeitigkeitsfunktion in Abbildung 3-32.

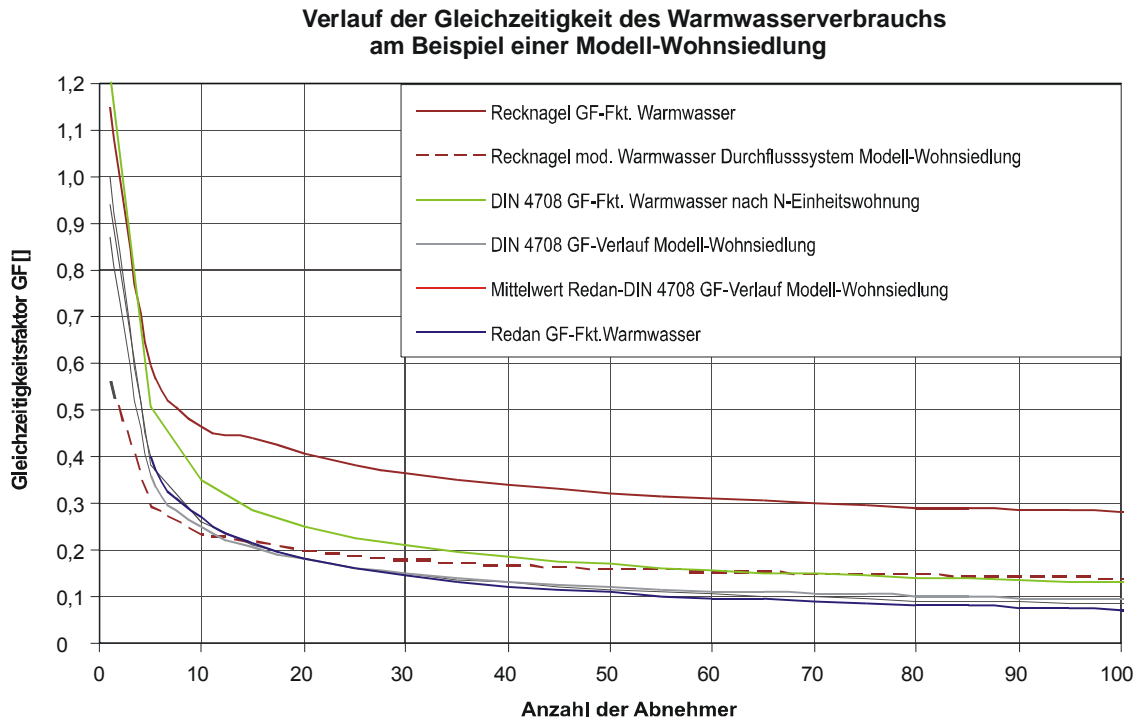


Abbildung 3-33: Vergleich der Gleichzeitigkeiten für Warmwasser an einer Modell-Wohnsiedlung (siehe Anhang Tabelle 9-8).

GF-Fkt. ... Gleichzeitigkeitsfaktor-Funktion, mod. ... modifizierte Berechnung der DIN 4708, für Recknagel werden 50 % Baden mit 110 Liter und 50 % Duschen mit 40 Liter (entspricht 75 Liter) angesetzt.

Eine Untersuchung von Zschernig [53] ergab, dass erhobene Messwerte von Warmwasserverbräuchen am ehesten dem Gleichzeitigkeitsverlauf nach Redan folgen. Der Verlauf nach Redan, benannt nach der dänischen Firma Redan, gibt den geringsten Gleichzeitigkeitsfaktor aller dargestellten Funktionen wieder. Ähnliche Ergebnisse ergaben die Arbeiten von Binting [54].

Für spätere Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit wird als Kompromiss aufgrund der guten Übereinstimmung nach [53] und [54] mit der Funktion nach Redan und dem sehr ähnlichen Verlauf der DIN-Gleichzeitigkeit bei der Modell-Wohnsiedlung der Mittelwert aus Redan und dem Verlauf nach DIN 4708 GF-Modell-Wohnsiedlung verwendet. Der Mittelwert wird abgebildet mit der folgenden Gleichung.

$$\varphi_{WW}^{\text{Mittelwert Redan - DIN}}(n) = 0,02 + 0,92 \cdot n^{-0,58} \quad \text{Gleichung 3-19}$$

$\varphi_{WW}^{\text{Mittelwert Redan - DIN}}(n)$  [-] Gleichzeitigkeitsfaktor Warmwasser

$n$  [-] Anzahl der Wohneinheiten

### 3.3.2 Berechnung der Gleichzeitigkeit nach DIN 4708

Hinweise zur Auslegung zentraler Wassererwärmungsanlagen gibt DIN 4708 Teil 1 [43]. Der Bedarf an erwärmtem Trinkwasser unterliegt starken zeitlichen und mengenmäßigen Schwankungen. Eine Häufung des Warmwasserbedarfs ist am Wochenende zu beobachten. Die Häufigkeitsverteilung während dieser Periode kann mittels mathematischer Verteilungsgesetze berechnet werden und ergibt eine Funktion, die von der sogenannten Bedarfskennzahl  $N$  abhängig ist. Da Wohnungen in Größe, Ausstattung und Zahl der Bewohner stark differieren, wird aus statistischen Werten eine Einheitswohnung definiert, auf die sich Wohnungen anderer Größe, Ausstattung und Anzahl an Bewohnern umrechnen lassen. Die Einheitswohnung ist als Wohnung mit 3,5 Bewohnern, vier Räumen und einer sanitären Ausstattung von einer Spüle, einem Waschbecken und einer normalen Badewanne definiert. Auf die der Verbrauchsberechnung zugrunde liegenden Theorie soll hier nicht weiter eingegangen werden; eine ausführliche Erläuterung findet sich in Anhang A der DIN 4708 Teil 1. Die Bedarfstheorie basiert

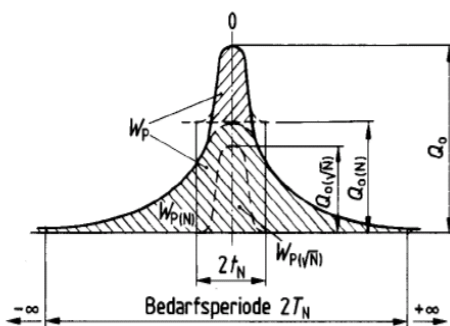


Abbildung 3-34: Darstellung des Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung in Wohnbauten.

auf einer Häufigkeitsanalyse. Es wird dabei angenommen, dass der Bedarf einer Gaußverteilung nach Abbildung 3-34 gleicht. Eine Spitzenbedarfsanhebung wird durch die Überlagerung zweier gaußscher Verteilungsfunktionen erreicht. Die von  $N$  abhängige Funktion  $W_{P(N)}$  ist die zeitabhängige Größe des Bedarfsmittelwertes, die von  $\sqrt{N}$  abhängige Funktion  $W_{P(\sqrt{N})}$  erfasst die über den Mittelwert hinausragenden Bedarfsspitzen. Der Flächenwert unter der Kurve stellt den gesamten Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung während des Bedarfszeitraums dar.

Die Gleichung zur Berechnung der Häufigkeitsverteilung nach Abbildung 3-34 lautet:

$$W_Z = W_B \cdot [N \cdot K(u_1) + \sqrt{N} \cdot K(u_2)] \quad \text{Gleichung 3-20}$$

$W_Z$	[Wh]	Wärmebedarf während eines Bedarfszeitraumes $z$
$W_B$	[Wh]	spezifischer Wärmebedarf zum Erwärmen von Trinkwasser für eine Einheitswohnung ( $N = 1$ )
$N$	[-]	Bedarfskennzahl als Anzahl von Einheitswohnungen
$K(u_1)$	[-]	zeitabhängiger, dimensionsloser Integralwert der $N$ -abhängigen Mittelwertfunktion
$K(u_2)$	[-]	zeitabhängiger, dimensionsloser Integralwert der $\sqrt{N}$ -abhängigen Spitzenbedarfsverteilung

Zunächst werden mit Gleichung 3-21 und Gleichung 3-22 die Zeitfunktionswerte  $u_1$  und  $u_2$  berechnet.

$$u_1 = z \cdot 0,244 \cdot \frac{1 + \sqrt{N}}{\sqrt{N}} \quad \text{Gleichung 3-21}$$

$$u_2 = z \cdot 3,599 \cdot \frac{1 + \sqrt{N}}{\sqrt{N}} \quad \text{Gleichung 3-22}$$

$u_1; u_2$	[h]	Zeitfunktionswert
$z$	[h]	Bedarfszeitraum ( $0,1667 \leq z \leq T_N$ ), bei 10 Minuten = 0,1667 Stunden
$N$	[-]	Bedarfskennzahl als Anzahl von Einheitswohnungen

Durchflusssysteme werden mit dem geringsten erlaubten Bedarfszeitraum von 10 Minuten berechnet. Die Integralwerte  $K(u_1)$  und  $K(u_2)$  der Zeitfunktionen werden mittels Gleichung 3-23 errechnet.

$$K(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \left( u + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(-1)^k \cdot u^{(2k+1)}}{k!(2k+1)} \right) \quad \text{Gleichung 3-23}$$

$$K(u) \quad [-] \quad \text{Integralwert } (0,01 < u < 1,81) \text{ f\u00fcr } u = 0,01: K(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot u$$

$$u \geq 1,81: K(u) = 1$$

$u$	[h]	Zeitfunktionswert
-----	-----	-------------------

Nun kann mit Gleichung 3-20 f\u00fcr Zeitr\u00e4ume innerhalb der Definitionsmenge der Gleichung der W\u00e4rmebedarfe errechnet werden. Um eine Aussage \u00fcber die Gleichzeitigkeit des Warmwasserbedarfes zu erhalten, sind noch einige Umformungen erforderlich. Der spezifische W\u00e4rmebedarf  $W_B$  zum Erw\u00e4rmen von Trinkwasser f\u00fcr eine Einheitswohnung ist bekannt. Da der Gleichzeitigkeitsfaktor  $\varphi$  der Quotient von tats\u00e4chlich ben\u00f6tigter Leistung zu Summe der Nennleistungen ist, kann f\u00fcr die Gleichzeitigkeit der Erw\u00e4rmung von Trinkwasser entsprechend der Quotient aus Spitzenw\u00e4rmebedarf und Summe der W\u00e4rmebedarfe  $W_B$  gebildet werden. Da der Spitzenw\u00e4rmebedarf und auch der spezifische W\u00e4rmebedarf  $W_B$  f\u00fcr eine Zeitdauer von 10 Minuten ( $z = 0,1667$ ) angegeben werden, k\u00f6nnen diese als mittlere Leistung behandelt werden. Nach Umformungen ergibt sich Gleichung 3-24.

$$\varphi_{WW \text{ DIN } 4708} = K\left(0,0407 \cdot \frac{1 + \sqrt{N}}{\sqrt{N}}\right) + \frac{1}{\sqrt{N}} \cdot K\left(0,5998 \cdot \frac{1 + \sqrt{N}}{\sqrt{N}}\right) \quad \text{Gleichung 3-24}$$

$\varphi_{WW \text{ DIN } 4708}$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor Warmwasser nach DIN 4708
$K(\dots)$	[-]	Integralwert (siehe Gleichung 3-23)
$N$	[-]	Bedarfskennzahl als Anzahl von Einheitswohnungen

Bei einem Durchflusssystem errechnet sich die Leistung nun aus der resultierende Wärmemenge  $W_z$  in kWh und auf Basis des Bedarfszeitraumes in Stunden.

$$\dot{Q}_{WW} = \frac{W_z}{1000 \cdot z} \quad \text{Gleichung 3-25}$$

$\dot{Q}_{WW}$	[kW]	Leistungsbedarf für Warmwassererzeugung
$W_z$	[Wh]	Wärmebedarf während eines Bedarfszeitraumes $z$
$z$	[h]	Bedarfszeitraum ( $0,1667 \leq z \leq TN$ ), bei 10 Minuten = 0,1667

Der jeweilige zulässige Wasserbedarf  $\dot{V}_{WW}$  kann aus Gleichung 3-26 ermittelt werden.

$$\dot{Q}_{WW} = \dot{V}_{WW} \cdot (t_{WW} - t_{KW}) \cdot \rho_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \quad \text{Gleichung 3-26}$$

$\dot{Q}_{WW}$	[kW]	Leistungsbedarf für die Warmwassererzeugung
$\dot{V}_{WW}$	[Liter/sec]	Warmwasserverbrauch
$t_{WW}$	[°C]	Warmwassertemperatur (beispielsweise 40 °C)
$t_{KW}$	[°C]	Kaltwassertemperatur (beispielsweise 10 °C)
$c_{p,H_2O}$	[kJ/kg*K]	Wärmekapazität Wasser 1,16 Wh/kg*K = 4,18 kJ/kg*K/3,6
$\rho_{H_2O}$	[kg/m³]	Dichte Wasser (997 kg/m³)

### 3.3.3 Berechnung der Gleichzeitigkeit nach Sander und Recknagel

Als Gleichzeitigkeitsfunktion wird von Sander [47] die Gleichung 3-27 vorgeschlagen.

$$\varphi_{WW_{Sander}}(n) = \frac{\sqrt{n}}{n} + \sigma \quad \text{Gleichung 3-27}$$

$\varphi_{WW_{Sander}}(n)$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor Warmwasser nach Sander
$n$	[-]	Anzahl der Wohneinheiten
$\sigma$	[-]	0,15 für $n = 1$ bis 10; 0,18 für $n = 11$ bis 300; 0,2 für $n > 300$

zur Berechnung der erforderlichen Leistung gilt bei Durchflusssystemen nach [44]:

$$\text{für Wannenbäder } \dot{Q} = 15 \cdot \varphi_{WW_{Sander}} \cdot n \quad \text{Gleichung 3-28}$$

$$\text{für Duschen } \dot{Q} = 6 \cdot \varphi_{WW_{Sander}} \cdot n \quad \text{Gleichung 3-29}$$

$\dot{Q}$	[kW]	Leistungsbedarf für die Warmwassererzeugung
$\varphi_{WW_{Sander}}$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor
$n$	[-]	Anzahl der Wohneinheiten

Bei Speichersystemen gilt

... für Wannebäder  $\dot{Q} = 7 \cdot \varphi_{WW_{Sander}} \cdot n$  Gleichung 3-30

... für Duschen  $\dot{Q} = 3,5 \cdot \varphi_{WW_{Sander}} \cdot n$  Gleichung 3-31

$\dot{Q}$	[kW]	Leistungsbedarf für die Warmwassererzeugung
$\varphi_{WW_{Sander}}$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor
$n$	[-]	Anzahl der Wohneinheiten

Erforderliche Leistung des Speichersystemen in abhängig von der Aufheizdauer des Speichers:

$$\dot{Q}_{WW} = \frac{\dot{Q} \cdot z_B}{(z_A + z_B)}$$
Gleichung 3-32

$\dot{Q}$	[kW]	Leistung für Warmwassererzeugung ohne Speichereffekt
$\dot{Q}_{WW}$	[kW]	Leistung für Warmwassererzeugung mit Speichereffekt
$z_A$	[h]	Aufheizdauer des Speichers nach Bedarfszeitraum z (DIN 4708)
$z_B$	[h]	Betriebsdauer des Systems (beispielsweise 2 Stunden nach Sander)

Die Aufheizdauer  $z_A$  gibt die Zeitdauer an, die benötigt wird, bis der Speicher mit kaltem Wasser vollständig erwärmt ist. Je länger diese Zeitspanne gewählt wird, desto geringer kann die Leistung des Wärmeerzeugers bzw. der Hausübergabestation gewählt werden.

### 3.3.4 Berechnung der Gleichzeitigkeit nach DIN 1988

Die DIN 1988 ist nur zur Auslegung für Warmwasser-Rohrleitungen bestimmt ist und nicht zur Auslegung von Wärmeerzeugern. Die Berechnungsmethode wird daher nicht weiter betrachtet.

### 3.3.5 Berechnung der Gleichzeitigkeit nach Redan

Die Firma Redan aus Dänemark gibt einen Verlauf der Warmwasser-Gleichzeitigkeit an, der von Zschernig [53] mit der einfachen Funktion nach Gleichung 3-33 beschrieben wird.

$$\varphi_{WW_{Redan}}(n) = n^{-0,57}$$
Gleichung 3-33

$\varphi_{WW_{Redan}}(n)$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor Warmwasser nach Redan
$n$	[-]	Anzahl der Wohneinheiten

### 3.3.6 Gleichzeitigkeit des Gesamtwärmeleistungsbedarfs

Untersuchungen über die Gleichzeitigkeit auf Basis der Stundenmittelwert-Abnahmeleistungen bei mit Biomasse befeuerten Nahwärmenetzen wurden erstmals im Rahmen des Projektes [45] durchgeführt. Der ermittelte Gleichzeitigkeitsverlauf für die Gesamtwärmeleistung wurde durch Gleichung 3-34 mit den Parametern in Tabelle 3-11 angenähert.

$$\varphi_{ges}(n) = a + \frac{b}{1 + \left(\frac{n}{c}\right)^d} \quad \text{Gleichung 3-34}$$

$\varphi_{ges}(n)$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor gesamte Wärmeleistung, Stundenmittelwerte
$n$	[-]	Anzahl der Abnehmer

Parameter	Parameter 1 GF-Fkt. 1	Parameter 2 GF-Fkt. 2	Mittelwert GF-Fkt.
$a_1$	0,4497	0,5084	0,4798
$b_1$	0,5512	0,4882	0,5197
$c_1$	53,84	46,2391	49,7159
$d_1$	1,763	2,0903	1,8955

Tabelle 3-11: Parameter a bis d [45].

Parametersatz 1 läuft asymptotisch gegen den Wert 0,45 und Parametersatz 2 läuft asymptotisch gegen den Wert 0,51. Für die Untersuchung wurden die Wärmezählerdaten der Salzburger Heizwerke Tamsweg mit 304 Abnehmern und Strasswalchen mit 286 Abnehmern ausgewertet. Bei beiden Netzen ist eine gemischte Abnehmerstruktur aus Wohngebäuden verschiedenen Alters, Gewerbe- und Nutzgebäuden vorhanden. Unter Anwendung statistischer Methoden konnte die Näherungsfunktion Gleichung 3-34 für den Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Anzahl der Abnehmer ermittelt werden. Der Verlauf der Funktion unter Anwendung der verschiedenen Parametern Tabelle 3-11 ist in Abbildung 3-32 (GF-Fkt. 1, GF-Fkt. 2, GF-Fkt. Mittelwert) dargestellt. Die Gleichzeitigkeit ist bezogen auf die Summe der Abnehmer-Nennleistungen. Die Abnehmer-Nennleistung wurde in [45] für jeden Abnehmer auf Basis der stündlich aufgezeichneten Abnahmewerte an den Hausübergabestationen für die jeweilige Nenntemperatur ermittelt bzw. extrapoliert.

Der Verlauf gilt nur für Abnehmer ähnlicher Wärmeleistung und durchschnittlichen Wärmeverbrauchs. Befinden sich in der betrachteten Gruppe einer oder mehrere Abnehmer mit deutlich größerer Wärmeleistung als die der restlichen Abnehmer so verändert sich die Gleichzeitigkeit hin zu größeren Gleichzeitigkeitswerten. Ebenso kann man vermuten, dass der Verlauf der Gleichzeitigkeit bei Gebäuden mit sehr niedrigem oder sehr hohem Wärmeverbrauch anders ist (siehe näheres dazu im Abschnitt 4.1).

Ein kurzes Beispiel soll die Problematik eines Abnehmers mit deutlich größerer Wärmeleistung gegenüber den anderen verdeutlichen: In einer Abnehmergruppe befinden sich 50 Abnehmer mit einer Nennleistung von 10 kW (Stundenmittelwert) und ein Abnehmer mit einer Leistung von 1 MW. Der Gleichzeitigkeitsfaktor für 51 Abnehmer beträgt ungefähr 0,74. Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung von 1.008 kW.

Bei Volllast des Großabnehmers könnte die Versorgung der 50 restlichen Wärmeabnehmer nicht gewährleistet werden, da diese unter Berücksichtigung ihrer Gleichzeitigkeit ( $\varphi = 0,743$  für 50 Abnehmer) eine Leistung von etwa 370 kW benötigen. Um diesen Fehler zu vermeiden, wird ebenfalls im Rahmen des oben genannten Projektes ein Algorithmus entwickelt, mit dem es möglich ist, den Gleichzeitigkeitsfaktor heterogener Abnehmergruppen zu bestimmen. Dazu sind die bzw. der dominierende Abnehmer zu lokalisieren. Ein dominierender Abnehmer besitzt eine Abnahmeleistung, die sehr groß ist gegenüber der summierten Abnahmeleistung der anderen Abnehmer. Das Dominierverhalten wird mittels des sog. Dominierfaktors bestimmt. Dieser setzt die Summe der Abnahmeleistungen der dominierenden Abnehmer zur Abnahmeleistung der übrigen Abnehmer ins Verhältnis.

$$k = \frac{\sum A_D}{\sum A_B} \quad \text{Gleichung 3-35}$$

$k$	[-]	Dominierfaktor
$A_D$	[-]	Summe der Abnahmeleistung der dominierenden Abnehmer
$A_B$	[-]	Summe der Abnahmeleistung der übrigen Abnehmer

Je nach Größe des Dominierfaktors liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen einem minimalen und einem maximalen Wert. Der minimale Wert des Gleichzeitigkeitsfaktors ist unter der Annahme einer homogenen Zusammensetzung der Gruppe zu errechnen. Die Berechnung erfolgt mit Gleichung 3-36. Zur Bestimmung des maximalen Gleichzeitigkeitsfaktors werden die dominierenden und die nicht dominierenden Abnehmer als einzelne Gruppen betrachtet. Die Gleichzeitigkeitsfaktoren für die beiden Gruppen werden einzeln berechnet. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Gruppe wird durch eine Multiplikation der Einzelfaktoren mit den Summen der Abnahmeleistungen nach Gleichung 3-37 gewichtet.

$$\varphi_{ges\ min} = \varphi(n_B + n_D) \quad \text{Gleichung 3-36}$$

$\varphi_{ges\ min}$	[-]	minimaler Gleichzeitigkeitsfaktor einer heterogenen Abnehmergruppe
$\varphi(..)$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor zu berechnen nach Gleichung 3-34
$n_B$	[-]	Anzahl der nicht dominierenden Abnehmer in der Gruppe
$n_D$	[-]	Anzahl der dominierenden Abnehmer in der Gruppe

$$\varphi_{ges\ max} = \frac{\varphi(n_B) \cdot \sum A_B + \varphi(n_D) \cdot \sum A_D}{\sum A_B + \sum A_D} = \frac{\varphi(n_B) + k \cdot \varphi(n_D)}{k + 1} \quad \text{Gleichung 3-37}$$

$\varphi_{ges\ max}$	[-]	maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor einer heterogenen Abnehmergruppe
$A_D$	[kW]	Summe der Abnahmeleistung der dominierenden Abnehmer
$A_B$	[kW]	Summe der Abnahmeleistung der übrigen Abnehmer
$n_D$	[-]	Anzahl der dominierenden Abnehmer
$n_B$	[-]	Anzahl der nicht dominierenden Abnehmer
$k$	[-]	Dominierfaktor der heterogenen Abnehmergruppe (nach Gleichung 3-35)

Da die Effekte des bzw. der dominierenden Abnehmer auch von der Größe der Gruppe abhängen, wird ein minimaler Dominierfaktor  $k_{UG}$  definiert.



$$k_{UG} = \frac{0,1}{n-1} + 0,9 \quad \text{Gleichung 3-38}$$

$k_{UG}$	[-]	minimaler Dominierfaktor (gültig für $n > 2$ )
$n$	[-]	Gesamtanzahl der Abnehmer

Werden nun die Abnehmer nach der Abnahmeleistung sortiert, wird beginnend mit dem größten Abnehmer der Dominierfaktor  $k_n$  berechnet.

$$k_n = \frac{A_n}{\sum_{i=1}^{n-1} A_i} \quad \text{Gleichung 3-39}$$

$k_n$	[-]	Dominierfaktor des untersuchten Abnehmers
$A_n$	[kW]	Abnahmeleistung des untersuchten Abnehmers
$A_i$	[kW]	Abnahmeleistung von Abnehmern mit Abnahmeleistung kleiner der Abnahmeleistung des untersuchten Abnehmers
$n$	[-]	Anzahl der Abnehmer mit Abnahmeleistung kleiner oder gleich der Abnahmeleistung des untersuchten Abnehmers

Alle Abnehmer, deren Dominierfaktor  $k_n$  über dem minimalen Dominierfaktor  $k_{UG}$  liegt, werden als Dominierer gewertet, die restlichen Abnehmer zählen zu den übrigen Abnehmern. Um nun zu entscheiden, ob die Dominierergruppe getrennt von den restlichen Abnehmern betrachtet werden muss, wird ein maximaler Dominierfaktor  $k_{OG}$  definiert.

$$k_{OG} = \frac{9}{n-1} + 1 \quad \text{Gleichung 3-40}$$

$k_{OG}$	[-]	maximaler Dominierfaktor, ab welchen für die Berechnung Gleichung 3-37 verwendet wird (gültig für $n > 2$ )
$n$	[-]	Anzahl der Abnehmer mit Abnahmeleistung kleiner oder gleich der Abnahmeleistung des untersuchten Abnehmers

Liegt der Dominierfaktor  $k$  für die Abnehmergruppe über  $k_{OG}$ , so wird der Gleichzeitigkeitsfaktor nach Gleichung 3-37 ermittelt. Liegt  $k$  unter dieser Grenze, so wird Gleichung 3-41 verwendet.

$$\varphi_{ges} = \frac{\varphi_{ges\ max} - \varphi_{ges\ min}}{(k_{OG} - k_{UG})^2} \cdot (k - k_{UG})^2 + \varphi_{ges\ min} \quad \text{Gleichung 3-41}$$

$\varphi_{ges}$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor der heterogenen Abnehmergruppe
$k_{OG}$	[-]	maximaler Dominierfaktor (gültig für $n > 2$ )
$k_{UG}$	[-]	minimaler Dominierfaktor (gültig für $n > 2$ )
$\varphi_{ges\ min}$	[-]	minimaler Gleichzeitigkeitsfaktor
$\varphi_{ges\ max}$	[-]	maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor

Wird für obiges Beispiel - 50 Abnehmer mit je 10 kW, ein Abnehmer mit je 1 MW - dieser Algorithmus angewandt, so ergeben sich folgende Werte:

$$k = \frac{50 \cdot 10}{1000} = 2 \qquad k_{UG} = \frac{0,1}{51-1} + 0,9 = 0,902 \qquad k_{OG} = \frac{9}{51-1} + 1 = 1,18$$

$$\varphi_{ges \ max} = \frac{\varphi(50) + 2 \cdot \varphi(1)}{2 + 1} = \frac{0,743 + 2 \cdot 1}{3} = 0,914$$

Da in diesem Fall  $k > k_{OG}$  ist, wird Gleichung 3-37 verwendet. Als Gesamtleistung werden 1.372 kW (Stundenmittelwert) errechnet. Auch bei Volllastbetrieb des Großabnehmers mit 1.000 kW ist es möglich, den Wärmebedarf der restlichen Abnehmer von insgesamt 371 kW zu decken.

Um über die Arbeit [45] hinaus eine Beurteilung der Gleichzeitigkeit in Abhängigkeit des Gebäudestandards zu ermöglichen, werden im Rahmen der Arbeiten weitere zwei Nahwärmenetze analysiert. Die Ergebnisse dazu werden im folgenden Abschnitt dargestellt.

# 4 Optimierung der Netzauslegung

## 4.1 Erweiterung des Gleichzeitigkeitsmodells

### 4.1.1 Zielsetzung

Für den Verlauf der Gleichzeitigkeit des Gesamtwärmeleistungsbedarfs ist anzunehmen, dass dieser für Gebäude mit einem sehr guten Dämmstandard, beispielsweise Niedrigenergiehäuser, anders ist, als für Gebäude mit einem hohen spezifischen Energieverbrauch. Der zeitliche Bedarf für Heizwärme aufgrund des Verhältnisses Heizleistung, Wärmeverluste und der Einflüsse des Gebäudeaufbaus verändern sich. Diese Problematik wird im nachfolgenden Abschnitt behandelt und es wird versucht, mit der dargestellten Vorgehensweise eine Lösung zu finden.

Das Ziel der Untersuchung ist die Beurteilung der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs in Abhängigkeit der Abnehmeranzahl und des Wärmeverbrauchs (Gebäudestandards). Dazu sind umfangreiche Daten realer Abnehmer an Nahwärmenetzen verwendbar. Erforderlich sind digitale Datenerfassungssysteme in den Heizzentralen und vollständige und plausible Datensätze über mindestens zwei Jahre auf Stundenbasis.

### 4.1.2 Vorgehensweise und Datenbasis

Ausgewählte Abnehmerdaten der Nahwärmenetze Altötting in Bayern und Strasswalchen in Salzburg werden ausgewertet. Daten zu den Abnehmergruppen sind in Tabelle 4-1 dargestellt. In Altötting werden dazu Daten der Hausübergabestationen von 81 Teilnehmern einer Neubausiedlung mit Einfamilienhäusern und Doppelhäusern ausgewertet. Die Abnehmer werden alle über ein Niedertemperatur-Nahwärmenetz mit Netzzrücklauftemperaturen zwischen 30 und 40 °C versorgt. Die Gebäude wurden etwa ab dem Jahr 2000 errichtet.

In Strasswalchen werden die Daten von zwei unterschiedlichen Abnehmergruppen untersucht. Eine Abnehmergruppe bestand mit 118 Teilnehmern aus überwiegend Einfamilienhäusern älteren Baustandards. Eine zweite Abnehmergruppe bestand mit 112 Teilnehmern aus überwiegend Einfamilienhäusern, Doppelhäusern und Reihenhäusern ab dem Baujahr 1995. In Strasswalchen werden alle Abnehmer über ein Nahwärmenetz mit üblichen Vor- und Rücklauftemperaturen versorgt.

Die Daten stammen bei beiden Heizwerken aus dem Datenaufzeichnungssystem zenOn des Unternehmens Copa-Data. Das System ermöglichte in der vorhandenen Version das Auslesen der pro Stunde aufgezeichneten Stationsdaten für jeweils einen Monat. Pro Abnehmer und Monat muss ein Datenfile erzeugt werden. Um den Gesamtaufwand in Grenzen zu halten, werden nur die interessantesten Monate Januar 2005 und Januar 2006 mit niedrigen Außentemperaturen ausgelesen. Bei den ausgewerteten Daten handelt es sich um den Wärmeverbrauch in kWh je Stunde beim Abnehmer, das Baujahr der Gebäude und die Nutzfläche der Gebäude. Unplausible Abnehmer werden aussortiert.

Herrn Georg Schätzl vom Heizwerk Altötting und Herrn Alfred Wolff vom Heizwerk Strasswalchen sei an dieser Stelle gedankt für Ihre besondere Unterstützung bei der Datenerhebung.

Bei den verbleibenden Daten bestehen folgende unberücksichtigte Fehlerquellen und Einflüsse:

- Der durch Einzelfeuerstätten (beispielsweise Kachelofen) gedeckte Wärmebedarf ist nicht in den Werten berücksichtigt. In Einzelfällen kann dieser bis zu 30 % des Jahresbedarfs bei einzelnen Abnehmern betragen.
- Die Ermittlung der beheizten Fläche konnte nur näherungsweise durchgeführt werden. Das Baujahr und die Nutzfläche werden mittels digitaler Liegenschaftskarten, Vorortbesichtigungen und ergänzenden vorliegenden Daten in den Kommunen beurteilt.
- Da keine Abnehmerwerte über das gesamte Jahr vorlagen, wird anders als in [45] der Wert des 95 %-Quantils im Januar 2006 als Abnehmer-Nennleistung definiert.

Daten zu den Abnehmergruppen	Abnehmergruppe	Altötting ab 2000	Strasswalchen ab 1995	Strasswalchen Altbestand
Anzahl der Abnehmer	[-]	81	112	118
Gesamtnutzfläche	[m <sup>2</sup> ]	15.390	11.687	20.988
mittlere Nutzfläche je Abnehmer	[m <sup>2</sup> ]	190	104	178
mittlerer Wärmeverbrauch 2005 bis 2006 (teilweise 2004 bis 2005)	[kWh] beim Abnehmer	14.987	10.680	23.591
mittlerer Wärmeverbrauch 2005 bis 2006 (teilweise 2004 bis 2005)	[kWh/m <sup>2</sup> ] beim Abnehmer	79	102	133
angenommener Anwendungsbereich der späteren Ergebnisse	[kWh/m <sup>2</sup> ] beim Abnehmer	<85	85–115	115–150

Tabelle 4-1: Daten zu den drei Abnehmergruppen.

### 4.1.3 Außentemperatur

Als Stundenwerte der Außentemperatur werden Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für Mühldorf und von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) in Wien für Frankenberg verwendet. Der Monat mit den niedrigsten Außentemperaturen im Zeitfenster der verfügbaren Stationsdaten mit bis -20 °C war der Januar 2006, insbesondere der 24. und 25. Januar 2006. Die Außentemperaturen des 24. und 25. Januar 2006 sind in Abbildung 4-1 dargestellt.

Zur Bestimmung des Jahreswärmeverbrauchs der einzelnen Abnehmer werden die Daten des Januar 2006 und des Januar 2005 ausgelesen. Zur Überprüfung der Plausibilität des Datenmaterials werden zusätzlich die Daten von Januar 2004 ausgelesen.

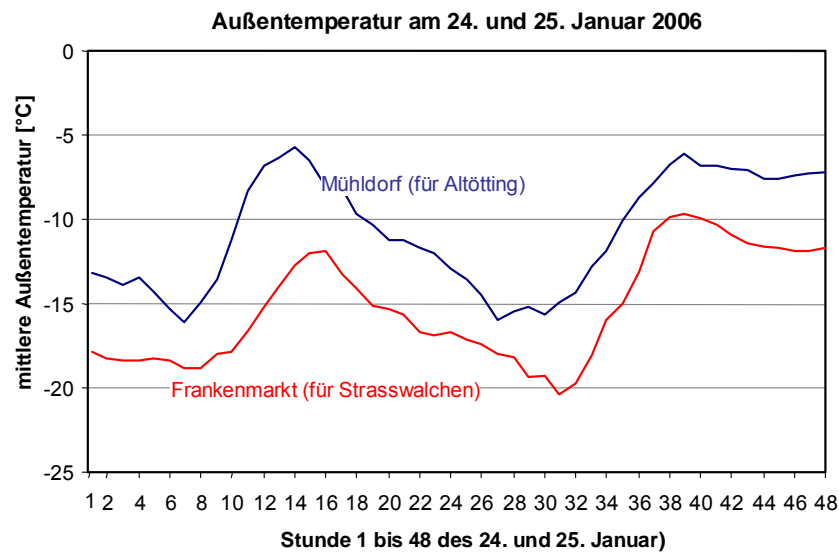


Abbildung 4-1: Stundenmittelwerte der Außentemperatur in Mühldorf a. Inn in Bayern und Frankenmarkt in Oberösterreich [111], [112].

#### 4.1.4 Gesamtleistung der Abnehmergruppen

Die Gleichzeitigkeit sollte für eine Stunde ermittelt werden, bei der ein repräsentativer maximaler Leistungswert vorhanden ist. Neben der Außentemperatur ist somit für die Auswahl des Tages, an dem die Gleichzeitigkeit betrachtet wird, der Verlauf der Summenleistung interessant. Der Verlauf zeigt einige wenige Extremwerte im Januar 2006. Die Ermittlung der Gleichzeitigkeit zu dieser Stunde wäre jedoch nicht repräsentativ, da es sich zum Beispiel um Anfahrzustände handeln könnte. Um zu prüfen, ob am gewählten 24. Januar keine extremen Summenwerte auftreten, wird als Bezugswert der Wert des 99 %-Quantils des Monats Januar ermittelt und mit den Maximalwerten am 24. und 25. Januar verglichen. In Abbildung 4-2 bis Abbildung 4-4 und Tabelle 4-2 sind die Daten dargestellt.

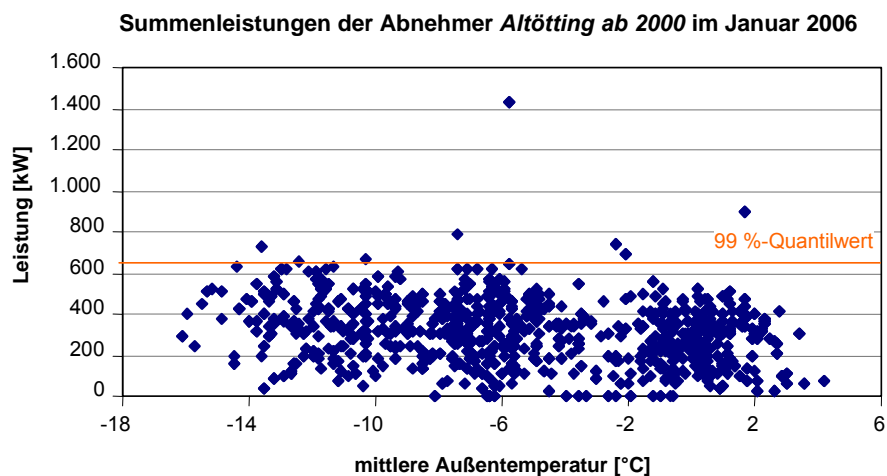


Abbildung 4-2: Summenleistung je Stunde der Abnehmer *Altötting* ab 2000 im Januar 2006. Dargestellt ist auch der 99 %-Quantilwert.

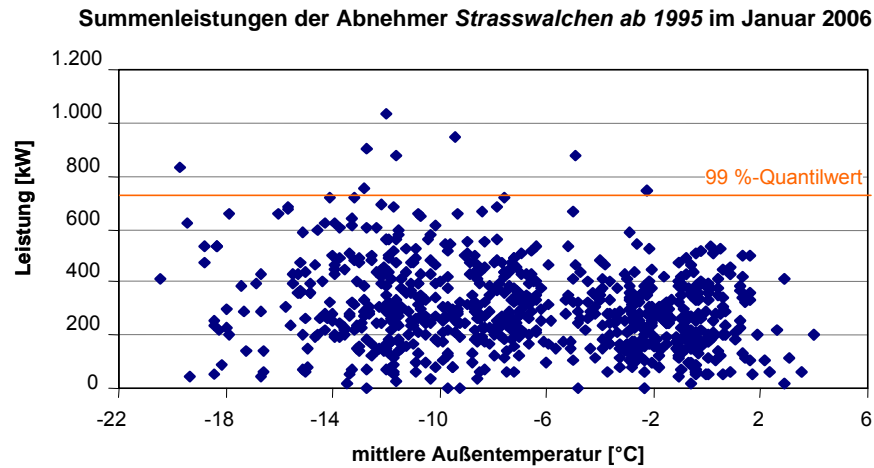


Abbildung 4-3: Summenleistung je Stunde der Abnehmer *Strasswalchen ab 1995* im Januar 2006. Dargestellt ist auch der 99 %-Quantilwert.

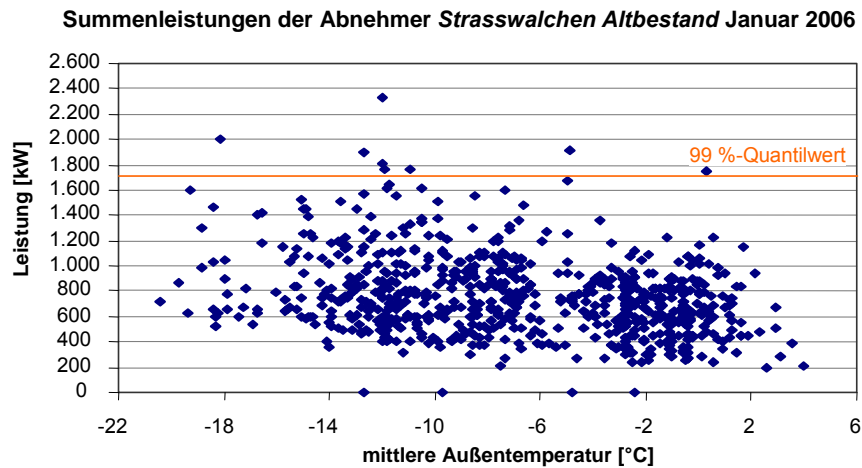


Abbildung 4-4: Summenleistung je Stunde der Abnehmer *Strasswalchen Altbestand* im Januar 2006. Dargestellt ist auch der 99 %-Quantilwert.

Tabelle 4-2 zeigt die Leistungsdaten der Abnehmergruppen. Ersichtlich ist, dass der 99 %-Quantilwert entgegen dem 95 %-Quantilwert zwischen den Maximalleistungen am 24. und 25. Januar liegt.

Summenleistung im Januar 2006	Abnehmer- gruppe	Altötting ab 2000	Strasswalchen ab 1995	Strasswalchen Altbestand
Leistung Maximum	[kW]	1.432	1.036	2.334
Leistung Mittelwert	[kW]	310	294	755
<b>Leistung 99 %-Quantil</b>	<b>[kW]</b>	<b>648</b>	<b>734</b>	<b>1.715</b>
Leistung 95 %-Quantil	[kW]	550	577	1.302
Maximalleistung 24. Januar 2006	[kW]	731 (9 Uhr)	719 (18 Uhr)	1.530 (19 Uhr)
Maximalleistung 25. Januar 2006	[kW]	635	880	1.995

Tabelle 4-2: Summenleistung der Abnehmer im Januar 2006 für die drei Abnehmergruppen.

Mit dem 99 %-Quantilwert werden unrealistisch hohe Werte bei geringeren Außentemperaturen (Abbildung 4-2 bis Abbildung 4-4) eliminiert und eine statistische Näherung für die Leistung am 24. und 25. Januar bei sehr kalten Außentemperaturen ermittelt. Die Maximalwerte der Leistung am 24. und 25. Januar stellen damit auch keine extremen Spitzenwerte im Vergleich zum 99 %-Quantilwert dar. Abbildung 4-5 zeigt den Vergleich der Leistungsverläufe der Abnehmergruppen und die zugehörigen 99 %-Quantilwerte.

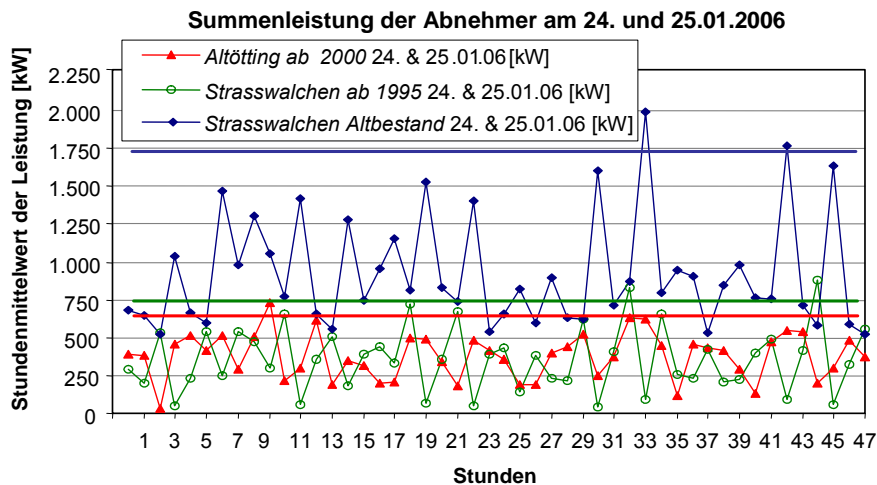


Abbildung 4-5: Summenleistung je Stunde der Abnehmergruppen am 24. und 25.01.2006 und zugehörige 99 %-Quantilwerte.

In den nun folgenden Auswertungen wird für den 24. Januar 2006 die Gleichzeitigkeit ermittelt. Dazu ist zuerst die Nennleistung jedes einzelnen Abnehmers zu definieren.

#### 4.1.5 Nennleistung des Einzelabnehmers

Die Ermittlung der Abnehmer-Nennleistung bereitet im vorliegenden Fall Schwierigkeiten. Die Ermittlung der Abnehmer-Nennleistung mittels einer Linearisierung der Heizgrenzkurve, wie in 2.1.4 Heizgrenztemperatur und Heizgrenzleistung beschrieben, ist bei den meisten Abnehmern nicht möglich. Die Gründe dafür sind:

- Es liegen nur Abnehmerwerte für den Monat Januar und teilweise Februar vor.
- Die aufgezeichneten Werte sind von den Regel- und Ventileinstellungen an der Hausübergabestation abhängig.
- Die Hausübergabestationen sind meist überdimensioniert.
- Bei neueren Gebäuden ist die Abnahmeleistung im Winter nicht nur von der Außentemperatur, sondern auch von den Witterungsbedingungen abhängig. An kalten aber sonnigen Tagen wird manchmal weniger abgenommen, als an etwas wärmeren und trüben/nebeligen Tagen.

Aus diesem Grund wird ein für Gleichzeitigkeit ein statistischer Ansatz gewählt. Dazu wird der Wert des 95 %-Quantils im Januar 2006 als Abnehmer-Nennleistung definiert. Ein Vergleich der Gleichzeitigkeiten in Abhängigkeit der Definition der Abnehmer-Nennleistung ist in Abbildung 4-7, Abbildung 4-8 und Abbildung 4-9 dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass die Wahl des 95 %-Quantils in Bezug auf

die Gleichzeitigkeit eine konservative Annahme (hohen GF-Wert) darstellt. Mangels weiterer Auswertemöglichkeiten und der konservativen Ergebnisse wird für die weitere Untersuchung die Wahl des 95 %-Quantils als geeignet angesehen. Im vorliegenden Fall ergibt sich beispielsweise eine Nennleistung von 9 kW. Diese Beurteilung wird für jeden einzelnen Abnehmer durchgeführt.

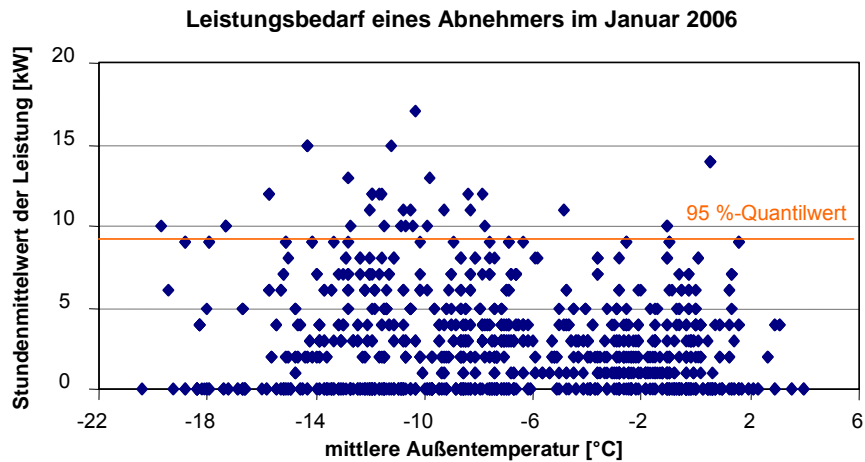


Abbildung 4-6: Gemessenen Leistung an der Hausübergabestation je Stunde bei einem einzelnen Abnehmer im Januar 2006.

In der Tabelle 4-3 sind der Maximal-, Minimal- und Mittelwert der Abnehmer-Nennleistung je Abnehmergruppe dargestellt. Die Abnehmer-Nennleistung entspricht dem 95 %-Quantil Wert der Leistungen und die Abnehmer-Maximal-, Minimal und Mittelwerte entsprechen den Messwerten an der Hausübergabestation (HÜS) im Januar.

Abnehmerwert		<i>Altötting ab 2000</i>	<i>Strasswalchen ab 1995</i>	<i>Strasswalchen Altbestand</i>
Abnehmer-Nennleistung Maximum	[kW]	19	34	52.9
Abnehmer-Nennleistung Minimum	[kW]	5	2	7
Abnehmer-Nennleistung Mittelwert	[kW]	<b>9.3</b>	<b>9.1</b>	<b>21.6</b>
Mittelwert der Abnehmer-Maximalwerte	[kW]	25.4	18.2	46.1
Mittelwert der Abnehmer-Minimalwerte	[kW]	0	0	0
Mittelwert der Abnehmer-Mittelwerte	[kW]	3.8	2.6	6.4
Maximalwert der Abnehmer-Werte	[kW]	51	64	286

Tabelle 4-3: Abnehmerwerte im Januar 2006 für die drei Abnehmergruppen.

#### 4.1.6 Gleichzeitigkeit der Gesamtwärmeleistung

Die Gleichzeitigkeit wird nun nach Gleichung 4-1 für die Stunde ermittelt, an der am 24. Januar 2006 die höchste Summenleistung nach Abbildung 4-5 auftritt. Dazu werden mittels eines Zufallsgenerators (VBA-Excel) für jede der drei Abnehmergruppen jeweils 8.000 zufällig gewählte Werte zwischen eins und der Maximalanzahl der Abnehmergruppe erzeugt. Jedem Wert werden mittels eines zweiten Zufallsgenerators Abnehmer aus der Abnehmergruppe in der entsprechenden Anzahl zugeordnet. Dabei



wird geprüft, dass ein Abnehmer nicht zweimal ausgewählt wird. So entstehen 8.000 zufällige Teilgruppen je Abnehmergruppe für die die Gleichzeitigkeit ermittelt wird (Abbildung 4-10).

$$\varphi = \frac{\sum P_i(t)}{\sum P_{i,Nenn}} \quad \text{Gleichung 4-1}$$

$\varphi$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor
$\sum P_i(t)$	[kW]	Von allen Übergabestationen zum Zeitpunkt t maximal übertragene Leistung
$\sum P_{i,Nenn}$	[kW]	Summe der Nennleistungen der Abnehmer

Der Mittelwert der berechneten Gleichzeitigkeiten über die 8.000 Teilgruppen spiegelt den Leistungsgang im Heizwerk wieder. Die höchste Leistung in Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-9 stimmt mit dem Zeitpunkt der geringsten Gleichzeitigkeit (größter GF-Wert) in Abbildung 4-5 überein.

Sowohl der Verlauf der Leistung als auch der Verlauf der mittleren Gleichzeitigkeit sind gute Indikatoren dafür, wie stark die Leistungsanforderung schwankt und wie hoch die Reserven durch Glättung der Leistung sind. Durch regeltechnische Eingriffe und der Einbindung von Speichern zeigt sich bereits hier ein großes Potenzial für die Reduktion der erforderlichen Leistung.

In Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-9 ist die mittlere Gleichzeitigkeit auf Basis der Abnehmer-Nennleistung (*AN-Wert*,  $\sum P_{i,Nenn} = \sum AN\text{-Wert}_i$ ) im Vergleich zur Gleichzeitigkeit auf Basis der jeweiligen Summe der Hausübergabestationen ( $\sum P_{i,Nenn} = \sum HÜS\text{-Wert}_i$ ) und im Vergleich zur Gleichzeitigkeit auf Basis der auftretenden Tagesmaximalwerte ( $\sum P_{i,Nenn} = \sum \text{Maximalwert des Abnehmers}$ ) dargestellt. Die Veränderung der Gleichzeitigkeit ist ersichtlich bei Änderung der Bezugsgröße für die Abnehmer-Nennleistung. Der Vergleich zeigt, wie bereits in Abschnitt 4.1.5 ausgeführt, dass die Wahl des 95-% Quantilwertes in Bezug auf die Gleichzeitigkeit eine sehr konservative Annahme (hohen GF-Wert) darstellt. So würde beispielsweise die Wahl des 99-% Quantilwertes eine höhere Gleichzeitigkeit (geringen GF-Wert) verursachen.

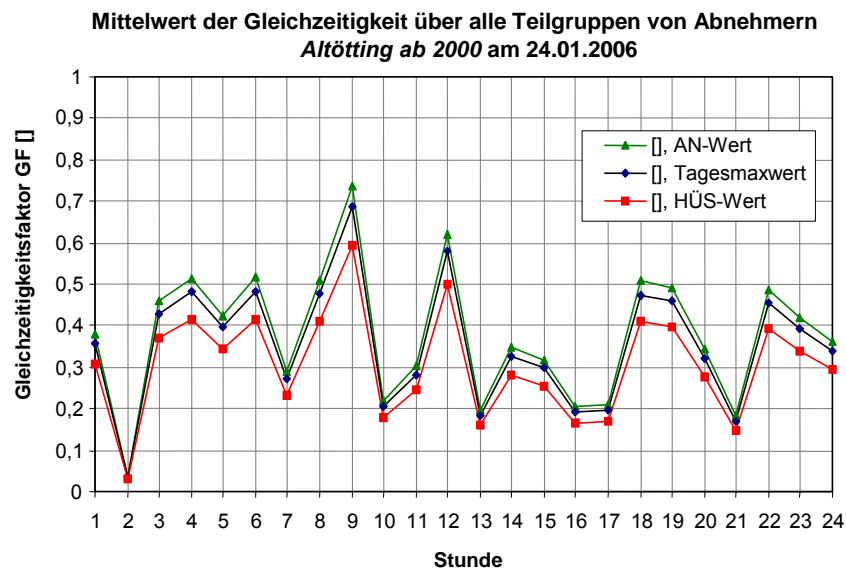


Abbildung 4-7: Mittlere Gleichzeitigkeit am 24.01.2006 je Stunde der Abnehmer *Altötting ab 2000* über alle 8.000 zufälligen Teilgruppen.

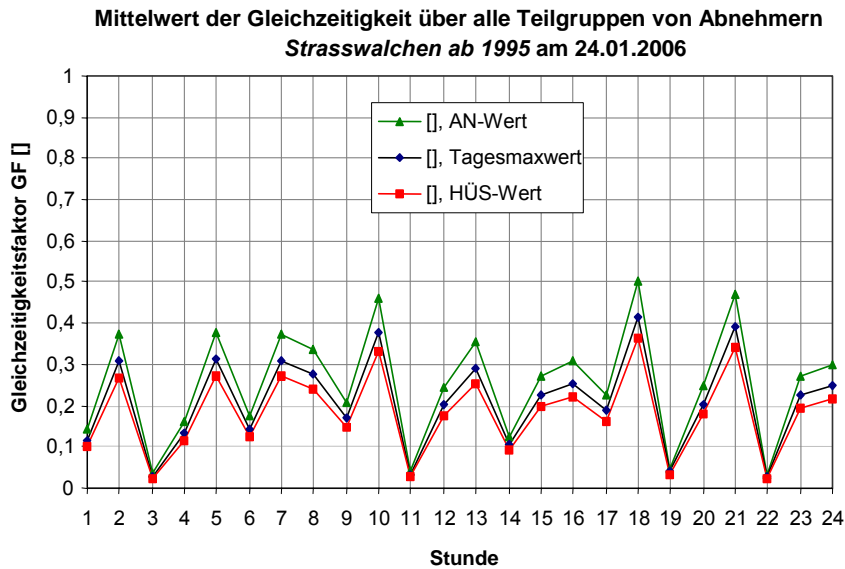


Abbildung 4-8: Mittlere Gleichzeitigkeit am 24.01.2006 je Stunde der Abnehmer *Strasswalchen ab 1995* über alle 8.000 zufälligen Teilgruppen.

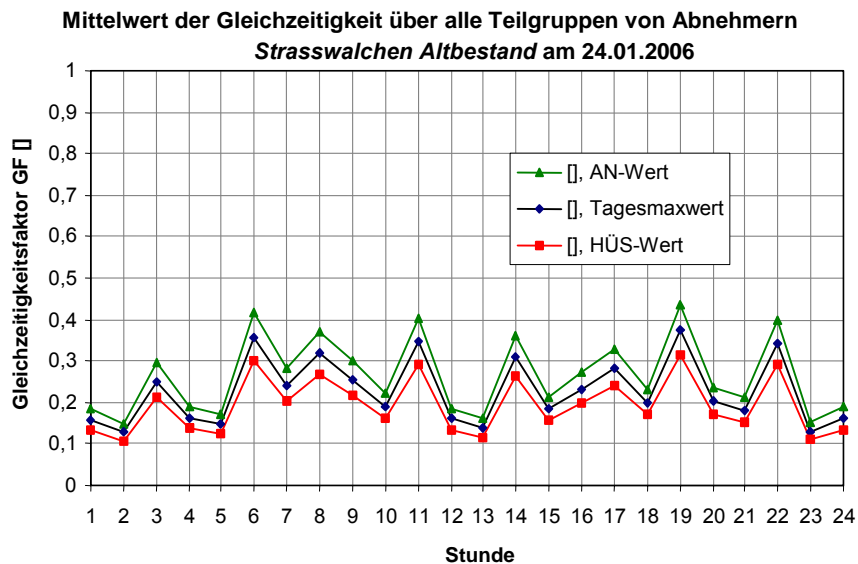


Abbildung 4-9: Mittlere Gleichzeitigkeit am 24.01.2006 je Stunde der Abnehmer *Strasswalchen Altbestand* über alle 8.000 zufälligen Teilgruppen.

Für alle weiteren Berechnungen wird die Abnehmer-Nennleistung als Basis verwendet und die Gleichzeitigkeit für die Stunde ermittelt, an der am 24. Januar die höchste Gesamtleistung nach Abbildung 4-5 bzw. der höchste mittlere GF-Wert nach Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-9 auftritt.

Abbildung 4-10 zeigt die berechneten Gleichzeitigkeitsfaktoren von 8.000 zufälligen Teilgruppen innerhalb der Abnehmergruppe *Altötting ab 2000* um 9 Uhr. Der Verlauf der Ergebnisse ist typisch für alle drei Abnehmergruppen. Geringe GF-Werte entstehen, da ein Teil der Abnehmer keine oder nur sehr geringe Leistung in der betrachteten Stunde abnehmen. Bei überwiegen dieser Abnehmer in der zufälligen Teilgruppe entstehen geringe GF-Werte. Umgekehrt können auch große GF-Werte entstehen.

Werte größer eins entstehen bei der Auswertung, da teilweise die aufgezeichneten Abnahmewerte an den Hausübergabestationen deutlich über der berechneten Abnehmer-Nennleistung liegen. Ursache

dafür ist, dass die Leistungen der Hausübergabestationen in der Regel größer sind als die Abnehmer-Nennleistungen (Überdimensionierung).

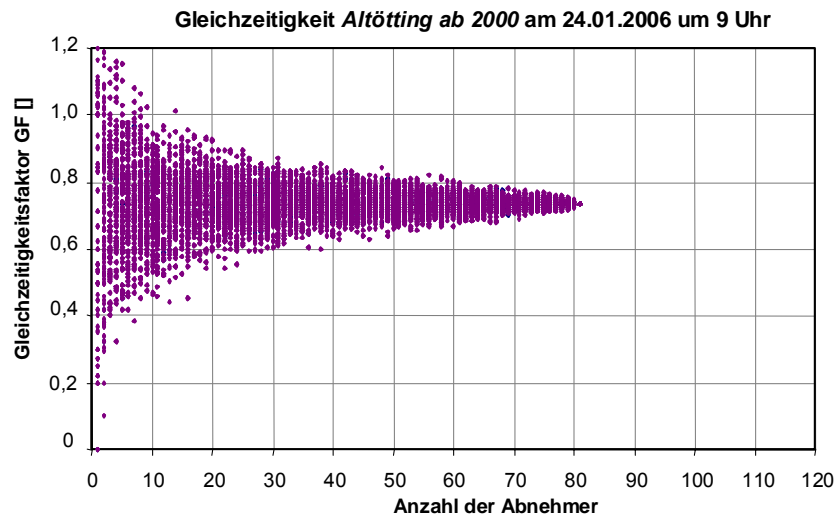


Abbildung 4-10: Gleichzeitigkeitsfaktor der Abnehmer *Altötting ab 2000* von 8.000 zufälligen Teilgruppen am 24.01.2006 um 9 Uhr.

Um alle Fälle abzudecken, ist die Hüllkurve an der oberen Grenze der Ergebnisse zu bilden. Um Ergebnisse mit geringer Wahrscheinlichkeit (Einzelergebnisse mit sehr hohen GF-Werten) auszuscheiden, kann ein Quantilverlauf betrachtet werden. Dazu wird der Verlauf der 90-, 95-, 99- und 100-% Quantilwerte dargestellt. Die 8.000 Werte werden auf die Werte des 90 %-, 95 %- und 100 %-Quantils reduziert und dieser Verlauf wird jeweils mit einem Kurvenverlauf nach dem kleinsten Fehlerquadrat (Fit mittels TabelCurve 2D) angenähert. Beispielhaft dafür sind in Abbildung 4-11 die Werte des 95 %-Quantils und die zugehörige Fitkurve dargestellt.

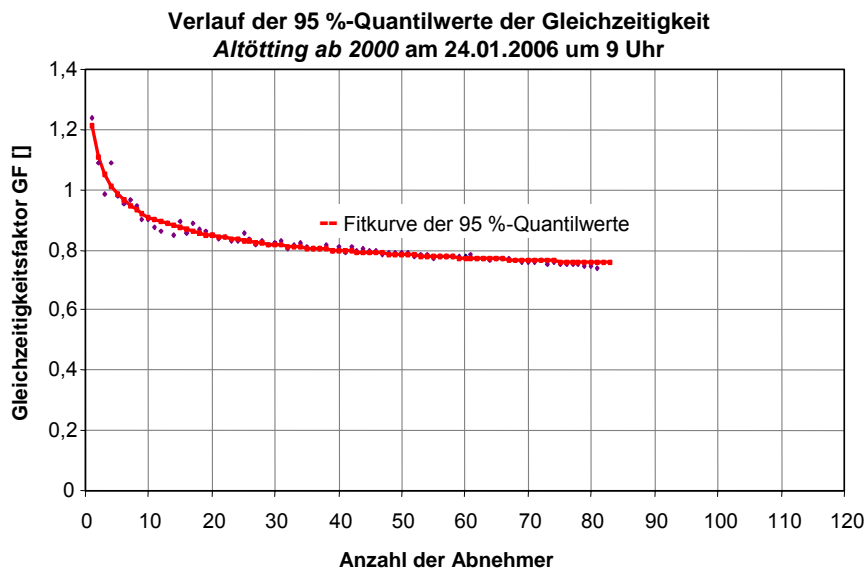


Abbildung 4-11: Verlauf des 95 %-Quantils der Gleichzeitigkeit der Abnehmer *Altötting ab 2000* von 8.000 zufälligen Teilgruppen am 24.01.2006 um 9 Uhr.

In Abbildung 4-12 bis Abbildung 4-14 sind die Ergebnisse für die drei Abnehmergruppen zusammengefasst. Dargestellt sind die Fitkurven für die Werte des 90 %-, 95 %-, 99 %- und 100 %-Quantils sowie der Verlauf der Funktion nach Gleichung 3-34 - *Mittelwert GF-Fkt.* - als gepunktete Linie.

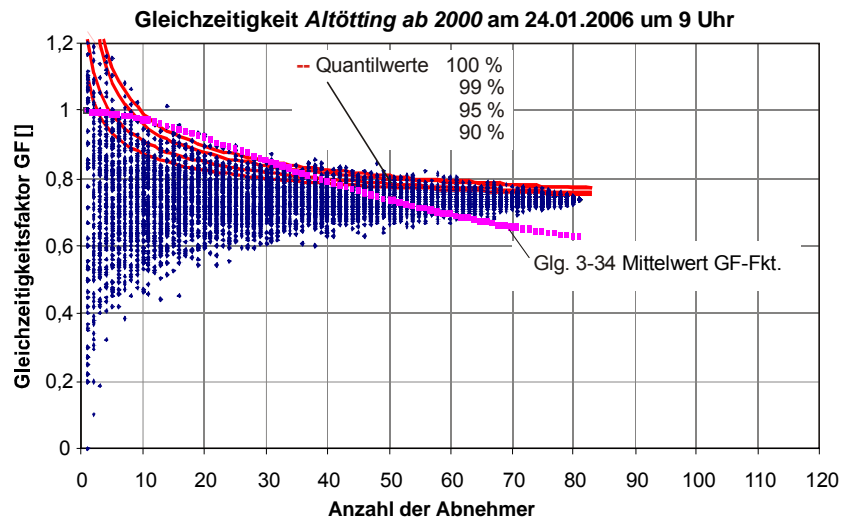


Abbildung 4-12: Verlauf der Gleichzeitigkeit für *Altötting ab 2000* über 8.000 zufällige Teilgruppen.

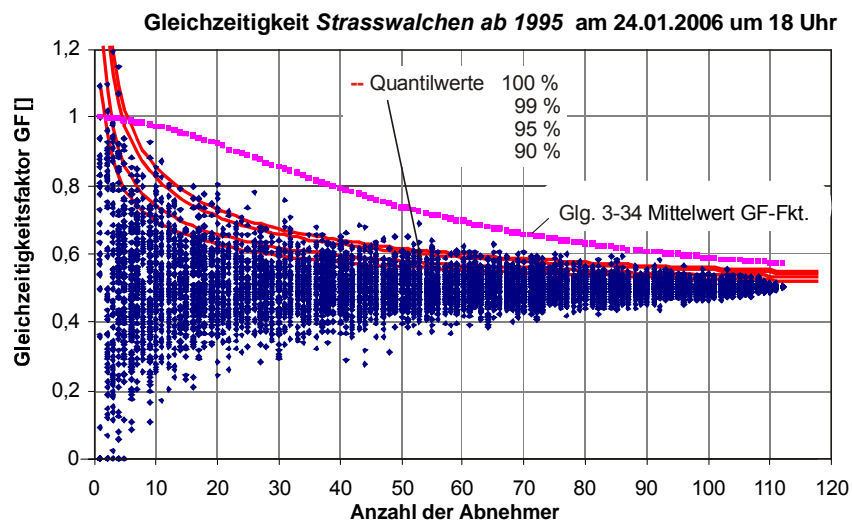


Abbildung 4-13: Verlauf der Gleichzeitigkeit für *Strasswalchen ab 1995* über 8.000 zufällige Teilgruppen.

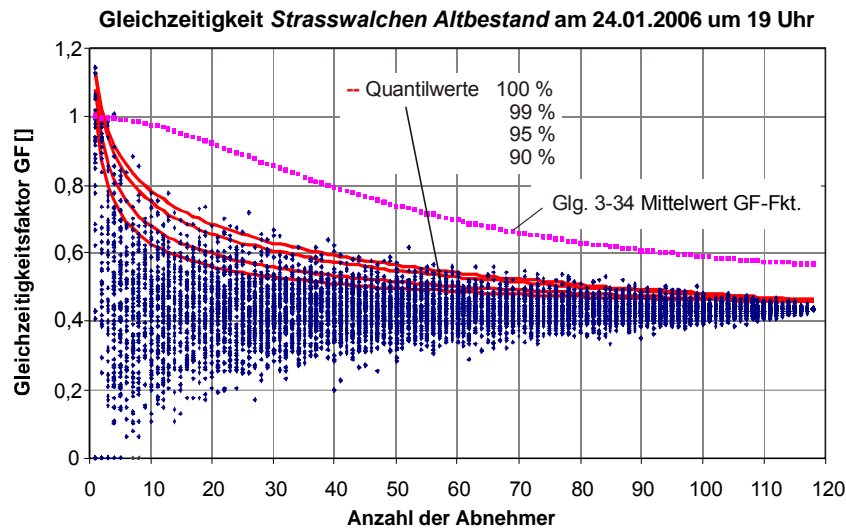


Abbildung 4-14: Verlauf der Gleichzeitigkeit für *Strasswalchen Altbestand* über 8.000 zufällige Teilgruppen.

In Abbildung 4-15 werden die 90 %-, 95 %- und 100 %-Quantilwerte für alle drei Abnehmergruppen zusammengefasst dargestellt. Zusätzlich ist der spezifische Jahresenergiebedarf der Abnehmergruppe nach Tabelle 4-1 angegeben. Die GF-Werte nehmen mit zunehmendem Energieverbrauch ab. Die Ursache dafür ist die geringere erforderliche Leistung für die Gebäudebeheizung, die im Auslegungszustand kontinuierlicher angefordert wird, im Vergleich zu den größeren schwankenden Leistungen bei alten Gebäuden.

Aufgrund der Annahme, dass teilweise mit Einzelfeuerstätten zugeheizt wird, ist der angegebenen Bereich zu erweitern. Drei Bereiche für den Gesamtwärmebedarf werden vorgeschlagen, < 85, 85–115 und 115–150 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

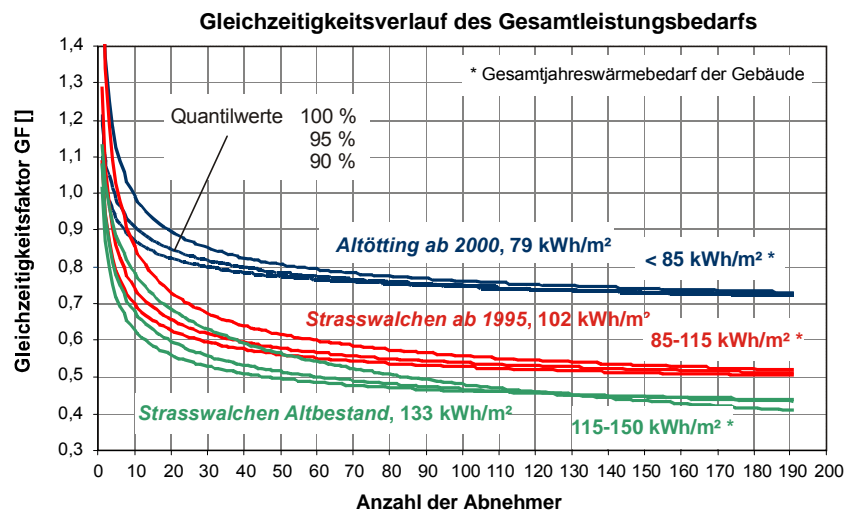


Abbildung 4-15: Zusammengefasste Darstellung der Ergebnisse für den Gleichzeitigkeitsverlauf des Gesamtleistungsbedarfs.

Eine Näherung der Verläufe in Abbildung 4-15 ist mit Gleichung 4-2 möglich. Die zugehörigen Parameter a bis d sind in Tabelle 4-4 bis Tabelle 4-6 aufgeführt.

$$\varphi_{ges}(n) = a + \frac{b}{1 + \left(\frac{n}{c}\right)^d} \quad \text{Gleichung 4-2}$$

- $\varphi_{ges}(n)$  [-] Gleichzeitigkeitsfaktor für Gleichzeitigkeit des Gesamtleistungsbedarfs auf Basis Stundenmittelwerte
- $n$  [-] Anzahl der Abnehmer

Parameter < 85 kWh/m <sup>2</sup>	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<i>a</i>	0,652815025	0,632531881	0,663321099
<i>b</i>	4,643563936	1,587951966	0,973074802
<i>c</i>	0,075834165	0,282907749	0,660424992
<i>d</i>	0,519646625	0,434846382	0,475893362

Tabelle 4-4: Parameter für den Bereich Gesamtwärmebedarf < 85 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

Parameter 85–115 kWh/m <sup>2</sup>	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<i>a</i>	0,420418936	0,439960528	0,442826934
<i>b</i>	5,681752709	4,798364876	1,929681566
<i>c</i>	0,085859173	0,047624299	0,269504629
<i>d</i>	0,522798454	0,504142558	0,52005215

Tabelle 4-5: Parameter für den Bereich Gesamtwärmebedarf 85–115 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

Parameter 115–150 kWh/m <sup>2</sup>	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<i>a</i>	-0,100421167	0,325229794	0,376973038
<i>b</i>	2,359499399	2,119594102	2,304594236
<i>c</i>	1,414111182	0,260615053	0,150102509
<i>d</i>	0,262092033	0,440599394	0,499737981

Tabelle 4-6: Parameter für den Bereich Gesamtwärmebedarf 115–150 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

### 4.1.7 Gleichzeitigkeit der Raumwärmeleistung

Um aus den vorhandenen Daten einen Verlauf der Gleichzeitigkeit des Raumwärmeleistungsbedarfs für die drei Abnehmertypen mit unterschiedlichem spezifischen Wärmebedarf zu bestimmen, ist eine Modell-Wohnsiedlung sowie ein Gleichzeitigkeitsverlauf für Warmwasser erforderlich. Als Leistung für die Warmwassererwärmung beim Einzelabnehmer werden zwei Modelle berechnet. Ein Modell für ~30 kW für die Dauer von 10 Minuten und zum Vergleich ein Modell mit 22 kW für die Dauer von 10 Minuten. Als Gleichzeitigkeit für den Warmwasserverbrauch wird nach Gleichung 3-19 der Mittelwert von Redan und DIN 4708 verwendet.

Mit nachfolgendem Berechnungsansatz kann damit iterativ der Verlauf der Gleichzeitigkeit des Raumwärmeleistungsbedarfs ermittelt werden. Dazu ist im Prinzip die Mischungsformel auf die Leistung für Raumwärme und für Warmwasser anzuwenden.

$$\dot{Q}_{WW} = \frac{\dot{Q}_{WW10-MinMW}}{6} \quad \text{Gleichung 4-3}$$

$\dot{Q}_{WW}$  [kW] Erforderliche Leistung Warmwassererzeugung, Stundenmittelwert

$\dot{Q}_{WW10-MinMW}$  [kW] Erforderliche Leistung Warmwassererzeugung, 10 Minuten-Mittelwert

$$(\dot{Q}_{WW} + \dot{Q}_{RW}) \cdot n \cdot \varphi_{ges}(n) = \dot{Q}_{WW} \cdot n \cdot \varphi_{WW}(n) + \dot{Q}_{RW} \cdot n \cdot \varphi_{RW}(n) \quad \text{Gleichung 4-4}$$

$\dot{Q}_{WW}$  [kW] erforderliche Leistung Warmwassererzeugung, Stundenmittelwert

$\dot{Q}_{RW}$  [kW] erforderliche Leistung Raumwärme, Stundenmittelwert

$n$  [-] Gesamtanzahl der Abnehmer

$\varphi_{ges}(n)$  [-] Gleichzeitigkeit des Gesamtleistungsbedarfs nach Gleichung 4-2

$\varphi_{WW}(n)$  [-] Gleichzeitigkeitsfunktion Warmwassererzeugung, Gleichung 3-19

$\varphi_{RW}(n)$  [-] gesuchte Gleichzeitigkeitsfunktion für Raumwärmeleistung

Mittels einer iterativen Lösung mit einem Tabellenkalkulationsprogramm (Excel) kann eine Näherungslösung für  $\varphi_{RW}(n)$  gefunden werden. Basierend auf den Gesamtwärmebedarf werden drei Bereiche für den Raumwärmebedarf vorgeschlagen, < 70, 70–95 und 95–130 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17 zeigen beispielhaft eine iterative Lösung für den Verlauf der Gleichzeitigkeit der Raumwärmeleistung. Abbildung 4-16 zeigt den GF-Verlauf für die erforderliche Leistung zur Warmwassererzeugung ( $\varphi_{WW}(n)$ ). Ausgehend vom GF-Verlauf für den Gesamtleistungsbedarfs nach der ermittelten Gleichung 4-2 ( $\varphi_{ges}(n)$ ) wird ein Verlauf für die Raumwärmeleistung ermittelt (Fitkurve  $\varphi_{RW}(n)$ ). Der resultierende Verlauf aus Gleichung 4-4 (Berechnet aus  $\varphi_{RW}(n)$  und  $\varphi_{WW}(n)$ ) muss dabei dem resultierenden Verlauf nach Gleichung 4-2 ( $\varphi_{ges}(n)$ ) mit minimaler Abweichung entsprechen. Zur Berechnung wird der 90-%, der 95-% und der 100-% Quantilverlauf für den  $\varphi_{ges}(n)$  Verlauf des Gesamtleistungsbedarfs ausgewählt.

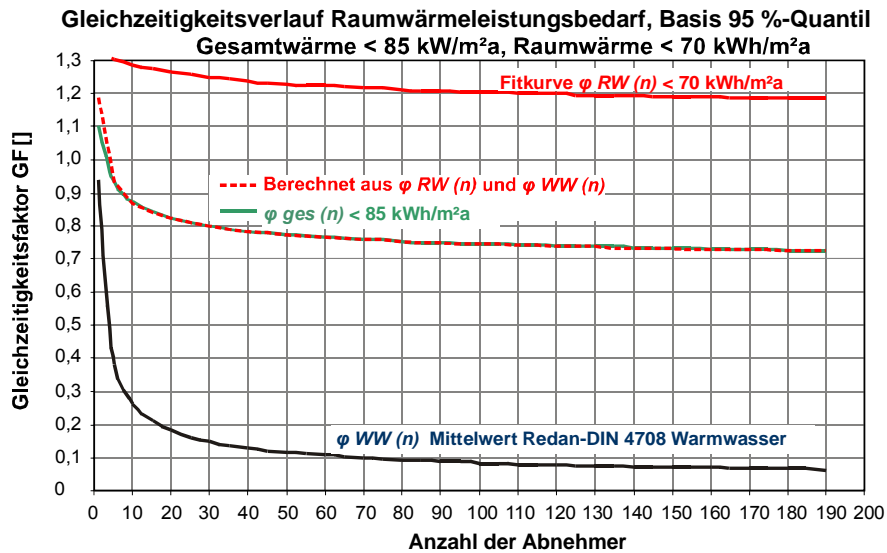


Abbildung 4-16: Iterative Lösung für den Bereich Raumwärmebedarf < 70 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

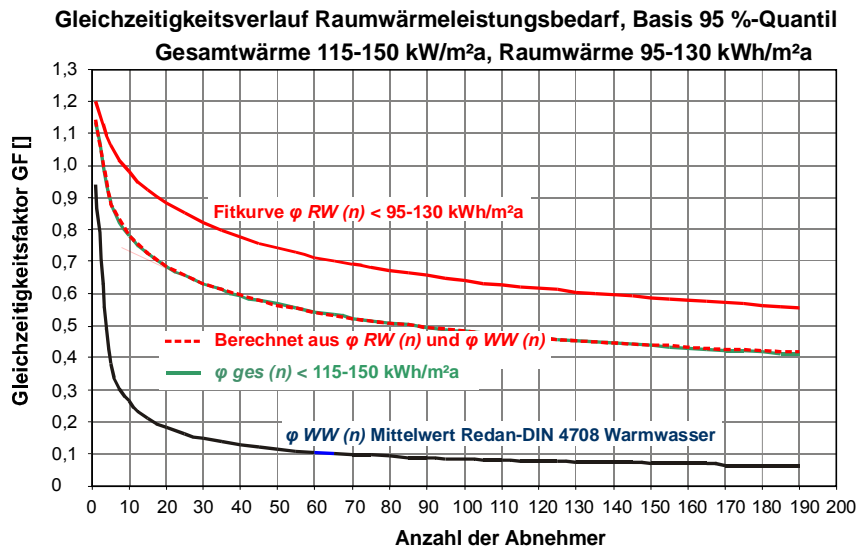


Abbildung 4-17: Iterative Lösung für den Bereich Raumwärmebedarf < 95–130 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.

Für moderne Gebäude mit einem geringen Jahreswärmebedarf ergibt sich aus Abbildung 4-16 für den Raumwärmeleistungsbedarf keine Gleichzeitigkeit. Die Ergebnisse einer Gleichzeitigkeit > 1 ergeben sich aus den Differenzen der angenommenen Abnehmer-Nennleistungen und den tatsächlich vorhandenen Hausübergabestationen.

Für Gebäude mit einem hohen Wärmebedarf ergibt sich eine deutliche Gleichzeitigkeit. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in der Abbildung 4-18 bis Abbildung 4-20 dargestellt. Dabei werden die Ergebnisse für die 30 kW Warmwasserlast (10 Minuten), für die 22 kW Warmwasserlast (10 Minuten) und der sich daraus resultierende Gesamtbereich der Gleichzeitigkeit dargestellt. Die untere Kurve stellt jeweils den Verlauf des 90 %-Quantils für 22 kW dar und die obere Kurve den Verlauf des 100 %-Quantils bei 30 kW Warmwasserlast für die Dauer von 10 Minuten.



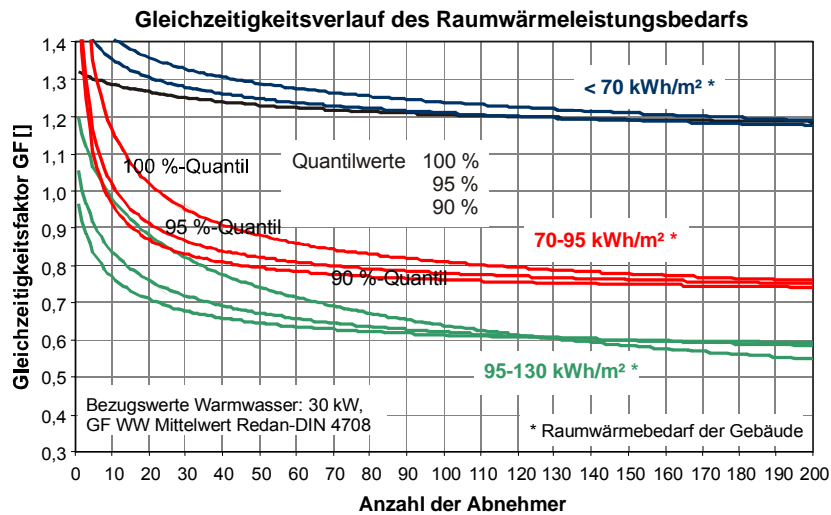


Abbildung 4-18: Gleichzeitigkeitsverlauf des Raumwärmeleistungsbedarfs. Rechenbasis 30 kW Spitzenleistung für die Dauer von 10 Minuten zur Warmwassererzeugung.

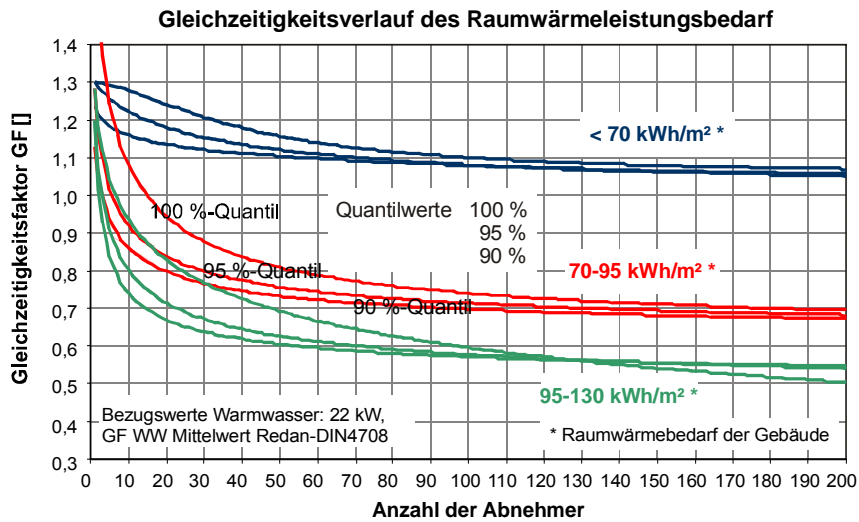


Abbildung 4-19: Gleichzeitigkeitsverlauf des Raumwärmeleistungsbedarfs. Rechenbasis 22 kW Spitzenleistung für die Dauer von 10 Minuten zur Warmwassererzeugung.

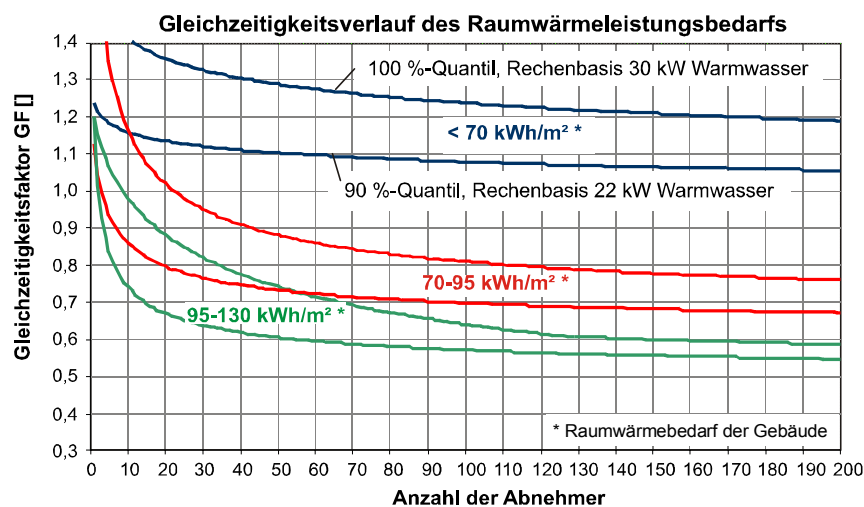


Abbildung 4-20: Zusammenfassung der Ergebnisse für den Gleichzeitigkeitsverlauf des Raumwärmeleistungsbedarfs.

### Schlussfolgerung

Mit den dargestellten Ergebnissen ist es möglich, näherungsweise die Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs in Nahwärmenetzen bei Gebäuden mit unterschiedlichen Kombinationen aus Raumwärme- und Warmwasserbedarf zu ermitteln.

Jeweils die obere und untere Kurve in Abbildung 4-20 begrenzt den Wertebereich, der nach dieser Auswertung für die Gleichzeitigkeit des Raumwärmeleistungsbedarfs gilt. Ab einem spezifischen Raumwärmebedarf von  $< 70 \text{ kWh/m}^2$  und Jahr beträgt die Gleichzeitigkeit demnach für den Raumwärmeleistungsbedarf unabhängig von der Abnehmeranzahl den Wert 1. Bei Neubausiedlungen ist damit nur die Gleichzeitigkeit für die Leistung zur Warmwassererzeugung zu berücksichtigen.

Um noch besser gesicherte Aussagen zur Gleichzeitigkeit von Neubausiedlungen treffen zu können, wären dazu jedoch noch weitere Auswertungen dieser Art erforderlich. Derzeit scheitert das an der Verfügbarkeit von Nahwärmenetzen mit einer entsprechenden Datenerfassung, einheitlichen Abnehmern gleichen Baustandards und der Bereitschaft seitens der Netzbetreiber Daten für solche Auswertungen zur Verfügung zu stellen.

Eine Näherung der Verläufe in Abbildung 4-20 ist mit Gleichung 4-5 möglich. Die zugehörigen Parameter a bis d sind in Tabelle 4-7 bis Tabelle 4-9 aufgeführt.

$$\varphi_{RW}(n) = a + \frac{b}{1 + \left(\frac{n}{c}\right)^d} \quad \text{Gleichung 4-5}$$

$\varphi_{RW}(n)$	[-]	Gleichzeitigkeitsfaktor der Raumwärmeleistung, Stundenmittelwerte
$n$	[-]	Anzahl der Abnehmer

Parameter	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<b>Parameter &lt; 70 kWh/m<sup>2</sup></b>			
<b>WW-Leistung</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>
<i>a</i>	0,647834	1,025731	1,150083
<i>b</i>	1,864719	0,935286	0,175722
<i>c</i>	1,283489	1,696063	41,140875
<i>d</i>	0,176720	0,345431	0,884323
<b>WW-Leistung</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>
<i>a</i>	1,300607	1,319456	2,423434
<i>b</i>	-0,247822	-0,319067	-2,637304
<i>c</i>	41,023809	27,158376	48,495558
<i>d</i>	-1,618138	-0,828154	-0,052238

Tabelle 4-7: Parameter für den Bereich Raumwärme  $< 70 \text{ kWh/m}^2$  und Jahr.  
WW-Leistung ... Leistung für Warmwassererzeugung für 10 Minuten

Parameter	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<b>70–95 kWh/m<sup>2</sup></b>			
<b>WW-Leistung</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>
<i>a</i>	0,653149	0,706591	0,715250
<i>b</i>	2,344947	1,916528	1,884711
<i>c</i>	1,167830	0,940504	0,903709
<i>d</i>	0,592804	0,691828	0,780324
<b>WW-Leistung</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>
<i>a</i>	0,610240	0,611747	0,613769
<i>b</i>	1,466962	1,171583	0,859286
<i>c</i>	3,347658	1,645030	2,034258
<i>d</i>	0,685775	0,572630	0,570887

Tabelle 4-8: Parameter für den Bereich Raumwärme 70–95 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.  
WW-Leistung ... Leistung für Warmwassererzeugung für 10 Minuten

Parameter	100 %-Quantil	95 %-Quantil	90 %-Quantil
<b>95–130 kWh/m<sup>2</sup></b>			
<b>WW-Leistung</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>	<b>30 kW</b>
<i>a</i>	0,284696	0,518702	0,559815
<i>b</i>	1,020959	0,635023	0,500100
<i>c</i>	35,458784	10,180972	6,661340
<i>d</i>	0,605044	0,715108	0,775495
<b>WW-Leistung</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>	<b>21,5 kW</b>
<i>a</i>	-0,189303	0,452463	0,485057
<i>b</i>	2,376038	1,440145	5,546287
<i>c</i>	6,577678	1,155722	0,019631
<i>d</i>	0,259577	0,527344	0,486097

Tabelle 4-9: Parameter für den Bereich Raumwärme 95–130 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr.  
WW-Leistung ... Leistung für Warmwassererzeugung für 10 Minuten

## 4.2 In Hausübergabestationen integrierte Pufferspeicher

### 4.2.1 Zielsetzung

Die bisher gezeigten Ergebnisse zeigen, dass die Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit bei Nahwärmenetzen von großer Bedeutung ist. Eine Veränderung des Systems erfolgt, wenn Pufferspeicher integriert werden. Der Effekt eines Speichers besteht darin, den zeitlichen Verlauf eines Leistungsbedarfs zu verändern und die Maxima des Leistungsbedarfes zu reduzieren. In einem Nahwärmenetz kann das durch einen zentralen Pufferspeicher im Heizhaus erfolgen. Der Effekt des Speichers wirkt dabei auf die Wärmeerzeugungsanlagen, nicht jedoch auf die Wärmeverteilung, d.h. auf das Nahwärmenetz zwischen Speicher und Abnehmer.

Pufferspeicher beim Abnehmer wirken dagegen auf das Nahwärmenetz bzw. auf die Zuleitung zum Gebäude. Unterschiedliche Gruppen von Speicher wirken auf Hauptleitungen und alle Speicher wirken auf die Wärmeerzeuger im Heizhaus. Dadurch sinkt die maximale vom Heizwerk an die Speicher zu übertragende Leistung. Rohrleitungen und Pumpen können kleiner und somit kostengünstiger ausgelegt werden und im Heizhaus kann ein Biomassekessel mit geringerer Leistung verwendet werden.

Wie groß das Potenzial ist, soll an der Auswertung *Altötting ab 2000* gezeigt werden. In Abbildung 4-21 sind der Gleichzeitigkeitsverlauf mit  $\Sigma P_i(t)$  = Summe der tatsächlich gemessenen Abnehmerleistungen und mit  $\Sigma P_i(t)$  = Tagesmittelwerten der Abnehmerleistungen dargestellt.

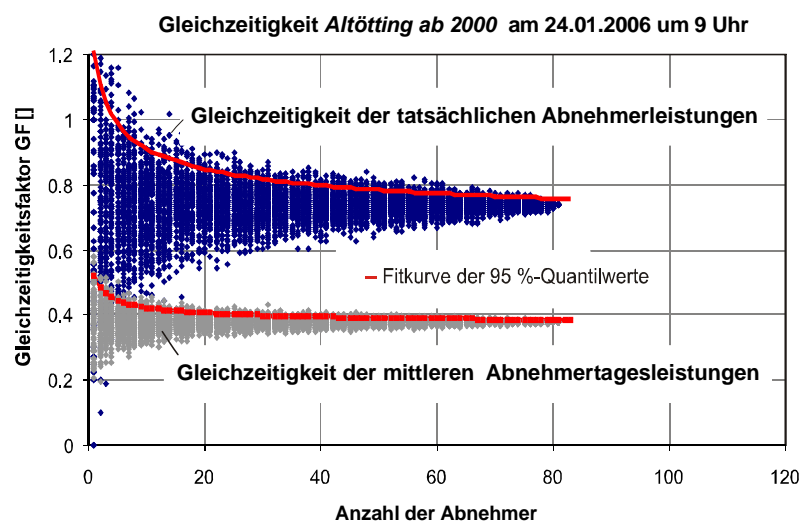


Abbildung 4-21: Verlauf der Gleichzeitigkeit der Abnehmer *Altötting ab 2000* von 8.000 zufällig gewählten Abnehmergruppen am 24.01.2006 um 9 Uhr unter Anwendung der tatsächlich gemessenen Abnehmerleistungen und der mittleren Tagesleistung. Dargestellt ist auch das jeweils zugehörige 95 %-Quantil der Werte.

Die Gleichzeitigkeit mit der mittleren Abnehmertagesleistung ist mit einem idealen Speicher beim Abnehmer erreichbar, der es ermöglicht, den Abnehmer konstant über 24 Stunden mit der mittleren Abnehmertagesleistung zu versorgen. Die Differenz der dargestellten Gleichzeitigkeitsverläufe stellt das Potenzial für einen Speichereinsatz dar.

Im Sommer, wenn meist nur Wärme für die Warmwasserbereitung benötigt wird, können die Speicher diskontinuierlich im 1–3 Tagesabstand geladen, und das Nahwärmenetz in der Zwischenzeit stillgelegt werden. Der Wärmeverluste im Rohrnetz und die elektrische Pumpenergie kann optimiert werden.

Welche Leistungsreduktionen mit dezentralen Speichern möglich sind, und wie sich diese Technologie auf die Investitions- und Betriebskosten auswirkt, soll in diesem Abschnitt näher untersucht werden.

## 4.2.2 Vorgehensweise und Datenbasis

Dezentrale Pufferspeicher sind ähnlich aufgebaut wie Warmwasserspeicher, dienen aber gleichzeitig als Hausübergabestation. Zur näheren Untersuchung der Wirkung des Pufferspeichers wird eine vereinfachte Modellierung eines Schichtenspeichers in Excel (VBA) durchgeführt. Mit dem Modell soll näherungsweise die Auswirkung der Speicher auf das Nahwärmenetz untersucht werden. Zur Simulation sind Lastgänge für die Leistung zur Warmwasserbereitung und Lastgänge für die Raumwärmeerzeugung über mindestens 24 Stunden erforderlich.

Für die Ermittlung des Tageslastgangs der Warmwasserzeugung werden Daten auf Basis der Untersuchungen von Loose aus [113] verwendet und eigene Modifizierungen eingearbeitet. Das Ergebnis sind minutenaufgelöste Leistungsdaten.

Beispielhafte Tagesleistungsgänge zur Erzeugung der Raumwärme werden im Rahmen eines eigenen Projektes an Abnehmern am Biomasseheizwerk Mondsee in Oberösterreich im Rahmen des betreuten Projektes [114] ermittelt. Ähnliche Untersuchungen wurden auch durchgeführt im Rahmen des Projektes [115]. Ziel der Datenauswertung ist es, Abnahmeprofile für verschiedene Abnehmer zu finden. Dazu werden, ähnlich wie im Abschnitt 4.1, die im Heizwerk viertelstündlich aufgezeichneten digitalen Daten verwendet. Den Betreibern des Heizwerks Mondsee sei an dieser Stelle gedankt für Ihre Unterstützung bei der Datenerhebung.

## 4.2.3 Tageslastgänge des Warmwasserbedarfs von Einzelabnehmern

Untersuchungen zum Verlauf des Warmwasserverbrauches über den Tag wurden von Loose [113] an rund 100 Haushalten in Berlin durchgeführt. Auf Basis dieser Ergebnisse lassen sich durchschnittliche Warmwasser-Lastprofile für Abnehmer auf Minutenbasis ableiten und auf Basis der typischen Verbrauchermuster für eine kurze Warmwasserzapfung, Dusche oder Badewannennutzung neue Warmwasser-Lastprofile für andere Abnehmer mit mehreren Abnehmern erstellen. Die Daten und Lastprofile werden in Abschnitt 4.2.6 bei der Simulation des Pufferspeichers verwendet.

Daten nach [113]	Minimum [Liter]	Maximum [Liter]	Dauer [Minuten]	Minimum [kWh]	Maximum [kWh]
Warmwasserzapfung	4,2	4,9	1	0,17	0,2
Duschen	39,5	41,9	5	1,6	1,7
Baden	108,6	113,5	8	4,4	4,6

Tabelle 4-10: Warmwasserwerte für Einzelabnehmer bei einer Zulauftemperatur von 10 °C [113].

Auf Basis der ermittelten Daten können minutenaufgelöste Tageslastprofile erstellt werden. Beispielfähig ist in Abbildung 4-22 ein Warmwasserprofil für eine 3-Personen-Familie, davon 1–2 berufstätig, dargestellt. Ersichtlich sind die Lastspitzen am Morgen und die Lastspitzen am Abend. Weitere Profile sind im Anhang Abbildung 9-4 bis Abbildung 9-8.

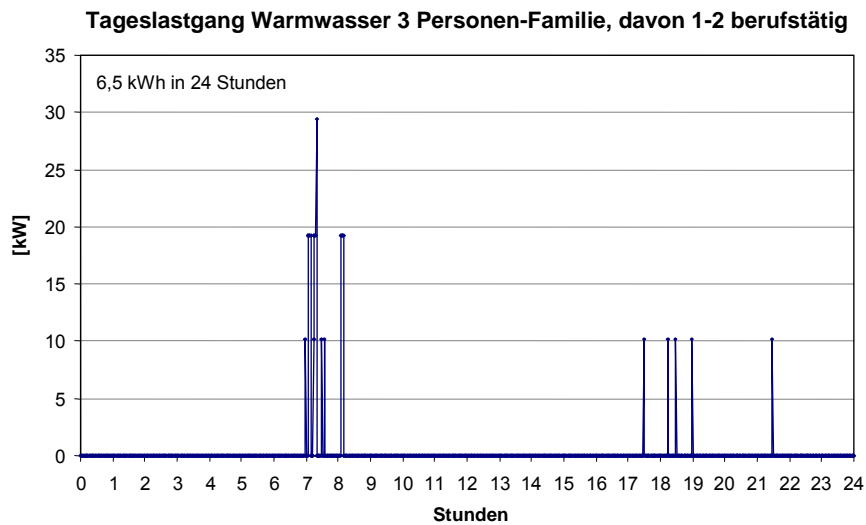


Abbildung 4-22: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser einer 3 Personen-Familie, davon 1–2 berufstätig [113].

#### 4.2.4 Tageslastgang des Raumwärmebedarfs von Einzelabnehmern

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die Tageslastgänge der Raumwärmeerzeugung einiger Einfamilienhäuser, Geschosswohnungsbauten und Hotels untersucht. Dazu werden digital vorliegende Abnehmerdatensätze des Biomasseheizwerks Mondsee in Oberösterreich verwendet. Die Datensätze enthalten viertelstündlich Daten zu Datum, Zeit, Außentemperatur und Wärmezählerstand des Abnehmers. Der Biomassekessel erzeugt 3 MW, der Heizölkessel erzeugt eine Leistung von 5,5 MW. Von allen, am Netz angeschlossenen Objekten, werden 23 Objekte ausgewählt, die bereits etwas länger am Nahwärmenetz angeschlossen sind. Um eine verbesserte Interpretation der Daten zu ermöglichen, wird eine Erhebung der Gebäude- und Nutzerdaten im Rahmen eines Gesprächs mit den Bewohnern durchgeführt. So werden zusätzliche Informationen über das Nutzerverhalten, den Gebäudetyp, den Dämmstandard, den Wärmeverteilsystemen im Haus und die Zusatzbeheizung gewonnen [114]:

Gebäudeart	Anzahl
Einfamilienhäuser	6
Geschosswohnung	4
Schulen	2
Hotels und Restaurants	3
Reihenhauswohnung	1
Verwaltung/Verkauf/Sonstige	7
<b>Gesamt</b>	<b>23</b>

Tabelle 4-11: Zusammensetzung der erhobenen Abnehmer [114].

Einfamilienhäuser stellen die größte Anzahl an Objekten dar, die am Netz angeschlossen sind. Die Daten liegen für den Winter vom 11.09.2002 bis zum 20.02.2003 und für Schwachlastzeit im Sommer von 20.06.2003 bis 27.10.2003 vor. Aus den vorhandenen Daten können nach Plausibilitätsprüfung der Verlauf der Tagesganglinie des Heizwärmebedarfs für die Beheizung des Gebäudes und die Tagesganglinie zur Erzeugung von Warmwasser ermittelt werden.

Die Tagesganglinie gibt den Verlauf der mittleren stündlich abgenommenen Wärmemenge  $Q$  über den Tag an. Die Wärmemenge  $Q$  ist Außentemperaturabhängig und muss daher normiert werden. Als Normierungsquotient bietet sich die pro Tag abgenommenen Wärmemenge  $Q_{ges}$  an.

Wird das Warmwasser ebenfalls mit dem Nahwärmenetz erwärmt, dann wird von der gesamten Wärmemenge die Energie, die zur Erwärmung von Warmwasser verwendet wird, subtrahiert. Unter der Annahme, dass im Winter gleich viel Warmwasser wie im Sommer verwendet wird, kann der Tagesgang des Warmwasserbedarfs aus den Daten für Temperaturen oberhalb der Heizgrenze verwendet werden. Der Verlauf des Tagesganges für Warmwasser ist jedoch in allen Fällen nicht ausreichend genau und nicht auf den tatsächlichen Warmwasserbedarf zu beziehen, da in den meisten Fällen ein Warmwasserspeicher vorhanden ist. Für spätere Berechnungen werden daher die Warmwasserlastkurven aus dem Abschnitt 4.2.3 verwendet. Trotzdem werden die Ergebnisse hier dargestellt.

Für die Ermittlung des Tagesganges wird ein Mittelwert der stündlichen Werte über alle Tage gebildet werden. Dazu gibt es zwei Möglichkeiten: die Bildung des arithmetischen Mittelwerts oder des Medians. Der arithmetische Mittelwert wird durch die Aufsummierung aller Werte und Division durch die Anzahl der Werte gebildet. Befinden sich allerdings Ausreißer in der Wertemenge, gehen diese auch in die Bildung des Mittelwertes mit ein und verfälschen diesen unter Umständen. Zur Bildung des Medians werden die Werte der Größe nach geordnet. Der Median ist unempfindlicher gegenüber Ausreißern, allerdings besteht bei den vorliegenden Datensätzen folgendes Problem:

Bei den meisten untersuchten Abnehmern wird das Warmwasser in einem Speicher erwärmt, somit ist das Aufheizen des Speichers und die Abnahme von Warmwasser entkoppelt. Da Speicher meist mit einer Hysterese betrieben werden, erfolgt eine Ladung nur nach einer größeren Wasserentnahme. Daher ist der Wärmebedarf für die Speicherbeladung in Zeiten mit geringem Warmwasserbedarf (abends/nachts) meist null, obwohl Warmwasser gezapft wird. Bildet man nun den Median, so ist dieser, wenn mindestens die Hälfte der Werte null ist, ebenfalls null, obwohl ein Warmwasserbedarf vorliegt.

Die Lastgänge für den Warmwasserbedarf werden aus Daten für Tage ermittelt, deren mittlere Tagesaußentemperatur größer als der für das Objekt ermittelten Heizgrenztemperatur war. In den Diagrammen Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 sind die Probleme beim Bilden des Medians für Warmwasser zu erkennen. Wie den Diagrammen zu entnehmen ist, sind die Medianwerte jeweils für den ganzen Tag null. Hier ist jeweils mehr als die Hälfte der Messwerte null, wodurch auch der Median zu null wird. Zu erwähnen ist, dass der Wärmebedarf hier erst mit gewisser Verzögerung registriert wird, da bei Warmwasserbereitung mit dem Speichersystem erst nach dem Zapfen einer größeren Menge Warmwasser das Nachladen des Speichers geschieht.

Der arithmetische Mittelwert eignet sich bei geringem Warmwasserbedarf besser. Für die weiteren Berechnungen wird der Mittelwert verwendet.

Nun werden die Werte für Tage mit Heizbetrieb ausgewählt und die Energie zur Warmwassererwärmung nicht berücksichtigt. Dazu wird von den Stundenwerten des Gesamtenergiebedarfs der Mittelwert des stündlichen Energiebedarfs zur Wassererwärmung subtrahiert. Der tägliche Warm-

wasserbedarf ist aus der Bestimmung der Heizgrenztemperatur und der Auswertung des Sommerbetriebs bekannt. Das Ergebnis sind nun Tagesganglinien für Heizungswärme und Warmwasser.

Aus den Diagrammen ist der Verlauf des Tagesgangs der Heizwärmeabnahme zur Beheizung der Wohnräume abzulesen. Die pro Stunde abgenommene Wärmemenge  $Q$ , normiert mit der pro Tag abgenommenen Wärmemenge  $Q_{\text{ges}}$ , über der Zeit ist aufgetragen.

#### **Schlussfolgerung**

Die Methodik der Datenauswertung und Ermittlung von Lastkurven auf dieser Weise hat sich grundsätzlich bewährt. Ein Problem ist eher die Fülle an verfügbaren Daten. Für einige Wohngebäude konnten im Rahmen dieser Arbeit nutzbare Lastkurven für den Raumwärmebedarf ermittelt werden. Insbesondere Datensatz Nr. 033 (Abbildung 4-23) und Nr. 034 (Abbildung 4-24) sind für die weiteren Simulationen des Pufferspeichers interessant, da es sich um Niedrigenergiehäuser handelt. Diese Häusertypen stellen genau die Art von Häusern dar, die für dezentrale Pufferspeichersysteme von Bedeutung sind.

Bei der Simulation des Speichers wird nur auf den Lastgang für den Raumwärmebedarf zurückgegriffen. Für den Warmwasserlastgang werden die Daten aus Abschnitt 4.2.3 verwendet. Die für die weitere Berechnung verwendeten Lastgänge werden kurz dargestellt:

Die Abbildung 4-23 zeigt einen geringen Wärmebedarf in der Nacht und das Aufheizen des Gebäudes ab etwa 5 Uhr. Das Absinken des Wärmebedarfs am Nachmittag kann auf eine wärmere Außentemperatur, solare Gewinne und ein Abregeln der Heizung zurückgeführt werden. Die Spitze um 16 Uhr ist eine Folge des Nutzerverhaltens (Ankunft von der Arbeit). Erkennbar ist das Absinken des Wärmebedarfs mit dem Einsetzen der Nachtabenkung um 20 Uhr. Der Anstieg des Wärmebedarfs nach 22 Uhr wird durch die Trägheit des hausinternen Heiznetzes verursacht. Wenn die Vorlauf-temperatur abgesenkt wird, kann der Wärmebedarf des Hauses eine gewisse Zeit durch das Abkühlen des Heizungswassers gedeckt werden. Erst wenn die Vorlauf-temperatur unter die Absenkt-temperatur gesunken ist, wird wieder Energie aus dem Nahwärmenetz bezogen.

Die Abbildung 4-24 zeigt ein Gebäude mit Fußbodenheizung. Zu erkennen ist der gleichmäßige Verlauf der Wärmeabnahme. Die leichte Verringerung des Wärmebedarfs kann auf solare Gewinne und höhere Außentemperaturen zurückgeführt werden.

Weitere ausgewertete Lastkurven sind im Anhang in Abbildung 9-9 bis Abbildung 9-13 dargestellt.



## Datensatz Nr. 033

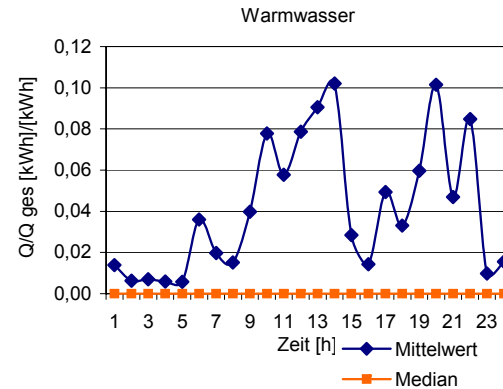
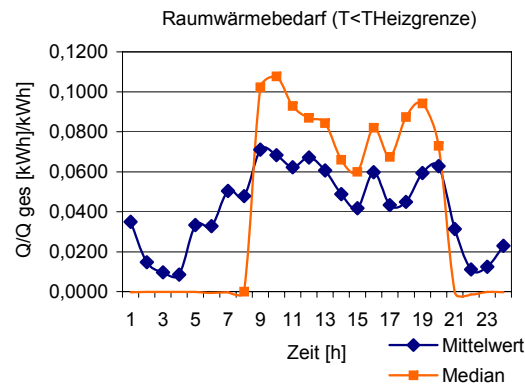
### Gebäude

Gebäudeart: Einfamilienhaus (baugleich Nr. 34)  
 Baujahr: 2001  
 Wohnfläche: 135 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Niedrigenergiehaus  
 Gebäudelage: Siedlungsgebiet  
 Zusatzheizung: Holzofen (selten in Betrieb)  
 Heizung: Radiatoren

### Nutzung

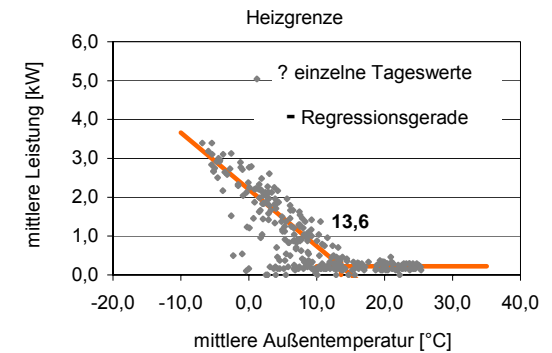
Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 2 2  
 Warmwasserbedarf: meist abends

### Lastgänge



### Heizgrenze

Heizgrenztemperatur 13,6 °C



### Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,035	0,015	0,010	0,009	0,033	0,033	0,050	0,048	0,071	0,068	0,062	0,067	0,061	0,049	0,042	0,060	0,043	0,045	0,059	0,063	0,031	0,011	0,012	0,023

### Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,014	0,006	0,007	0,006	0,006	0,036	0,020	0,015	0,040	0,078	0,058	0,079	0,091	0,102	0,028	0,014	0,049	0,033	0,060	0,102	0,047	0,085	0,010	0,016

### Bemerkungen

Im Vergleich zu Gebäude Nr. 34, das baugleich ist, kann hier eine Schwankung im Raumwärmebedarf beobachtet werden. Dies rührt vom verwendeten Heizungssystem (Radiatoren) her. Der Warmwasserbedarf besitzt eine lokales Maximum am Morgen. Der Großteil des Warmwassers wird um die Mittagszeit und am Abend benötigt. Die Heizgrenze lässt sich gut bestimmen und liegt mit 13,6 °C in einem plausiblen Bereich.

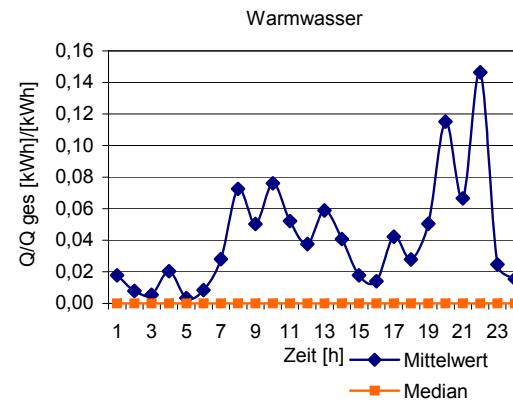
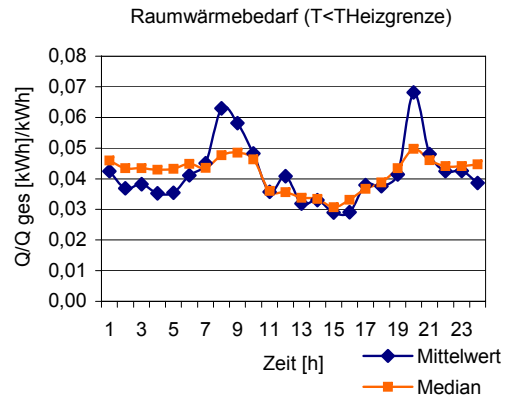
Abbildung 4-23: Datensatz 033, Einfamilienhaus 2001, Niedrigenergiehaus mit Radiatoren. Der Warmwasserbedarf zeigt eine Spitze am Morgen um 6 Uhr und die, von den Nutzern angegebene Bedarfspitze am Abend um 20 Uhr [114].

**Datensatz Nr. 034**Gebäude

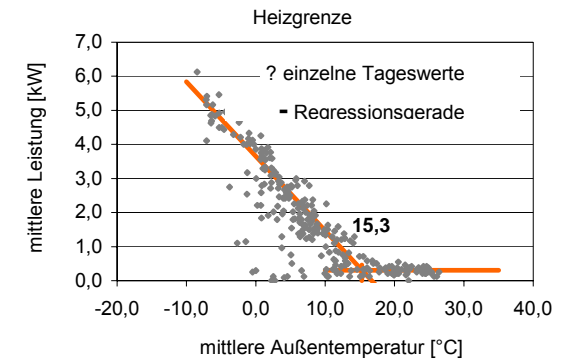
Gebäudeart: Einfamilienhaus (baugleich Nr. 33)  
 Baujahr: 2001  
 Wohnfläche: 135 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Niedrigenergiehaus  
 Gebäudelage: Siedlungsgebiet  
 Zusatzheizung: Kachelofen  
 Heizung: Radiatoren und Fußbodenheizung

LastgängeNutzung

Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 1 1 2  
 Warmwasserbedarf: meist abends

Heizgrenze

Heizgrentemperatur 15,3 °C

Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,042	0,037	0,038	0,035	0,035	0,041	0,045	0,063	0,058	0,049	0,036	0,041	0,032	0,033	0,029	0,029	0,038	0,037	0,042	0,069	0,048	0,044	0,042	0,038

Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,018	0,008	0,005	0,020	0,003	0,008	0,028	0,072	0,050	0,076	0,052	0,038	0,059	0,041	0,018	0,014	0,042	0,028	0,050	0,115	0,067	0,146	0,025	0,016

Bemerkungen

Der Raumwärmebedarf besitzt einen sehr gleichmäßigen Verlauf (vgl. baugleiches Gebäude Nr. 033), was auf die Fußbodenheizung zurückzuführen ist. Beim Warmwasserbedarfs sind Verbrauchshäufungen am Vormittag und am Abend zu erkennen. Die Bestimmung der Heizgrenze ist sehr gut möglich und ergibt einen sehr plausiblen Wert von 15,3 °C.

Abbildung 4-24: Datensatz 034, Einfamilienhaus 2001, Niedrigenergiehaus mit Fußbodenheizung. Der Warmwasserverbrauch entspricht den Angaben der Nutzer. Gut zu erkennen sind die Verbrauchsspitzen am Abend und am Morgen [114].

## 4.2.5 Modellierung eines Speichers

Pufferspeicher können entweder direkt angeschlossen oder indirekt über einen Wärmeübertrager ins Nahwärmenetz eingebunden werden. Bei der indirekten Einbindung findet eine Trennung des Heizungssystems vom Nahwärmenetz statt. Das kann entweder durch den Einsatz eines primärseitigen oder sekundärseitigen Wärmetauschers geschehen.

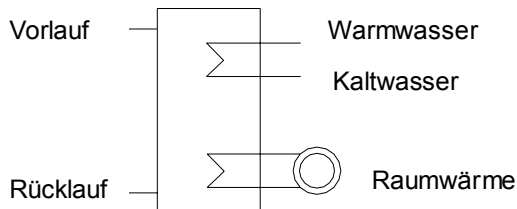


Abbildung 4-25: Indirekte Einbindung des Speichers, Wärmetauscher sekundärseitig.

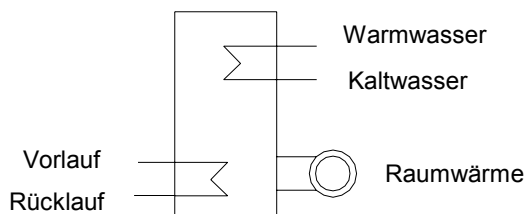


Abbildung 4-26: Indirekte Einbindung des Speichers, Wärmetauscher primärseitig.

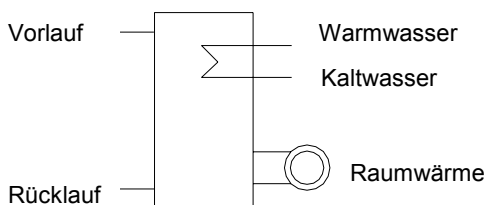


Abbildung 4-27: Direkte Einbindung des Speichers. Bei direkter Einbindung der Speicher in das Nahwärmenetz findet keine Trennung von Heizungssystem und Nahwärmenetz statt.

Bei den meisten Systemen ist der obere Speicherbereich aufgrund der höheren Temperatur für die Bereitung von Warmwasser reserviert, das restliche Volumen dient zur Speicherung von Heizenergie. Nun soll untersucht werden, in welchem Ausmaß dezentrale Speicher die erforderliche Ladeleistung reduzieren und dadurch Einfluss auf die Gleichzeitigkeit der Wärmeleistung haben. Verschiedene Firmen stellen kleine Speicher für den Einsatz in Nahwärmenetzen her:

- Consolar Energiespeicher- und Regelungssysteme GmbH, [www.consolar.de](http://www.consolar.de)
- Pewo Energietechnik GmbH Speicher, [www.pewo.at](http://www.pewo.at)
- MSR-Service GmbH, [www.hast-akku.de](http://www.hast-akku.de)
- Jenni Energietechnik AG, [www.jenni.ch](http://www.jenni.ch)

In Abbildung 4-28 ist ein indirekt eingebundenes Pufferspeichersystem im Detail dargestellt.

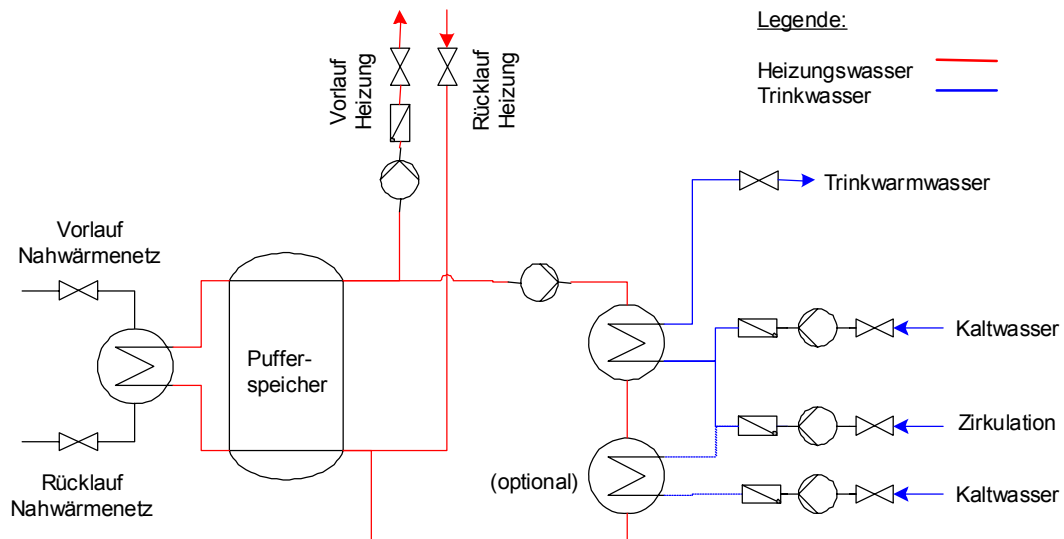
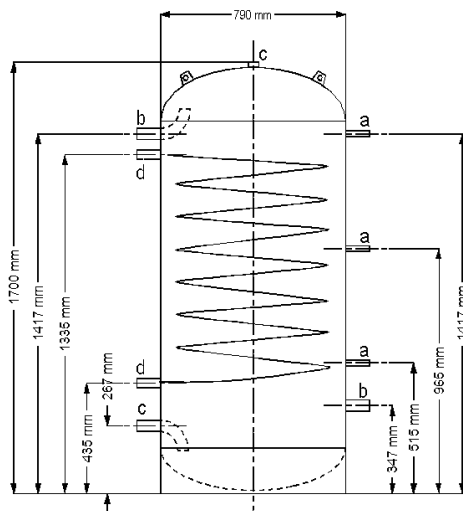


Abbildung 4-28: Hausübergabestation mit Pufferspeicher, indirekte Einbindung des Speichers, externer Plattenwärmetauscher sekundärseitig.

Der vorgeschlagene Speicher nach Abbildung 4-29 wird direkt von primärseitigem Netzwasser durchströmt (b). Der Heizkreis wird entweder über einen innenliegenden, sekundärseitigen Wärmeübertrager versorgt (d) oder wird ohne Wärmeübertrager direkt aus dem Pufferspeicher versorgt. Die Warmwassererzeugung (c) erfolgt mit einem Plattenwärmeübertrager im Durchlaufprinzip. Der Plattenwärmeübertrager ist nicht isoliert, um einen Kalkausfall im Wärmeübertrager bei Stillstand zu vermeiden. Nach Herstellerangaben ist es möglich, eine Leistung von bis zu 12 kW über den innenliegenden Wärmeübertrager zur Raumwärmeerzeugung aus dem Puffer zu entnehmen. Die Warmwasserzapfleistung beträgt bei einer Warmwassertemperatur von 38 °C etwa 35 l/min. Um die Bildung von Turbulenzen zu verringern, werden Schichtbleche in den Speicher eingebaut (nicht eingezeichnet). Gedämmt wird der Speicher mit maximal 20 cm dicker Steinwolleisolation.



- a: Temperaturmessstutzen
  - b: Wärmeversorgung Vor- und Rücklauf
  - c: Warmwasserbereitung Vor- und Rücklauf
  - d: Heizkreis Vor- und Rücklauf
- Inhalt: 750 l  
 Betriebsdruck: 8–16 bar  
 Betriebstemperatur: 95 °C

Abbildung 4-29: Beispiel eines Pufferspeichers mit dem Grundprinzip nach Firma Pewo.

## 4.2.6 Modellierung eines Speichers und dessen Wirkung

Der Speicher nach Abbildung 4-29 wird als vereinfachtes Modell mit einer direkten Heizkreisversorgung aus dem Pufferspeicher (kein Wärmeübertrager, quasi direkt in Nahwärmenetz integriert) abgebildet. Um physikalische Vorgänge der Wasserfüllung des Speichers abzubilden, wird der Speicherinhalt diskretisiert. Der Speicher wird deshalb als Schichtenmodell aufgebaut. Die Zahl der Schichten ergibt sich durch die diskrete Schichtendicke  $\Delta y$ , die in gewissen Grenzen frei definierbar ist. Das erstellte Speichermodell beinhaltet folgende Funktionen:

- Durch Eingabe von je einem Lastprofil für die Raumwärme und Warmwassererzeugung wird ein Entladeprofil berechnet (Abschnitt 4.2.3 und 4.2.4).
- Die Eingabe der Lastprofile erfolgt wahlweise als Stunden-, Halbstunden-, Viertelstunden- oder Einminutenmittelwert.
- Die Leistungsbereitstellung für die Warmwassererzeugung ist im Vorrangbetrieb gegenüber der Raumwärmenutzung möglich.
- Die Wärmeverlustleistung und das Auskühlen des Speichers werden berücksichtigt.
- Eine Temperaturschichtung aufgrund Wärmeleitung innerhalb der Schichten wird abgebildet. Die Durchmischung durch Strömungseffekte bleibt jedoch unberücksichtigt.
- Eine einfache Regelung für den Betrieb der Beladung Speicher ist möglich. (Starten der Beladung, wenn ein definierter Speicherladezustand unterschritten wird und Stoppen der Beladung, wenn ein bestimmter Ladezustand überschritten wird).
- Aus der Temperatur der unteren Schichten kann die resultierende Netzzücklauftemperatur berechnet werden.
- Die Beladung des Speichers erfolgt mit konstanter Leistung. Alternativ kann die Beladung mit konstantem Volumen durchgeführt werden, wodurch sich die Ladeleistung bei steigender Rücklauftemperatur verringert.

### **Wärmeleitung im Wasser**

Der physikalische Vorgang des Temperatenausgleichs durch Wärmeleitung wird durch eine Differentialgleichung Gleichung 4-6 abgebildet.

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T}{\partial^2 y^2} \quad \text{Gleichung 4-6}$$

$$a \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad \text{Temperaturleitfähigkeit} \quad a = \frac{\lambda_{H_2O}}{\rho_{H_2O} \cdot c_p}$$

Da Computer nur mit diskreten Zeit- und auch Längenschritten rechnen, muss die Differentialgleichung diskretisiert werden. Für beide Seiten findet eine Reihentwicklung nach Taylor statt [118]. Als Ergebnis der Umformungen erhält man Gleichung 4-7 mit dem Index  $i$  für den Ort und  $t$  für den Zeitschritt.

$$\frac{T_i^{t+1} - T_i^t}{\Delta t} = a \cdot \frac{T_{i-1}^t - 2T_i^t + T_{i+1}^t}{\Delta y^2} \tag{Gleichung 4-7}$$

$t$  [-] Zeitindex  
 $i$  [-] Zeilenindex

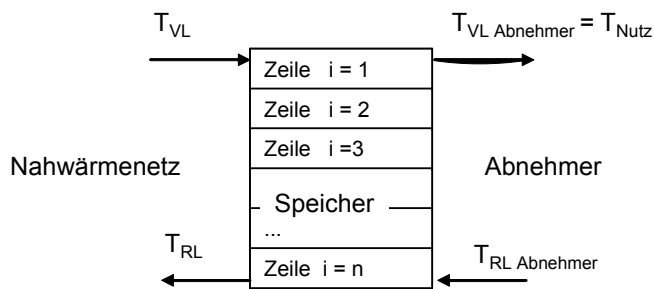
Wird diese Gleichung weiter aufgelöst, so erhält man eine explizite Berechnungsvorschrift für die Temperatur (Gleichung 4-8). Die Temperaturen der Zelle  $i$  und ihrer beiden Nachbarzellen zum Zeitpunkt  $n$  sind bekannt. Die Temperatur der Zelle  $i$  zum folgenden Zeitpunkt  $n+1$  kann damit berechnet werden.

$$T_i^{t+1} = \Delta t \cdot a \cdot \frac{T_{i-1}^t - 2T_i^t + T_{i+1}^t}{\Delta y^2} + T_i^t \tag{Gleichung 4-8}$$

Diese explizite Berechnungsvorschrift besitzt gegenüber der impliziten Berechnung den Nachteil, dass der Zeitschritt, für den dieses Verfahren stabil ist, relativ klein ist. Da aber die Be- und Entladung für eine gute zeitliche Auflösung kleine Zeitschritte benötigen, und da keine langen Zeitdauern berechnet werden (24–48 h), fällt dieser Nachteil nicht stark ins Gewicht.

Die Größe des Zeitschrittes, ab dem die Gleichung keine korrekten Werte mehr liefert, ist durch ein Stabilitätskriterium  $s$  definiert [117], [118].

$$s = a \cdot \frac{\Delta t}{\Delta y^2} \leq 0,5 \tag{Gleichung 4-9}$$



Mittels des Stabilitätskriteriums kann ein maximaler Zeitschritt bestimmt werden, um die Rechenzeit zu minimieren. Allerdings muss entschieden werden, ob diese so erhaltene zeitliche Auflösung nicht zu grob ist. Der Speicher wird als Vektor abgebildet, der aus Anzahl von  $n$  Schichten besteht.

Abbildung 4-30 Speicher-Schichtenmodell.

Der Ladezustand des Speichers bestimmt, ob ein Speicher beladen wird oder nicht. Eine Temperatur  $T_{Nutz}$  ist zu definieren, unterhalb derer das Warmwasser des Speichers nicht zu nutzen ist. Hat der gesamte Speicher diese Temperatur, so kann keine Energie genutzt werden, der Speicher hat einen Ladezustand von minimal null Prozent. Ist der Speicher vollständig beladen, besitzt er die Temperatur des Netzvorlaufs  $T_{VL}$  und somit einen Ladezustand von 100 %. Da  $T_i$  aufgrund der definierten Rücklaufemperatur vom Abnehmer  $T_{RL, Abnehmer}$  auch kleiner als  $T_{Nutz}$  werden kann, würde das zu einem negativen Ladezustand für die betreffende Schicht führen. Da aber ein zur Hälfte des Volumens auf  $T_{Nutz}$  erwärmter Speicher einen Ladezustand von 50 % unabhängig von den restlichen Schichten mit zu niedriger Temperatur besitzt, dürfen im Zähler der Gleichung 4-10 nur Schichten  $i$  berücksichtigt werden, die eine Temperatur  $T_i$  größer gleich der nutzbaren Temperatur  $T_{Nutz}$  besitzen.

$$\text{Ladegrad} = \frac{\sum_{i=1 \text{ und } T_i \geq T_{Nutz}}^n (T_i - T_{Nutz})}{n \cdot (T_{VL} - T_{Nutz})} \cdot 100 \quad \text{Gleichung 4-10}$$

$T_i$	[K]	Temperatur der aktuellen Schicht
$T_{Nutz}$	[K]	nutzbare Temperatur
$T_{VL}$	[K]	Vorlauftemperatur des Netzes
$T_{RL}$	[K]	Rücklauftemperatur des Heizkreises
$i$	[-]	Schicht
$n$	[-]	Anzahl der Schichten

### **Beladung und Entladung**

Aus Gründen der Vereinfachung wird der Speicher als komplett wassergefüllt betrachtet. Für den diskreten Simulationszeitschritt  $\Delta t$  wird die aus Beladung und Entladung resultierende Energiemenge berechnet. Daraus wiederum wird für jede Schicht von oben beginnend die sich einstellende Temperatur neu berechnet. Die Maximaltemperatur je Schicht entspricht der Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes.

Die zu- und abgeführte Energie je Simulationsschritt aus dem Speicher wird wie folgt berechnet:

$$\Delta Q = \frac{P \cdot \Delta t}{3.600} \quad \text{Gleichung 4-11}$$

Daraus ergibt sich die Temperatur einer Schicht aufgrund der Be- und Entladung je Simulationsschritt.

$$T_{i \text{ neu}} = T_{i \text{ alt}} + \frac{\Delta Q \cdot 3.600}{m \cdot c_p} \quad \text{Gleichung 4-12}$$

$P$	[kW]	mittlere zu bzw. abgeführte Leistung je Simulationsschritt aus dem Speicher.
$\Delta Q$	[kWh]	zu- und abgeführte Energiemenge je Simulationsschritt aus dem Speicher
$\Delta t$	[sec]	Simulationszeitschritt
$m$	[kg]	Masse je Speicherschicht mit der Höhe $dy$ und dem Durchmesser $d$
$c_p$	[kJ/kg*K]	spezifische Wärmekapazität des Wassers 4.187 kJ/kg*K

### **Wärmeverlust der Schichten über die Oberfläche**

Die Wärmeverlustleistung durch die Speicherhülle wird durch Gleichung 4-23 beschrieben. Als Fläche  $A$  ist je nach Schicht die Zylinderfläche Außenseite Dämmung und für die oberste und unterste Schicht zusätzlich die Fläche an der Oberseite und Unterseite der Speicherdämmung anzusetzen. Die Wärmeübergangszahl wird näherungsweise nach dem Modell des VDI Wärmeatlas 1988 Kapitel Fa 2 berechnet, welches für Temperaturen bis 200 °C anwendbar ist.

Mittlere Oberflächentemperatur [K]

$$T_{\text{mittel}} = \frac{T_{\text{Oberfläche}} + T_{\text{Amb}}}{2} \quad \text{Gleichung 4-13}$$

$T_{\text{Oberfläche}}$  [K] Oberflächentemperatur Dämmung

$T_{\text{Amb}}$  [K] Umgebungstemperatur

Isobarer Wärmeausdehnungskoeffizient für Luft [1/K]

$$\beta = \frac{1}{T_{\text{mittel}}} \quad \text{Gleichung 4-14}$$

Dynamische Viskosität von Luft

$$\nu = -312,66 + 447,72 \cdot e^{\left(\frac{T_{\text{mittel}} - 273,15}{495,76}\right)} \quad \left[10^{-7} \frac{\text{m}^2}{\text{sec}}\right] \quad \text{Gleichung 4-15}$$

Wärmeleitfähigkeit von Luft

$$\lambda = 24,12 + 9,07 \cdot 10^{-2} \cdot (T_{\text{mittel}} - 273,15)^{0,952} \quad \left[10^{-3} \frac{\text{W}}{\text{mK}}\right] \quad \text{Gleichung 4-16}$$

Prandtlzahl von Luft [-]

$$Pr = 0,72 - 9,62 \cdot 10^{-4} \cdot (T_{\text{mittel}} - 273,15)^{0,57} \quad \text{Gleichung 4-17}$$

Grashofzahl von Luft [-]

$$Gr = \frac{9,81 \cdot \Delta y^3 \cdot \beta \cdot (T_{\text{mittel}} - T_{\text{Amb}})}{(\nu \cdot 0,0000001)^2} \quad \text{Gleichung 4-18}$$

$\Delta y$  [m] Schichthöhe einer Schicht

Rayleighzahl von Luft [-]

$$ra = Gr \cdot Pr \quad \text{Gleichung 4-19}$$

Hilfsfunktion [-]

$$f_{(Pr)} = \left(1 + \left(\frac{0,492}{Pr}\right)^{9/16}\right)^{-16/9} \quad \text{Gleichung 4-20}$$

Nusseltzahl [-]

$$Nu = (0,825 + 0,387 \cdot (ra \cdot f_{(Pr)})^{1/6})^2 \quad \text{Gleichung 4-21}$$

Wärmeübergangszahl

$$\alpha = Nu \cdot \lambda \cdot \frac{0,001}{\Delta y} \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}\right] \quad \text{Gleichung 4-22}$$



Da der Wärmeverluste aufgrund der Wärmeleitung durch die Isolationsschicht relativ gering sind, wird für sonstige Wärmeverluste durch Wärmeleitung an Anschlussrohren, Flanschen und Luftströmungen in Dämmspalten die Wärmeverlustleistung mit dem Faktor 2 multipliziert.

$$P_{\text{Verlust}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \frac{s}{\lambda_{\text{Dämm}}}} \cdot A \cdot (T_i - T_{\text{Amb}}) \cdot 2 \quad \text{Gleichung 4-23}$$

$P_{\text{Verlust}}$	[W]	mittlere Wärmeverlust über die Oberfläche je Simulationszeitschritt
$\lambda_{\text{Dämm}}$	[W/mK]	Wärmeleitfähigkeit der Dämmung 0,04 W/mK
$\alpha$	[W/m <sup>2</sup> K]	Wärmeübergangszahl
$A$	[m <sup>2</sup> ]	Fläche
$h$	[m]	Höhe des Speichers
$d$	[m]	Durchmesser des Speichers
$s$	[m]	Dicke der Dämmung
$T_{\text{Amb}}$	[K]	Umgebungstemperatur
$T_i$	[K]	Temperatur der jeweiligen Speicherschicht

Daraus errechnet sich die zu bzw. abgeführte Energiemenge je Simulationsschritt aus dem Speicher.

$$\Delta Q_{\text{Verlust}} = \frac{P_{\text{Verlust}} \cdot \Delta t}{1000 \cdot 3600} \quad \text{Gleichung 4-24}$$

$$T_{i \text{ neu}} = T_{i \text{ alt}} + \frac{\Delta Q_{\text{Verlust}} \cdot 3600}{m \cdot cp} \quad \text{Gleichung 4-25}$$

$\Delta Q_{\text{Verlust}}$	[kWh]	Verlustenergie je Simulationsschritt
$m$	[kg]	Masse je Speicherschicht mit der Höhe dy und dem Durchmesser d
$cp$	[kJ/kg*K]	spezifische Wärmekapazität des Wassers 4.187 kJ/kg*K

### **Simulation und Regelung der Speicherbeladung**

Für eine Beurteilung der möglichen Reduktion der Versorgungsleistung bei Einbindung eines Speichers in die Hausübergabestation wird als Bedarfsfall die Lastkurve für Raumwärme mit der Lastkurve für Warmwasser überlagert und die resultierende Lastkurve gebildet.

Um die Auswirkungen eines dezentralen Speichers auf den Leistungsbedarf ab Hausübergabestation zu untersuchen, wird eine Anfangsbeladung von 50 % (Ladegrad) vorgegeben. Die Beladung startet ab einem Speicherladegrad von 50 % und stoppt bei einem Ladegrad von 98 %. Kombinationen aus den in Abschnitt 4.2.3 für Warmwasser und Abschnitt 4.2.4 für Raumwärme dargestellten Lastgängen für Gebäude finden als Lastkurven der Abnehmer im Folgenden Verwendung. Die Ladeleistung für die Beladung des Speichers durch ein Nahwärmenetz ist wählbar. Die Leistung wird zumindest so gewählt, dass nach 24 Stunden mindestens ein Ladegrad von wiederum 50 % vorhanden ist.

### **Schlussfolgerung**

Die Leistungsreduktion beim Einzelabnehmer durch Einbindung eines Speichers beträgt bei den betrachteten Objekten nach Abbildung 4-31 bis Abbildung 4-33 und Abbildung 9-14 bis Abbildung 9-18 im Anhang zwischen 23 % und 58 % bezogen auf den Stundenmittelwert. Eine erhebliche Leistungsreduktion kommt zustande, wenn der Verlauf des Leistungsbedarfs kurze und hohe Leistungsspitzen aufweist. Das kann bei modernen Gebäuden der Fall sein, wenn das Warmwasser im Durchlaufprinzip erwärmt wird. Dadurch entsteht eine typische Leistungsspitze am Morgen und am Abend.

Die sehr niedrige Netzurücklauftemperatur basiert auf der Annahme von Niedertemperaturheizflächen in den Gebäuden und der Warmwasserbereitung. Bei starker Durchladung des Speichers und gleichzeitig geringer Wärmeabnahme steigt die Temperatur im Rücklauf an. Eine vollständige Beladung des Speichers wäre aus diesem Grund zu vermeiden. Ebenso ist eine hohe Schichtungsqualität im Speicher erforderlich.

In der Realität sollten etwa 20 % und bei sehr günstigen Bedingungen bis 50 % Leistungsreduktion gegenüber der erforderlichen Leistung ohne Speicher erreichbar sein. Einige Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt. Weitere ausgewertete Lastkurven bei Einbindung eines Speichers sind im Anhang in Abbildung 9-9 bis Abbildung 9-13 dargestellt.

### Raumwärme (RW) Datensatz 033, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

11,7 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

9,0 kW (Stundenmittelwert)  
 22,9 % (Stundenmittelwert)

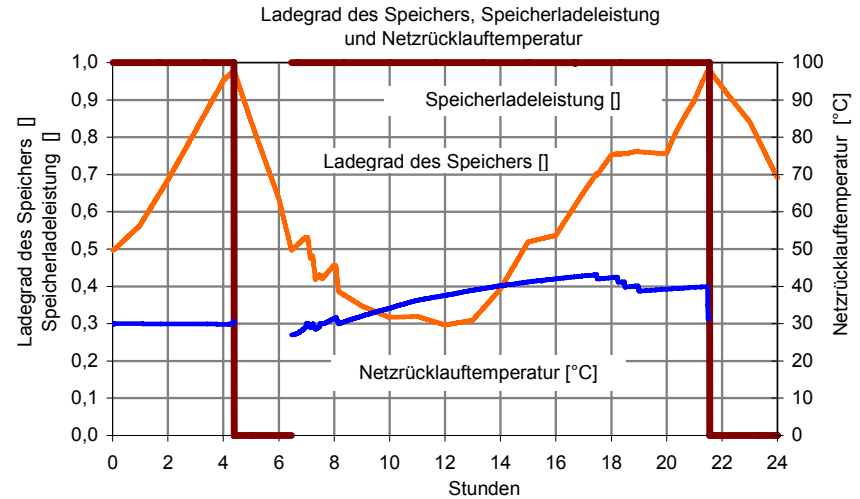
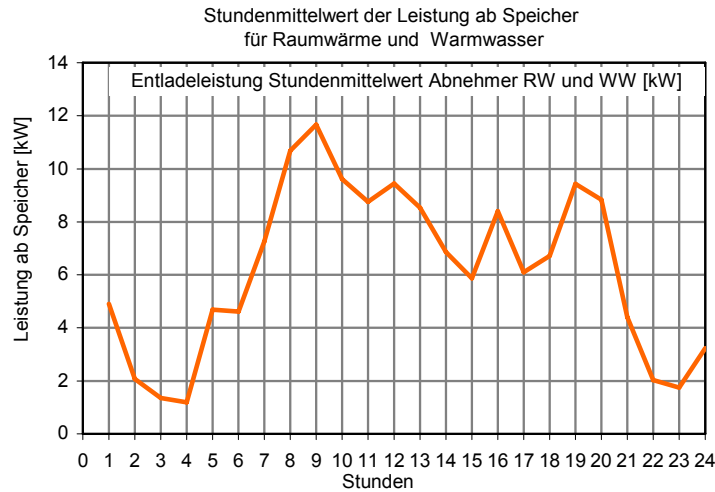
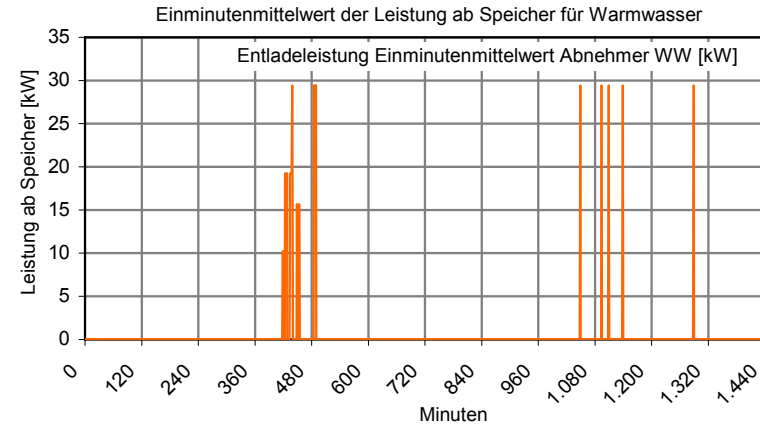
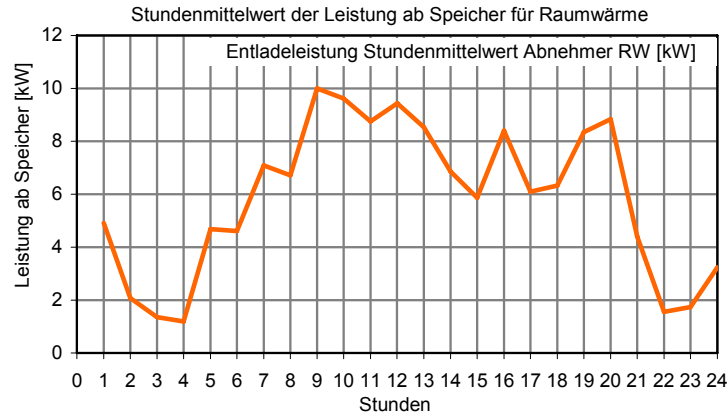


Abbildung 4-31: Variante 1 der Kombination des Datensatzes 033 für Raumwärme, Einfamilienhaus Baujahr 2001, Niedrigenergiehaus mit Radiatoren und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).

**Raumwärme (RW) Datensatz 033, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)**

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

11,7 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

7,0 kW (Stundenmittelwert)  
 40,0 % (Stundenmittelwert)

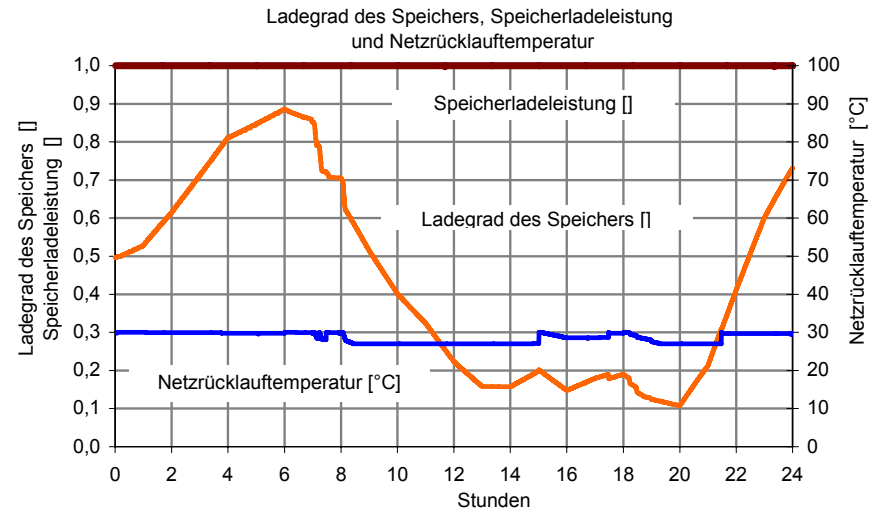
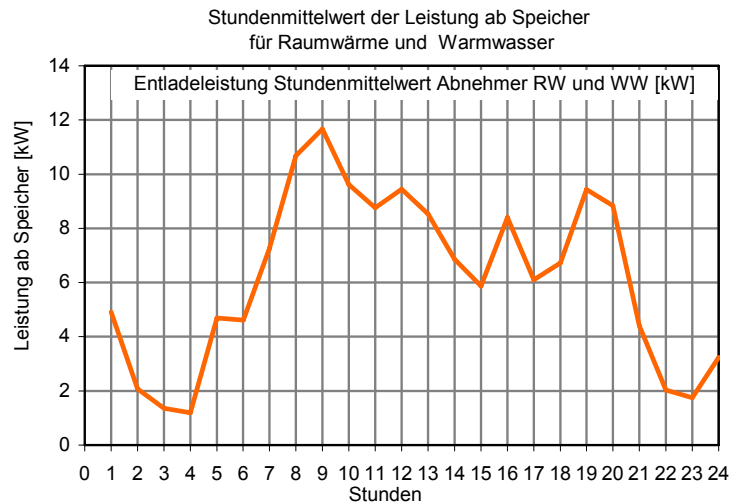
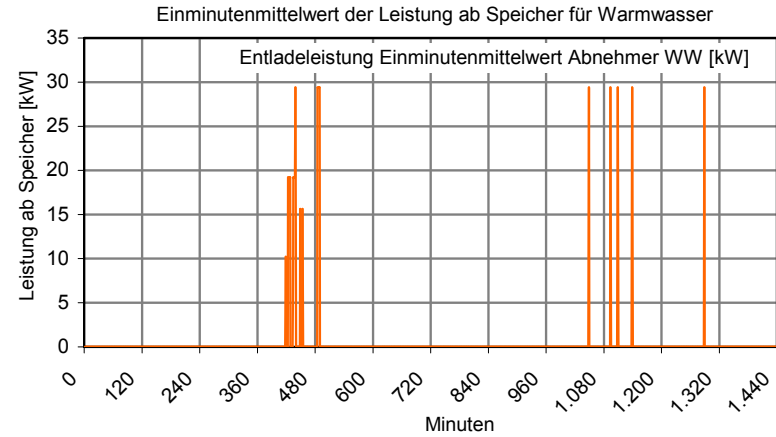
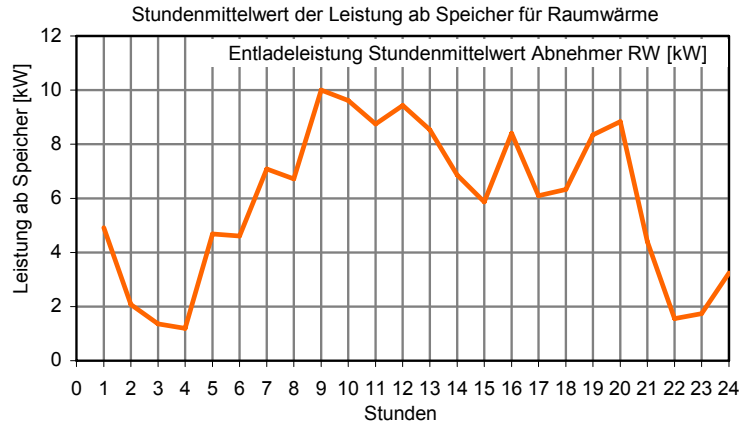


Abbildung 4-32: Variante 2 der Kombination des Datensatzes 033 für Raumwärme, Einfamilienhaus Baujahr 2001, Niedrigenergiehaus mit Radiatoren und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).

### Raumwärme (RW) Datensatz 034, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

13,1 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

7,0 kW (Stundenmittelwert)  
 46,7 % (Stundenmittelwert)

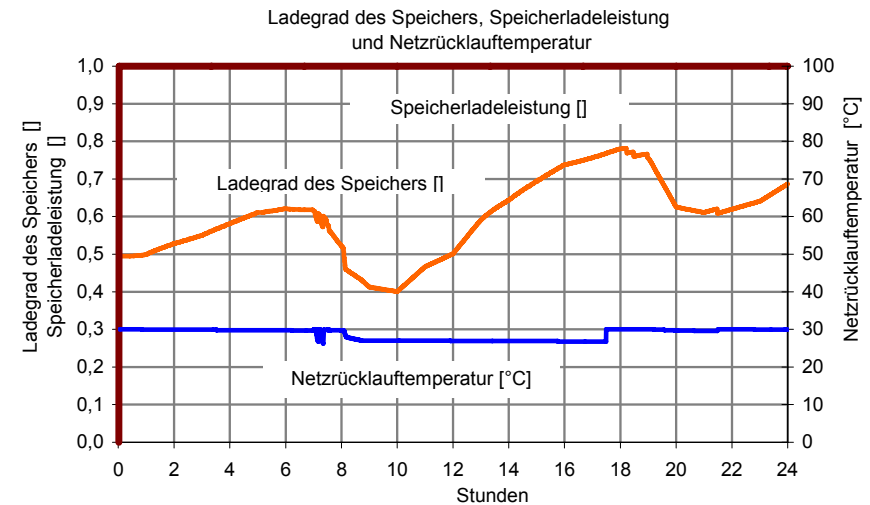
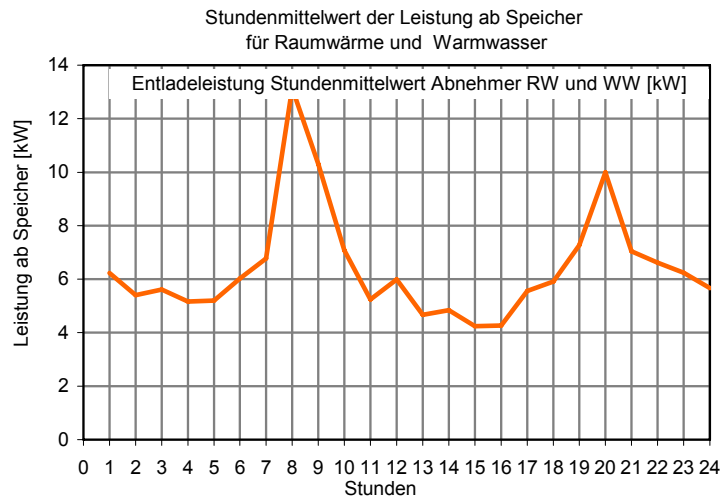
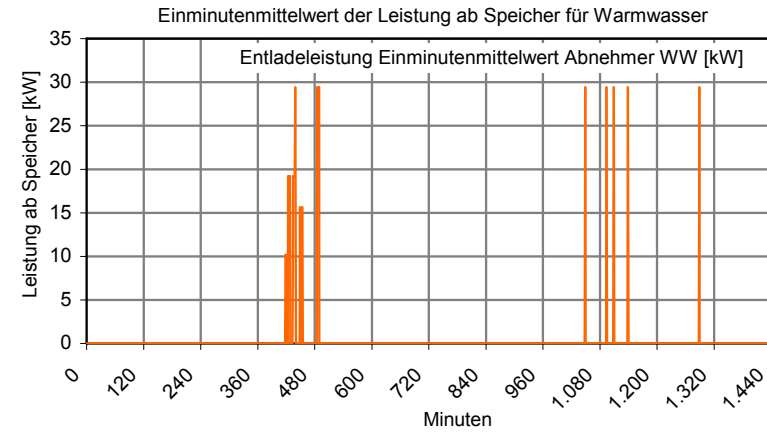
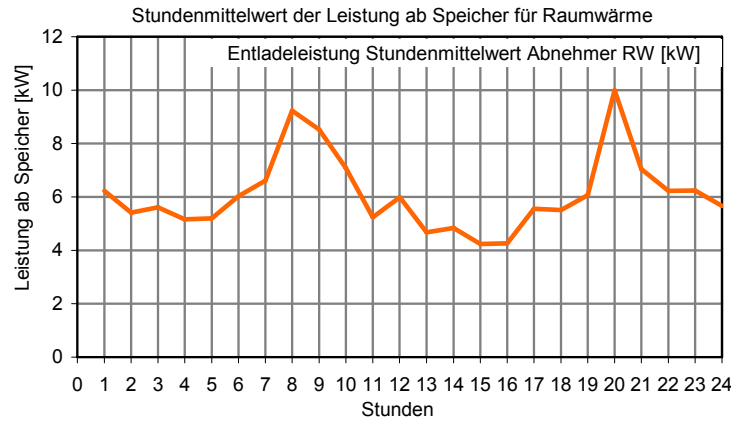


Abbildung 4-33: Kombination des Datensatzes 034 für Raumwärme, Einfamilienhaus Baujahr 2001, Niedrigenergiehaus mit Fußbodenheizung und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).

### 4.2.7 Gleichzeitigkeit bei dezentralen Speichern

Im Verbund mit einem Nahwärmenetz ist es erforderlich, alle eingebundenen Speicher über ein Speicher-Lademanagementsystem zu überwachen und nur bei Bedarf möglichst optimal zu beladen. Dazu sind Daten über die Temperaturschichtung im Speicher erforderlich. So ist eine Optimierung der Speicherladeleistung bei möglichst geringem Speicherladegrad möglich. Die Daten müssen zentral im Heizwerk vorliegen. Beispielsweise können alle Pufferspeicher eines Netzteilstranges beladen werden, falls ein Speicher dieses Netzstranges Wärme aufgrund einer Temperatur-Grenzwertunterschreitung benötigt.

Danach kann die, ansonsten dauernd vorhandene Netzumwälzung dieses Netzstrangs mit einem Ventil abgestellt werden. Wenn einer der Speicher des Netzstrangs einen Temperaturwert wieder unterschreitet, wird der Netzstrang wieder in Betrieb genommen.

Für die Definition der Leistungsreduktion wird äquivalent zur Gleichzeitigkeit der Wert  $\varphi_{\text{Speicher}}$  in Abhängigkeit des Gebäudedämmstandards und des Warmwasserverbrauchs eingeführt.

$$\varphi_{\text{Speicher}} = 1 - \text{Leistungsreduktion durch Speicher} \quad \text{Gleichung 4-26}$$

$\varphi_{\text{Speicher}}$  [-] Gleichzeitigkeitsfaktor aufgrund der Speichernutzung

Eine Leistungsreduktion von beispielsweise 30 % bei allen Einzelabnehmern entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor  $\varphi_{\text{Speicher}}$  von 0,7, eine Leistungsreduktion von 15 % entspricht einem Gleichzeitigkeitsfaktor  $\varphi_{\text{Speicher}}$  von 0,85. Ein Problem ist, dass dieser Gleichzeitigkeitsfaktor sowohl für einen Abnehmer, als auch für viele Abnehmer Gültigkeit hat.

Nach den Ergebnissen für die Gleichzeitigkeit der Gesamtwärmeleistung werden jedoch auch ohne Speicher je nach Abnehmertyp und Abnehmeranzahl Gleichzeitigkeitsfaktoren  $\varphi_{\text{ges}}(n)$  von 0,4–0,8 erreicht (siehe Abbildung 4-15). Zusätzlich zur Leistungsreduktion durch die Speicher in Form  $\varphi_{\text{Speicher}}$  ist somit der Gleichzeitigkeitsfaktor  $\varphi_{\text{ges}}$  nach Gleichung 4-2 durch Multiplikation zu berücksichtigen, da der Ladebedarf nicht bei allen Abnehmern gleichzeitig vorhanden ist.

$$\varphi_{\text{resultierend}}(n) = \varphi_{\text{ges}}(n) \cdot \varphi_{\text{Speicher}} \quad \text{Gleichung 4-27}$$

$\varphi_{\text{resultierend}}(n)$  [-] resultierender Gleichzeitigkeitsfaktor

$\varphi_{\text{ges}}()$  [-] Gleichzeitigkeitsfaktor Gesamtleistungsbedarf

$\varphi_{\text{Speicher}}$  [-] Gleichzeitigkeitsfaktor aufgrund der Speichernutzung

$n$  [-] Anzahl der Abnehmer

Um das Potenzial der Kosteneinsparung zu ermitteln, wird als Vergleichsmodell eine Siedlung mit 22 und eine Siedlung mit 110 Abnehmern berechnet.

**Abnehmer**

Wohnnutzfläche	150 m <sup>2</sup>
Raumwärmebedarf	60 kWh/m <sup>2</sup> a (9.000 kWh/a)
Warmwasserbedarf	15 kWh/m <sup>2</sup> a (2.250 kWh/a)
Jahresenergieverbrauch	11.250 kWh/a
Wärmelast Raumwärme	5,8 kW
Wärmelast Warmwasser	2,5 kW
Wärmelastspitze mit Vorrangschaltung	5,8 kW
Wärmelastspitze ohne Vorrangschaltung	8,3 kW
Volllaststunden bei Vorrangschaltung	1.940 h
Volllaststunden Raumwärme	1.552 h
Volllaststunden Warmwasser	901 h
Volllaststunden ohne Vorrangschaltung	1.356 h

**Einbindung Pufferspeicher mit 800 Liter**

Maximale Speicherladeleistung	10 kW
Mittlere Speicherladeleistung	3,3 kW
Volllaststunden 10 kW-HÜS mit Speicher	1.125 h
Speicherverluste	2 %
Jahresenergieverbrauch gesamt	11.475 kWh/a
Volllaststunden 3,3 kW-HÜS mit Speicher	3.477 h
Mittlere Speicherladeleistung	3,8 kW
Volllaststunden bei 3,8 kW	2.964 h (15 % Reserve)

Auf Basis dieser Abnehmerdefinition ergibt sich folgendes Ergebnis für den Einzelabnehmer:

Die konstante Wärmeversorgung mit der mittleren Leistung von 3,3 kW über die Hausübergabestation ergibt ein Ergebnis nach Abbildung 4-34. Die Leistungsreduktion beträgt etwa 45 % bei WW-Vorrangschaltung. Die Wärmeversorgung ist konstant über den Großteil des Tages und reicht aus, um die Wärme bereitzustellen. Der Ladegrad des Speichers steigt langsam an. Die Netzurücklauftemperatur steigt moderat an. Der Fall ist als theoretisch anzusehen, da bei einer realen Beladung die maximal mögliche Leistung übertragen wird. Aus diesem Grund wird eine Beladung mit der maximalen Speicherladeleistung betrachtet. Bei einer Beladung mit der maximalen Speicherladeleistung ergibt sich ein Resultat nach Abbildung 4-35. Die Beladung erfolgt jeweils über etwa zwei Stunden mit maximaler Leistung in Intervallabständen von 9 bis 10 Stunden. Die Speicherbeladung steigt dabei rasch an und je nach Wärmeabnahme steigt auch die Rücklauftemperatur um über 10 °C in kurzer Zeit an. Diese Beladungsmethode bietet die Möglichkeit Speichergruppen zu unterschiedlichen Zeiten zu beladen, sodass die gleichzeitig erforderliche Leistung ab Heizhaus auf eine ähnliche Größe sinkt, wie im vorhergehenden Beispiel.

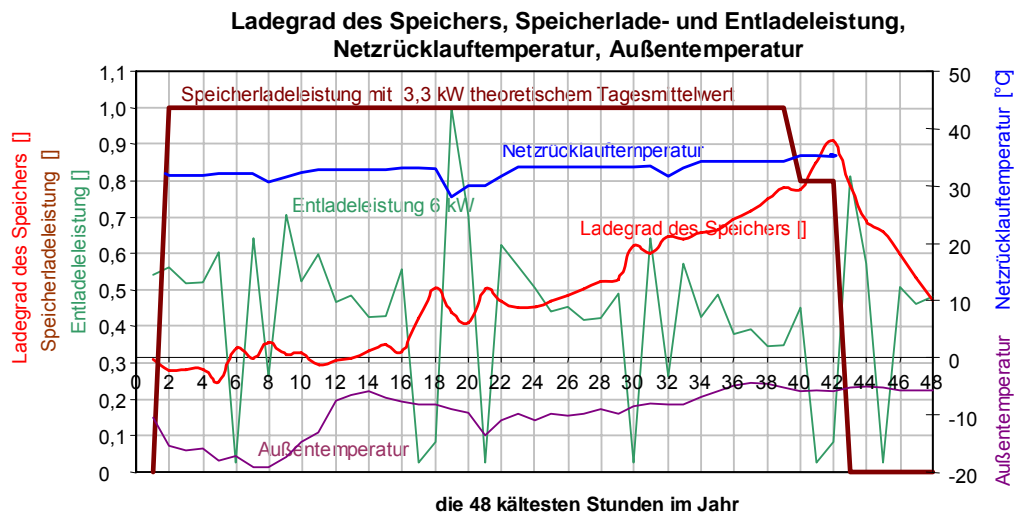


Abbildung 4-34: Abnehmer im Winter mit 3,3 kW Ladeleistung. WW-Vorrang, Ladetemperatur 80 °C, erforderliche Leistungsspitze auf der Abnehmerseite 6 kW, Leistungsreduktion 45 %

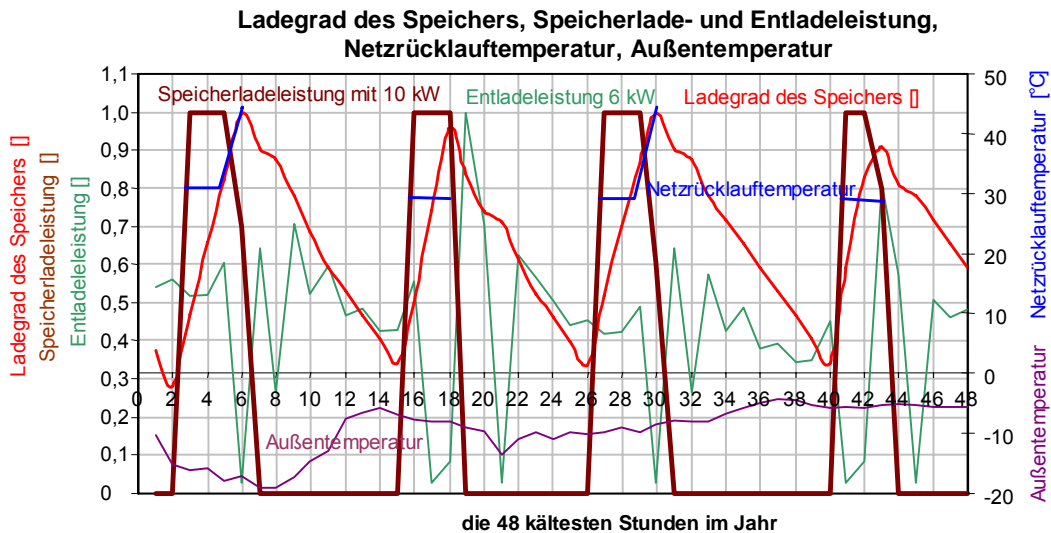


Abbildung 4-35: Abnehmer im Winter mit 10 kW Ladeleistung, ansonsten wie Abbildung 4-34.

#### 4.2.8 Betrieb und Kosten mit und ohne dezentraler Speichereinbindung

Für einen Kostenvergleich wird die Auslegung des Nahwärmenetzes und des Heizwerks, sowie die Kostenermittlung mit Hilfe der Programme RDesign und WDesign [45], [116] durchgeführt. Mit dem Programm RDesign sind dynamische Effekte nicht darstellbar, sodass der Verlauf der geordneten Jahresdauerlinie bei Verwendung der dezentralen Speicher nur als Näherung darstellbar ist. Trotzdem werden Jahresenergieverbrauch und Spitzenleistung den Eingaben weitgehend korrekt abgebildet.

Unter Anwendung obiger Annahmen ergibt sich eine geordnete Jahresdauerlinie nach Abbildung 4-36 und Abbildung 4-37. Für den Fall *ohne dezentralen Speichern* werden 8,3 kW Anschlussleistung angenommen und für den Fall *mit dezentralen Speichern* 3,8 kW mittlere Speicherladeleistung. Als Gleichzeitigkeitsfunktion für die Gesamtwärmeleistung wird der Parametersatz für das 100 %-Quantil < 85 kWh/m<sup>2</sup> aus Tabelle 4-4 verwendet. Die erforderliche Spitzenleistung ab Heizhaus reduziert sich



bei diesen Annahmen von 186 kW auf 97 kW bei 22 Abnehmern bzw. 820 kW auf 443 kW bei 110 Abnehmern.

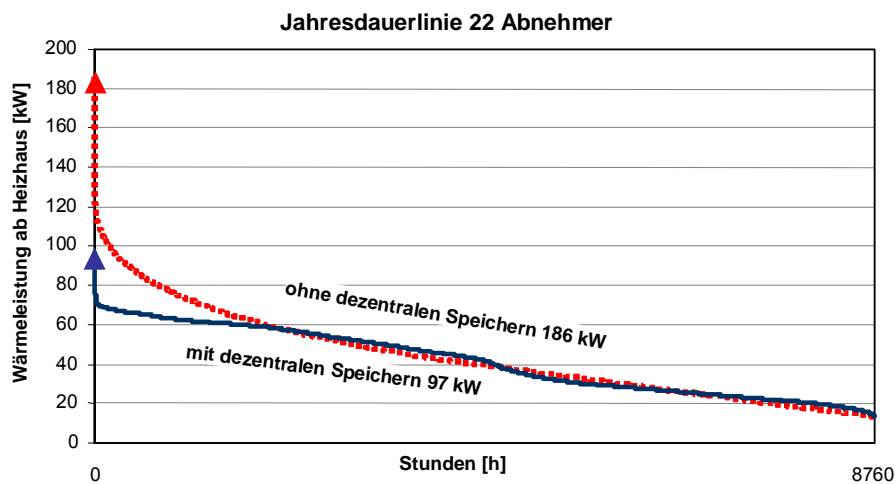


Abbildung 4-36: Geordnete Jahresdauerlinie, 22 Abnehmer mit und ohne dezentralen Speichern.

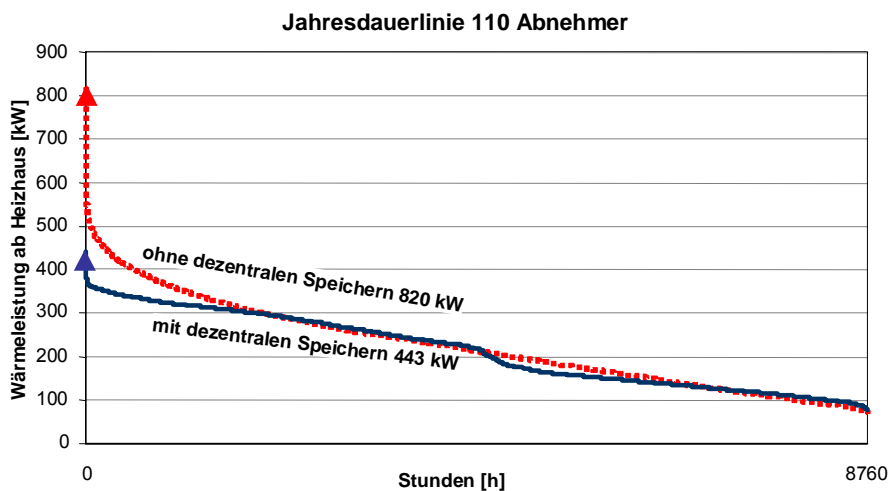


Abbildung 4-37: Geordnete Jahresdauerlinie, 110 Abnehmer mit und ohne dezentralen Speichern.

Mit dem selbst angepassten Programm RDesign werden die Jahresdauerlinie und die Kosten für das Nahwärmenetz ermittelt. Mit dem selbst erstellten Programm WDesign [116] werden die Kosten des Heizhauses und die Betriebskosten ermittelt und mit den Kosten für das Nahwärmenetz ergänzt. Daraus können die Wärmegestehungskosten ermittelt werden. Es wird eine bivalente Anlage angenommen (Hackgutkessel als Grundlastkessel und Erdgaskessel als Spitzenlastkessel). Durch Variation der Biomassekesselgröße und des Spitzenlastkessels ergeben sich unterschiedliche Jahresenergiemengen, die der Biomassekessel bereitstellen kann. Die Differenz zum Gesamtbedarf wird jeweils durch den Erdgaskessel gedeckt. Durch die daraus veränderten Jahresbetriebskosten und Anfangsinvestitionskosten ergeben sich die Ergebnisse in Abbildung 4-38 bis Abbildung 4-41. Die Ergebnisse zeigen in Abhängigkeit des Leistungsanteils des Biomassekessels an der erforderlichen Spitzenleistung ein Minimum bei den Wärmegestehungskosten. Das Minimum bildet sich für die 22 Abnehmer mit Speicher bei etwa 75 % Deckung des Spitzenleistung mit dem Biomassekessel und für die 110 Abnehmer bei etwa 85 % Deckung des Spitzenleistung mit dem Biomassekessel.

Ohne Speicher, also bei Standardausführung, liegt das Minimum bei beiden Anlagen bei etwa 40 % Deckung der Spitzenleistung mit dem Biomassekessel. Als Investitionskosten sind die Kosten bei reiner

Erdgasedeckung ohne Förderung mit 100 % definiert. Die bei minimalen Wärmegestehungskosten resultierenden Energieanteile aus Biomasse an der Gesamtjahresenergie betragen immer > 95 %.

In Abbildung 4-42 sind die resultierenden Volllaststunden des Biomassekessels dargestellt. Bei minimalen Wärmegestehungskosten betragen diese sowohl für das System mit dezentralen Speichern als auch für das System ohne dezentralen Speichern etwa 5.000 Stunden.

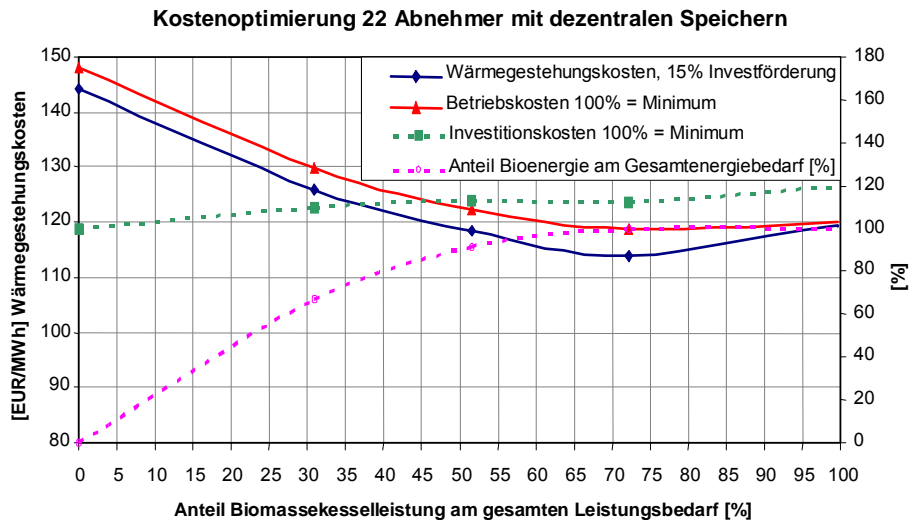


Abbildung 4-38: Wärmegestehungskosten, relative Betriebs- und Investitionskosten und Biomasseanteil für 22 Abnehmer bei Einbindung von dezentralen Speichern. Für das Nahwärmenetz wird das PEX-Doppelrohrsystem verwendet.

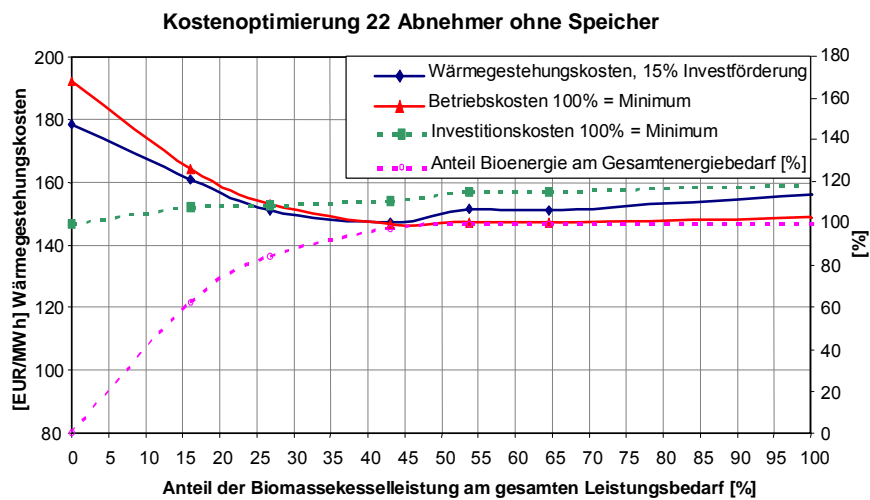


Abbildung 4-39: Wärmegestehungskosten, relative Betriebs- und Investitionskosten und Biomasseanteil für 22 Abnehmer bei konventionellen Hausübergabestationen ohne Pufferspeicher. Für das Nahwärmenetz wird das Stahl-Einzelrohrsystem verwendet.

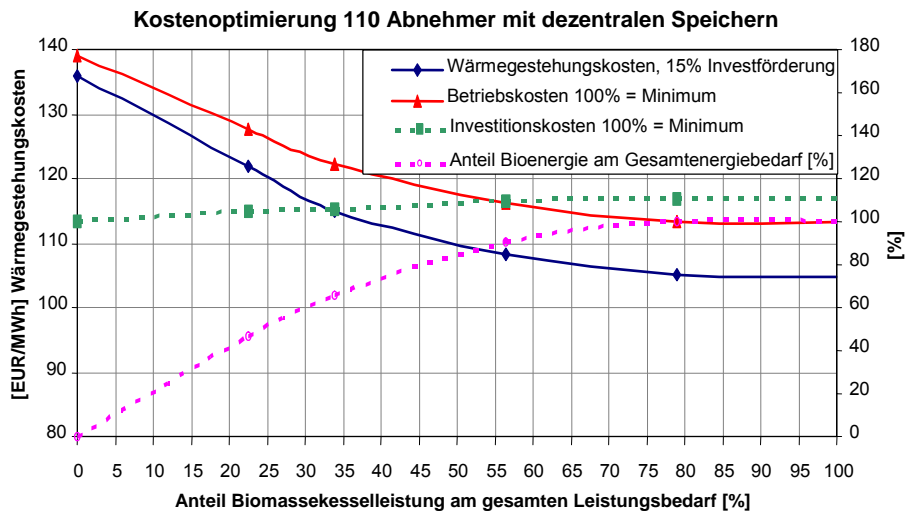


Abbildung 4-40: Wärmegestehungskosten, relative Betriebs- und Investitionskosten und Biomasseanteil für 110 Abnehmer bei Einbindung von dezentralen Speichern. Für das Nahwärmenetz wird das PEX-Doppelrohrsystem verwendet.

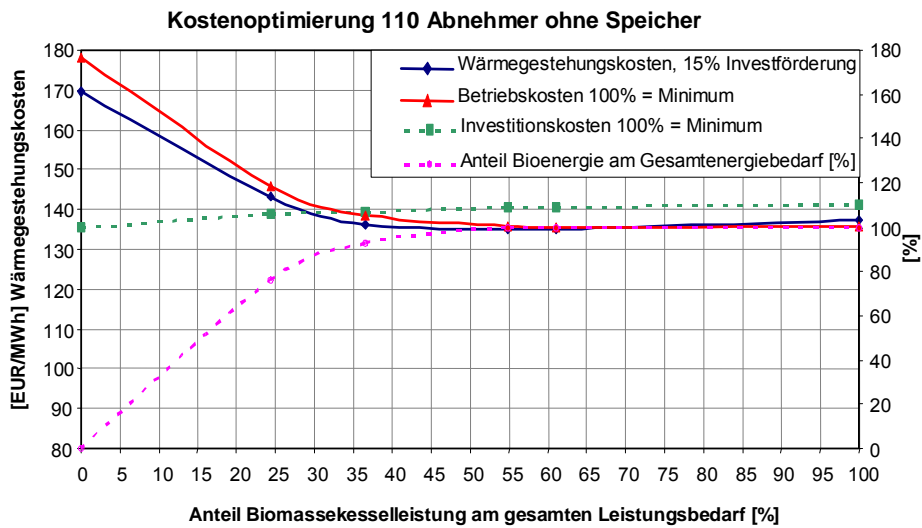


Abbildung 4-41: Wärmegestehungskosten, relative Betriebs- und Investitionskosten und Biomasseanteil für 110 Abnehmer bei konventionellen Hausübergabestationen ohne Pufferspeicher. Für das Nahwärmenetz wird das Stahl-Einzelrohrsystem verwendet.

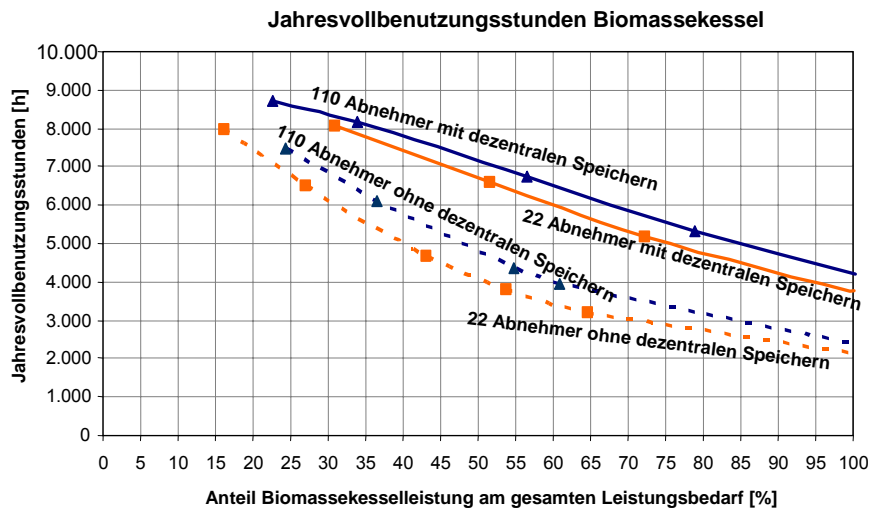


Abbildung 4-42: Vergleich der Jahresvollbenutzungsstunden des Biomassekessels.

### **Kalte Nahwärme**

Eine weitere Reduktion der erforderlichen Leistung im Heizhaus und der Netzverluste bei geringer Wärmebedarfsdichte ist durch Absenkung der Vor- und Rücklauftemperatur möglich (kalte Nahwärme mit 15–40 °C Vorlauftemperatur). Beispielsweise sind durch den Einsatz sehr kleiner elektrisch betriebener Wärmepumpen beim Abnehmer mit einem COP von 4,5 bis etwa 10 je nach Vor- und Rücklauftemperaturen sehr niedrige Vorlauftemperaturen bzw. auch Netzzücklauftemperaturen nutzbar. Im Vergleich zu den errechneten Kosten von 115 €/MWh bei 22 Abnehmern bei Einsatz dezentraler Speicher ergeben sich aufgrund der Zusatzbelastung durch jeweils eine Wärmepumpeneinheit beim Verbraucher und dem Stromverbrauch, auch bei günstigen Stromtarifen von angenommenen 9 Cent/kWh<sub>el</sub>, etwa 124 €/MWh Wärme. Die Wärmekosten sind geringfügig höher im Vergleich zur günstigsten Varianten ohne Wärmepumpe. Unter Berücksichtigung der Ungenauigkeiten in den Berechnungen könnten diese Systeme im Einzelfall trotzdem interessant sein. So könnten damit Netzzücklauftemperaturen konventioneller Netze weiter genutzt und ausgekühlt werden. Die erhöhte Spreizung erhöht die übertragbare Leistung und ermöglicht die Nutzung der Abgaskondensation.

## **4.3 Empfehlungen**

Mit den dargestellten Ergebnissen ist es möglich, näherungsweise die Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs in Nahwärmenetzen bei Gebäuden mit unterschiedlichen Kombinationen aus Raumwärme- und Warmwasserbedarf zu ermitteln. Jeweils die obere und untere Kurve in Abbildung 4-20 begrenzt den Wertebereich, der nach dieser Auswertung für die Gleichzeitigkeit des Raumwärmeleistungsbedarfs gilt.

Die Einbindung von Pufferspeichern in die Übergabestation hat wesentliche Vorteile durch Senkung der Leistungsspitzen und bei gezielter Beladung auch der Rücklauftemperatur. Es ist empfehlenswert, diese Möglichkeit bei kleineren Netzen in der Praxis anzuwenden. Eine weitergehende Absenkung der Netzzücklauftemperatur ist durch die Optimierung der Be- und Entladestrategie möglich. Dazu sind Untersuchungen an einem Speicher mit Intervallbeladung und Optimierung des Beladegrades erforderlich. Die Praxis zeigt darüber hinaus bei der Auslegung von Wärmeübertragern zur Erreichung einer geringen Grädigkeit, der Qualität von Regelventilen und der Speichergestaltung zum Erhalt einer Wärmeschichtung im Speicher ein erhebliches Verbesserungspotenzial. Hier sind insbesondere die Hersteller von Wärmeübergabestationen gefordert.

Um eine verbesserte Sicherheit bei den Aussagen zur Gleichzeitigkeit zu erlangen, sind weitere Untersuchung dieser Art an mehreren Nahwärmenetzen mit geeigneter Abnehmerstruktur und Datenaufzeichnung erforderlich. Die dazu erforderlichen Daten sind jedoch kaum erhältlich. Derzeit scheitert das an der Verfügbarkeit von Nahwärmenetzen mit einer entsprechenden Datenerfassung, einheitlichen Abnehmern gleichen Baustandards und der Bereitschaft seitens der Netzbetreiber Daten für solche Auswertungen zur Verfügung zu stellen.

# 5 Untersuchung von Feinstaubemissionen

## 5.1 Messmethoden zur Feinstaubfassung

Die Erfassung, Probenahme und Auswertung des Feinstaubes bei Verbrennungsprozessen sind komplex und erfordern je nach KorngröÙenauflösung umfangreiche apparative Einrichtungen. Die unterschiedlichen Messtechniken sind jeweils nach unten und oben in der KorngröÙenerfassung begrenzt. Das Messresultat wird daher maßgeblich von der eingesetzten Messtechnik beeinflusst (Kaskadenimpaktor, ELPI, SMPS, ...). Grundsätzlich kann man zwischen zwei Systemen unterscheiden. Systeme die eine Partikelanzahl erfassen und Systeme die eine Partikelmasse erfassen. Systeme zur Partikelanzahlerfassung ziehen meist ein Probengas aus dem Abgasstrom, das auf eine Temperatur von ungefähr 35 °C abgekühlt wird. Das Abgas wird dann in einer Messeinheit analysiert und es wird kontinuierlich die Partikelanzahl erfaßt. Die Reaktionszeit dieser Messsysteme ist sehr kurz und die Zeitauflösung der Messdaten liegt im Sekundenbereich.

Neben der Messtechnik wirken sich auch die Probenahme, die Abweichung von der Isokinetik, die Verdünnung des Probengases zur Vermeidung von Kondensation bei der Abgasabkühlung und die Gasabkühlung selbst auf das Messergebnis aus. Insbesondere Aerosole, die durch die Gasabkühlung entstehen und als Partikel erfaßt werden, können die erfasste Partikelanzahl erhöhen. Zur Abscheidung von flüchtigen Bestandteilen und potenziellen Aerosolen aus dem Abgas werden Thermodenuder eingesetzt, die über Thermophorese und Adsorption wirken. Inwieweit diese Abscheider auch Feststoffanteile abscheiden ist nicht bekannt.

Bei Systemen zur Erfassung der Partikelmasse werden Impaktoren und Filter entweder direkt in den heißen Abgasstrom eingesetzt oder ein heißer Teilgasstrom durch den Filter gesaugt. Eine Verdünnung ist in den meisten Fällen nicht erforderlich und auch nicht erwünscht, da dadurch die erforderliche Messdauer ansteigt und nicht genügend Partikelmasse in handhabbarer Zeit am Filter gesammelt wird. Der Nachteil und eine Fehlerquelle bei diesen Systemen ist die erforderliche Vor- und Nachbehandlung (Trocknung, Auswägung) der verwendeten Filter. Die Messwerte liefern einen Durchschnittswert über die Messzeit. Die Reaktionszeit dieser Systeme ist sehr langsam und die Zeitauflösung liegt im Bereich von 10 bis 30 Minuten. Der Vorteil ist die Vermeidung einer Abgasverdünnung und Kühlung.

Für die Erfassung bei Holzfeuerungen eignen sich verschiedene Kaskadenimpaktoren für den Bereich von 0,07 bis etwa 15 µm und SMPS-Geräte (scanning mobility particle sizer) von 0,003 bis 0,7 µm. Spektrometrische Geräte (Aerosol-Spektrometer mit Lichtstreuung, Lichtabsorption oder Polarisation) werden derzeit kaum an Holzfeuerungen eingesetzt. Impaktoren, die das Abgas in verschiedene Fraktionen auf Platten sammeln, beeinflussen das Messergebnis durch den Abscheidewirkungsgrad der Fraktionsstufen (Impaktionswirkungsgrad) und durch Mehrfachzählungen von abgeprallten Partikeln (Bouncing). Leider sind die Sammelplatten der Impaktoren aufgrund des hohen Gewichts im Vergleich zur Partikelmasse nicht mit ausreichender Genauigkeit wägbare.

## 5.2 Messprogramm

### 5.2.1 Zielsetzung

Die Ziele der durchgeführten Messungen sind:

- die Ermittlung der Partikeldichte
- die Ermittlung des Gesamtstaubs und der Feinstaubmassenanteile am Gesamtstaub
- die Ermittlung der Partikelanzahlverteilung nach der Größe

Die Partikeldichte ist von Interesse, da die Messergebnisse der Größenverteilung bei einem ELPI auch von der Partikeldichte abhängen. Insbesondere der Impaktionswirkungsgrad verändert sich bei veränderter Partikeldichte. Die Dichte von Feinstaubpartikeln aus der Holzverbrennung ist jedoch nicht ausreichend bekannt, so dass meist mit der Dichte 1 gemessen wird. Die Partikeldichte ist auch von Interesse, wenn man die Partikelanzahl vorliegen hat oder zur Simulation der Partikelbewegung.

### 5.2.2 Messprogramm

Zur Untersuchung werden Messungen an realen Anlagen durchgeführt. Die Messungen werden somit direkt bei den privaten Betreibern durchgeführt. Insgesamt stehen vierzehn Anlagen zur Verfügung (Tabelle 5-1). Darin sind sechs Holzpellet-, sechs Scheitholz-, ein Hackgut- und ein Ölkessel enthalten.

Zur Partikeldichteberechnung werden Messungen an fünf Kesseln durchgeführt. Zur Ermittlung des Anteils an Feinstaub werden Messungen an elf Kesseln durchgeführt.

Für die Partikeldichte und Partikelanzahlverteilung wurden ein elektrischer Niederdruckimpaktor (ELPI) und ein scanning mobility particle sizer (SMPS) mit einem condensation particle counter (CPC) eingesetzt.

Die Feinstaubmassenanteile am Gesamtstaub werden mit einem dreistufigen JohnAS II Impaktor bestimmt. Parallel dazu werden Gesamtstaubmessungen nach der Kaminkehrermethode mit Standardfilterhülsen mit einem Wöhler SM 96-CO durchgeführt.

Die Messdauer aller Emissionsmessungen richtet sich nach der Betriebsweise der Feuerungsanlagen sowie dem Beladegrad der Messgeräte. Die Messungen werden innerhalb von Abbrandzyklen von etwa drei bis vier Stunden durchgeführt. Ein ausführlicher Bericht dazu findet sich auch in [119].

### 5.2.3 Ermittlung der Partikeldichte

Im folgenden Abschnitt wird die Methodik zur Berechnung der Partikeldichte im Abgas in groben Zügen vorgestellt. Auf Basis von eigenen Messungen wird die mittlere Partikeldichte der Partikel im Abgas ermittelt.

Da Partikel nicht kugelförmig sind, beschreibt man die Größe mit einem Äquivalentdurchmesser. Dabei bezieht man sich auf die Eigenschaft eines regelmäßig geformten Teilchens und vergleicht diese mit dem unregelmäßig geformten Partikel. In der Aerosoltechnik sind zwei Äquivalentdurchmesser üblich:

#### ***Der Mobilitätsdurchmesser $d_b$***

Der Mobilitätsdurchmesser  $d_b$  eines Partikels entspricht dem Durchmesser eines kugelförmigen Teilchens, das die gleiche Beweglichkeit (Mobilität) in einem elektrischen Feld aufweist. Zur Ermittlung des Durchmessers wird die elektrische Mobilität  $z$  durch Messen der Bewegung geladener Partikel im Ein-

fluss eines elektrischen Feldes bestimmt. Dazu muss die Partikelladung  $q$  bekannt sein. Man ordnet den Nanopartikeln eine Elementarladung zu. Bei 1  $\mu\text{m}$  Partikel ist ein Korrekturfaktor für die Mehrfachladung erforderlich [80].

$$z = b \cdot q \quad \text{Gleichung 5-1}$$

$z$	[A*s <sup>2</sup> /kg]	elektrische Mobilität
$b$	[s/kg]	Mobilität
$q$	[C]	Partikelladung

Die stationäre Bewegung des Partikels wird mit dem Stokes-Gesetz beschrieben.

$$\vec{F} = 6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot d_b \cdot \vec{v} \quad \text{Gleichung 5-2}$$

$F$	[N]	Kraft, die auf das Partikel wirkt
$\eta$	[Pa*s]	Viskosität des umgebenden Gases
$d_b$	[m]	Mobilitätsdurchmesser
$v$	[m/s]	Partikelgeschwindigkeit

Das Verhältnis von Geschwindigkeit zur auftretenden Kraft wird als Mobilität  $b$  bezeichnet.

$$b = \frac{v}{F} \quad \text{Gleichung 5-3}$$

$b$	[s/kg]	Mobilität
$v$	m/s]	Partikelgeschwindigkeit
$F$	[N]	Kraft, die auf das Partikel wirkt

### **Cunningham Korrekturfaktoren**

Das Stokes Gesetz gilt für Partikel, die viel größer als die mittlere freie Weglänge  $\lambda$  des jeweiligen Gases ist. Für Partikel dieser Größe gilt die Annahme, dass die Gasgeschwindigkeit auf der Oberfläche des Partikels gleich null ist. Für kleinere Partikel, in der Größenordnung der mittleren freien Weglänge, die für Luft mit etwa 70 nm angegeben wird, korrigiert ein empirischer Korrekturfaktor, der Cunninghamfaktor, den auftretenden Partikelschlupf. Die geringe Partikelgröße ermöglicht sozusagen ein Durchrutschen der Teilchen zwischen den Gasmolekülen. Daher ist für Partikel  $< 1 \mu\text{m}$  die Kraft  $F$  durch den empirischen Cunninghamfaktor  $C$  zu teilen.

$$C(d_p) = 1 + A \cdot K_n + B \cdot K_n \cdot \exp\left(-\frac{b}{K_n}\right) \quad \text{Gleichung 5-4}$$

$C(d_p)$	[-]	Cunninghamfaktor
$K_n$	[-]	Knudsen-Zahl
$A, B, b$	[-]	Konstante, $A = 1,23-1,257$ , $B = 0,41$ , $b = 0,88-1,1$

$K_n$  ist die Knudsen-Zahl, die für das Verhältnis der mittleren freien Weglänge der Gasmoleküle zum Partikeldurchmesser steht. Die Werte für die Konstanten finden sich für verschiedene Gas-Partikel-Mischungen in der VDI 2066 Blatt 5.

$$K_n = \frac{2 \cdot \lambda_g}{d_p} \quad \text{Gleichung 5-5}$$

$\lambda_g$	[m]	mittlere freie Weglänge der Gasmoleküle
$d_p$	[m]	Partikeldurchmesser

Aus dem Maß der Mobilität kann der Mobilitätsdurchmesser  $d_b$  berechnet werden. Für nicht kugelförmige Partikel entspricht  $d_b$  dem Durchmesser einer Kugel mit der gleichen Mobilität wie das gemessene Partikel.

### **Der aerodynamische Durchmesser $d_a$**

Der aerodynamische Durchmesser  $d_a$  eines gasgetragenen Partikels entspricht dem Durchmesser eines kugelförmigen Teilchens mit der Dichte  $1 \text{ g/cm}^3$ , der die gleiche Sinkgeschwindigkeit hat wie der Partikel selbst.

Mathematisch besteht für die beiden Durchmesser folgender Zusammenhang:

$$d_a^2 \cdot C(d_a) \cdot \rho_0 = d_b^2 \cdot C(d_b) \cdot \rho_e \quad \text{Gleichung 5-6}$$

$C(d_a), C(d_b)$	[-]	Cunningham Korrekturfaktor
$\rho_0$	[g/cm <sup>3</sup> ]	Einheitsdichte mit $1 \text{ g/cm}^3$
$\rho_e$	[g/cm <sup>3</sup> ]	effektive Dichte

### **Definition der Dichte**

Bei der Dichte wird unterschieden zwischen Schüttdichte, Rohdichte und Reindichte oder effektive Dichte.

**Die Schüttdichte** ist das Verhältnis der Masse von mehreren Partikeln zu seinem Volumen. Das Volumen enthält die Partikelfeststoffmasse, die Partikelporen und die Hohlräume zwischen den Partikeln. Sie ist vor allem abhängig von der Größe der Partikel, mit kleiner werdendem Durchmesser sinkt auch die Schüttdichte, da der Anteil an Zwischenräumen in der Schüttung zunimmt.

**Die effektive Dichte**  $\rho_e$ , auch Rohdichte oder Bulkdichte genannt, ist die Dichte eines einzelnen Partikels basierend auf dem Volumen, das die Porenräume eines porösen Körpers einschließt.

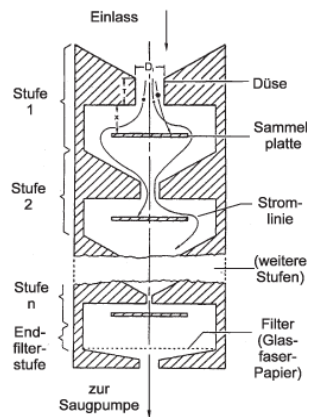
Die auch mit **Reindichte** bezeichnete **absolute Dichte** ist das Verhältnis der Partikelmasse zum Volumen des Partikels, exklusive des Porenvolumens.

Durch die Verknüpfung der beiden Äquivalentdurchmesser nach Gleichung 5-6 ist es möglich die effektive Dichte der Partikel über diese Beziehung zu bestimmen. Durch parallele Messungen mit einem elektrischen Niederdruckimpaktor ELPI (aerodynamischen Durchmesser) und einem SMPS/CPC (Mobilitätsanalyse) können die erforderlichen Daten zur Berechnung der effektiven Partikeldichte erfaßt werden. Die angewandte Methode basiert auf dem dichteabhängigen Zusammenhang zwischen Mobilitätsdurchmesser und aerodynamischem Durchmesser.

Durch Klassierung der Partikel nach den zwei unterschiedlichen Durchmessern, ergibt sich eine unterschiedliche Größenverteilung, die beim Auftragen der Anzahl der Partikel über den jeweiligen Durchmesser in der Durchmesserachse verschoben ist. Der effektive Partikeldurchmesser ergibt sich iterativ durch die möglichst optimale Überlagerung der beiden Größenverteilungen mit geringsten Abweichungen (siehe Kapitel 5.2.6).



### Elektrischer Niederdruckimpaktor ELPI



Ein entscheidender Nachteil von Messungen mit herkömmlichen Impaktoren ist die lange Messdauer. Diese ist notwendig, da der auf den Impaktorplatten abgeschiedene Staub gewogen werden muss. Um wägbare Ergebnisse zu erhalten, ist eine minimale Staubmenge auf jeder Prallplatte erforderlich. Um diese zu erzielen ist, abhängig von den Strömungsverhältnissen und Staubkonzentrationen, eine Messdauer von etwa einer Stunde und länger notwendig. Das ELPI-System kombiniert die aerodynamische Fraktionierung mit einer elektrischen Detektion geladener Partikel. Dadurch sind Echtzeitmessungen mit einer Reaktionszeit von unter fünf Sekunden im Partikelgrößenbereich zwischen 7 nm und 10 µm möglich.

Abbildung 5-1: Aufbau eines Kaskadenimpaktors [93].

Das System besteht aus den drei Komponenten Niederdruck-Kaskadenimpaktor nach Abbildung 5-1, Dioden-Partikellader und Mehrkanal-Elektrometer nach Abbildung 5-3.

Der Aufbau eines mehrstufigen Impaktors ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Eine Stufe eines Impaktors besteht immer aus einer Düse und einer in Strömungsrichtung nachfolgenden Prallplatte. Auf dieser werden Partikel mit ausreichender Trägheit gesammelt. Tritt ein mit Partikeln beladener Gasstrom in einen Kaskadenimpaktor ein, wird der Strom in den Düsen beschleunigt, von Stufe zu Stufe immer schneller, sodass sich auf der Prallplatte der ersten Stufe die größten, sprich die größten Partikel sammeln, in den darauf folgenden immer kleinere Partikel. Das Abscheiden immer kleinerer Partikel wird durch die größer werdende Geschwindigkeit und durch eine größere Ablenkung der Strömung erreicht.

Der Abscheidungswirkungsgrad bestimmt den erfassten Partikelgrößenbereich einer Impaktorstufe. Der Wirkungsgrad beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Partikel der Strömung noch folgen kann oder aber aufgrund dessen Trägheit auf der Prallplatte impaktiert und dort anhftet. Es wird zwischen dem Impaktionswirkungsgrad und dem Haftungswirkungsgrad unterschieden, wobei der Impaktionswirkungsgrad gleich dem Abscheidungswirkungsgrad ist, wenn angenommen wird, dass Partikel nicht von der Sammelplatte abprallen (Bouncing) und nicht von der Strömung gelöst werden. Dies ist durch konstruktive Maßnahmen annähernd erreichbar. Der Impaktionswirkungsgrad hängt von der Beweglichkeit der Partikel in der Strömung und vom Strömungsfeld ab. Die Bewegung der Partikel in der Strömung wird durch die dimensionslose Stokes-Zahl  $St$  beschrieben.

$$St = \frac{\rho_P \cdot d_P^2 \cdot C(d_P) \cdot v_g}{9 \cdot \mu_g \cdot D}$$

Gleichung 5-7

$d_P$	[m]	aerodynamische Durchmesser
$\rho_P$	[g/cm <sup>3</sup> ]	effektive Dichte
$C(d_P)$	[-]	Cunninghamfaktor
$v_g$	[m/s]	mittlere Gasgeschwindigkeit im Düsendurchmesser
$\mu_g$	[Pa*s]	Dynamische Viskosität des Gases
$D$	[m]	Düsenweite

Auch das Stokes' Gesetz gilt nur für Partikel, die viel größer als die mittlere freie Weglänge  $\lambda_g$  sind, deshalb korrigiert der empirische Cunninghamfaktor (Gleichung 5-4) den auftretenden Schlupf. In guter Näherung ist der Impaktionswirkungsgrad nur von der Stokes-Zahl abhängig. Wegen des steilen Anstiegs über der Stokes-Zahl kann der Verlauf annähernd als Sprungfunktion dargestellt werden. Die Sprungstelle wird dem Medianwert  $St_{50}$  zugeordnet. Daraus ergibt sich eine Trennung in zwei Fraktionen mit dem aerodynamischen Trenndurchmesser  $d_{ae50}$ .

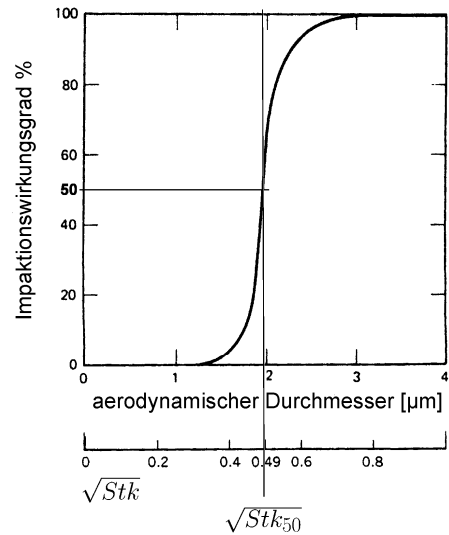


Abbildung 5-2: Wirkungsgradkurve eines Impaktors [80]

$$d_{ae50} = \sqrt{\frac{St_{50} \cdot 9 \cdot \mu_g \cdot D}{C(d_{ae50}) \cdot \rho_0 \cdot v_g}}$$

Gleichung 5-8

- $d_{ae50}$  [m] aerodynamische Trenndurchmesser
- $\rho_0$  [g/cm<sup>3</sup>] Einheitsdichte 1 g/cm<sup>3</sup>
- $C(d_{ae50})$  [-] Cunninghamfaktor an der Stelle  $d_{ae50}$

Die Ladestufe des Impaktors besteht aus einem einfachen Dioden-Korona-Lader. Dieser lädt die Partikel auf eine vom Durchmesser der Partikel abhängige, genau bestimmbare Ladung auf.

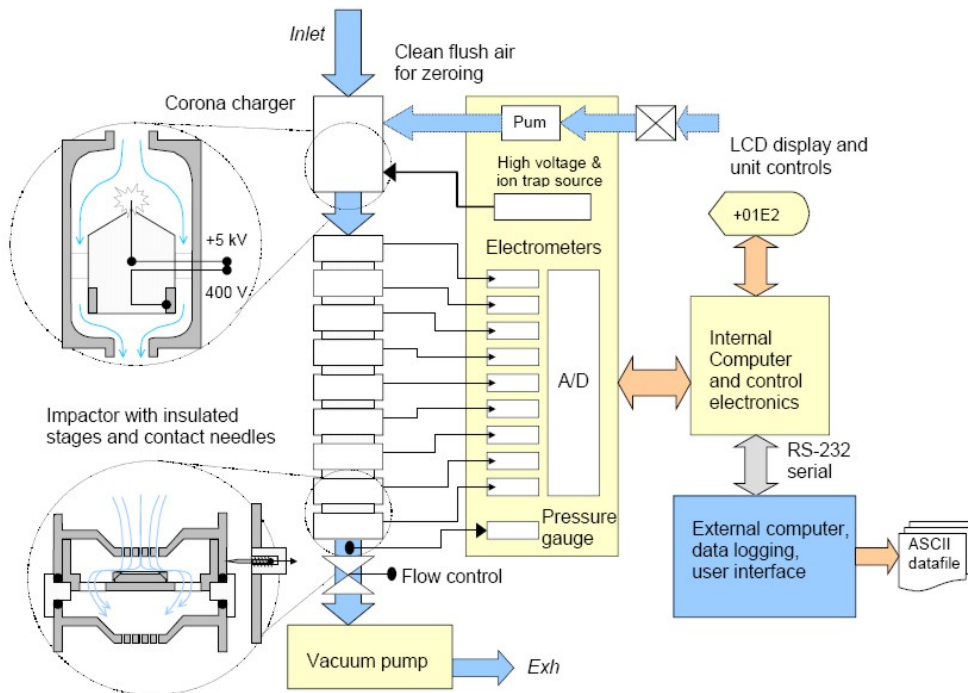


Abbildung 5-3: Aufbau des elektrischen Niederdruckimpaktors ELPI [94].

In der Ladestufe strömt das Aerosol durch ein zylindrisches Rohr in deren Mitte sich eine Wolfram-elektrode befindet. Zwischen der Elektrode und dem Rohr liegt eine hohe positive Spannung an, durch deren Entladung das umgebende Gas ionisiert wird. Dabei bewegen sich positiv geladene Ionen nach außen zum Rohr hin, wodurch die Partikel im Gasstrom den Ionen ausgesetzt werden und elektrisch geladen werden. Die geladenen Teilchen werden danach im Kaskadenimpaktor nach der oben beschriebenen Methodik in 12 Größenfraktionen aufgeteilt. Der Druck nach dem Impaktor beträgt 100 mbar. Die Prallplatten der Impaktorstufen sind elektrisch voneinander isoliert und jeweils mit dem Mehrkanalelektrometer verbunden. Dieser misst die von den impaktierten Partikeln abgegebene Ladung und schließt dadurch auf ihre Anzahl.

### SMPS und CPC

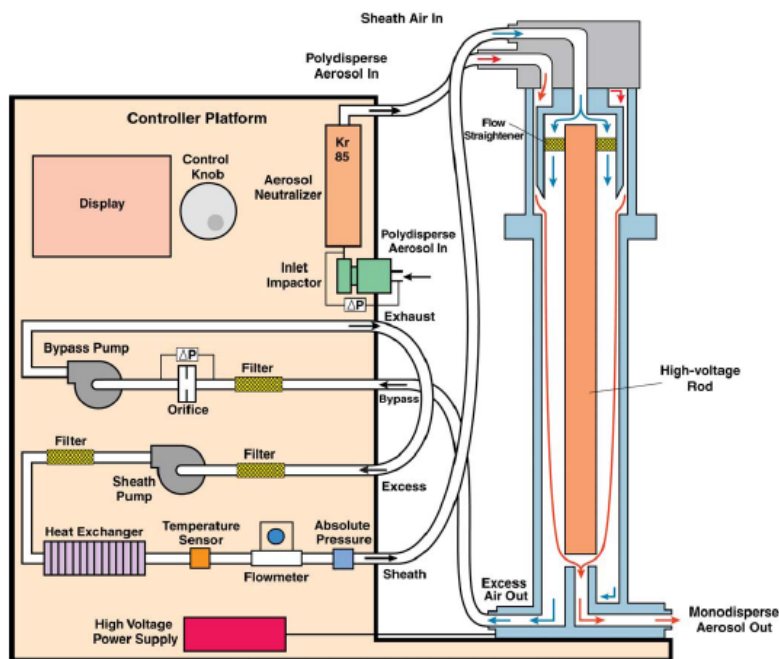


Abbildung 5-4: Aufbau eines SMPS [96].

Die Anzahlverteilung des Feinstaubes wird parallel durch ein weiteres Meßgerät, einem scanning mobility particle sizer (SMPS) nach

Abbildung 5-4 und einem condensation particle counter (CPC) der Firma TSI Incorporated erfasst. Die Partikelgrößenverteilung über den Mobilitätsdurchmesser kann damit erfasst werden. Das SMPS besteht aus einem elektrischen Klassierer, dem differential mobility analyzer (DMA), der die Partikel fraktioniert und das CPC aus einem Kondensationspartikelzähler, der die Partikel der einzelnen Größenklassen zählt.

Um Fehler durch Mehrfachladung auszuschließen, dürfen keine Teilchen eintreten, die über dem Messbereich liegen. Größere Partikel werden in der Regel über einen Impaktor abgetrennt. Im Betrieb wird die Spannung am DMA schrittweise erhöht, um eine Größenverteilung zu messen. Dabei treten definiert geladene Partikel nach der Krypton-85 Quelle (Neutralisator) durch einen Ringspalt in den DMA ein. Beim Durchströmen des Rohres driften sie im elektrischen Feld auf die zentrale Elektrode zu. Nur eine definierte Größenfraktion in Abhängigkeit der Spannung trifft die Austrittsöffnung und wird so selektiert. Das SMPS erfasst innerhalb 360 Sekunden die gesamte Partikelverteilung im Größenbereich von 0,01  $\mu\text{m}$  bis 3  $\mu\text{m}$ .

Die Funktionsweise eines CPC wird in Abbildung 5-5 dargestellt. Das Aerosol strömt zuerst durch einen Sättiger, wo es mit einem Dampf gesättigt wird. Im nachfolgenden Kondensatorrohr wird die Temperatur soweit gesenkt, daß der Dampf übersättigt wird und an den Partikeln kondensiert. Dadurch wachsen die Partikel auf eine Größe von einigen  $\mu\text{m}$ , womit sie einfach durch Streulichtmessung zu erfassen sind. SMPS/CPCs ermöglichen die Erfassung von bis zu wenige Nanometer kleinen Partikeln.

In einem CPC wird üblicherweise Butanol zum Vergrößern der Partikel durch Kondensation verwendet. Butanol ist jedoch toxisch und der mobile Einsatz ist nur mit großen Einschränkungen möglich (lange Trocknungszeiten von Butanol nach einer Messung, Risiko des Butanolaustritts beim Transport und beim Anlagenbetreiber). Daher wird ein mit Wasser betriebenes CPC des Herstellers TSI eingesetzt. Bei diesem Gerät kann man das Betriebsmedium Wasser nach der durchgeführten Messung ablassen und das Gerät ist nach wenigen Minuten transportbereit.

Die maximale messbare Konzentration beträgt bei einem Butanol-CPC-Modell etwa  $10^4$  Partikel/cm<sup>3</sup> und bei einem Wasser-CPC-Modell etwa  $5 \cdot 10^4$  Partikel/cm<sup>3</sup>. Die Messungen mit dem SMPS/CPC erfolgen parallel zu Messungen mit dem ELPI. Für das SMPS/CPC wird verdünntes Abgas aus der Verdünnungssystem FPS 4000 mit der gleichen Verdünnung wie für den ELPI verwendet.

### Probengasverdünnung

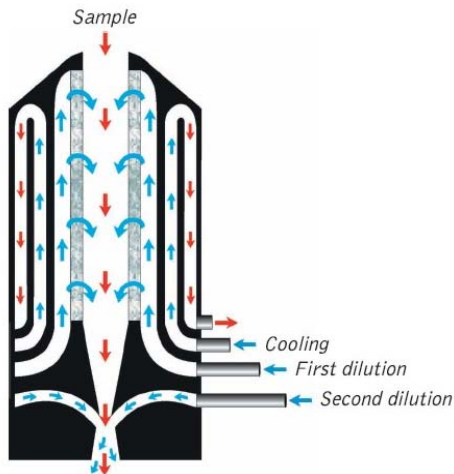


Abbildung 5-6: Aufbau des zweistufigen Verdünnungssystems [95].

In Abbildung 5-7 sind am linken Ende die Ausgänge für das verdünnten Aerosols zu sehen. Die blauen Schläuche liefern die Verdünnungsluft der zwei Verdünnungsstufen. Das Probengas direkt am Rauchrohranschluss und die Verdünnungsluft der ersten Stufe (unten) werden vorgeheizt. Das Verdünnungsverhältnis beträgt bis zu 1:200. Im Betrieb wird eine Verdünnung zwischen 1:60 und 1:120 verwendet.

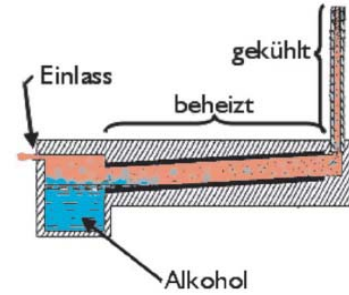
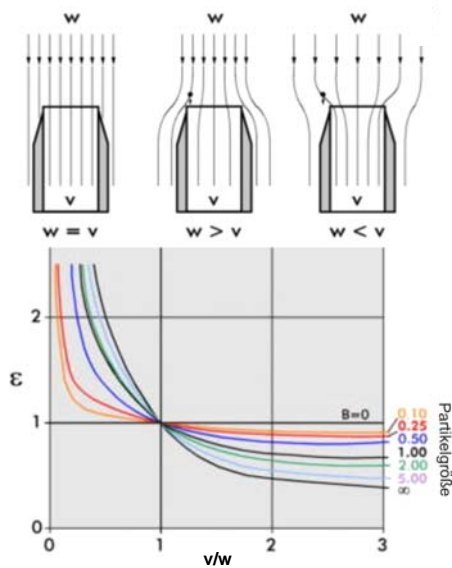


Abbildung 5-5: Funktion eines CPC.

Für die Probenahme für das ELPI und des SMPS wird das von Dekati stammende Probenahme- und Verdünnungssystem FPS 4000 nach Abbildung 5-6 verwendet. Das Abgas muss, bevor die Messung im ELPI erfolgt, verdünnt und abgekühlt werden. Eine Verdünnung ist zum einen notwendig um längere Messzeiten des ELPI zu erreichen. Die gefilterte Verdünnungsluft für beide Verdünnungsstufen wird von einem ölfreien Kompressor bereitgestellt. Die erste Stufe der Verdünnung ist durch ein poröses Rohr realisiert. Für die zweite Verdünnungsstufe wird ein Ejektor-Verdünnungssystem verwendet.



Abbildung 5-7: Dekati FPS 4000 Probenahmeeinrichtung im Einsatz.

**Isokinetik**

Eine isokinetische Probenahme ist erreicht, wenn der Probevolumenstrom mit der gleichen Geschwindigkeit entnommen wird, wie der Hauptabgasstrom im Rauchrohr strömt. Da nicht immer eine Düse mit genau dem empfohlenen Durchmesser zur Verfügung steht, wird eher überisokinetisch als unterisokinetisch entnommen. In Abbildung 5-8 ist zu sehen, dass der Fehler  $\varepsilon$  bei gleichen Geschwindigkeiten, also isokinetische Entnahme gleich eins ist und bei zu kleinen Absauggeschwindigkeiten steil ansteigt. Im Bereich der höheren Entnahmestromgeschwindigkeiten hingegen ist der Fehler geringer und er steigt nur sehr langsam.

Abbildung 5-8: Isokinetische Probenahme und Fehler bei überisokinetischer und unterisokinetischer Entnahme [97].

**Messungen an den Anlagen**

Die Messungen werden direkt vor Ort bei den Betreibern unter alltäglichen Betriebsbedingungen vorgenommen. In der Tabelle 5-1 sind die vermessenen Anlagen aufgelistet.

Hersteller	Typ	Brennstoff	Leistung [kW]	Baujahr
Windhager	PMX 260	Holzpellet	25,9	2001
Ökofen	Pellematic	Holzpellet	14,9	2001
Hargassner <sup>(p)</sup>	HSV 12-22	Holzpellet	14,9	2001
Fröling	Pelletherm P2	Holzpellet	25	2002
HMS <sup>(p)</sup>	Pelletec	Holzpellet	14,9	2003
KWB <sup>(p)</sup>	USP 30 GS	Holzpellet	30	2005
Brötje		Scheitholz	29	1980
Künzel	HV 30	Scheitholz	30	1993
Fischer Guntamatic	Turbra 12-30	Scheitholz	30	1997
HDG	Euro 40	Scheitholz	40	
HDG	Euro 30	Scheitholz	30	2004
Fröling	FHG Turbo 3000	Scheitholz	30	2004
KÖB <sup>(p)</sup>	Zyklon und Druckluftreinigung für Wärmetauscherrohre	Hackgut	350	2001
Viessmann/Ray <sup>(p)</sup>		Heizöl	35	2002

Tabelle 5-1: Vermessene Anlagen im Jahr 2006.

Von den mit <sup>(p)</sup> gekennzeichneten Anlagen wird die Dichte der Partikel berechnet. Bei den anderen Anlagen wird nur die Staubmasse mit dem JohnAS Impaktor ermittelt.

Gemessen wird an sechs Pelletkesseln unterschiedlicher Hersteller mit Leistungen zwischen 15 und 30 kW und an sechs Scheitholzkesseln im Leistungsbereich von 30 kW. Zum Vergleich werden zusätzlich die Emissionswerte von einem Ölkessel der gleichen Leistungsklasse vermessen. Die Heizkessel werden nach Verfügbarkeit ausgewählt. Alle in dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse sind unabhängig von Anlagentyp zu betrachten. Da es sich um Einzelmessungen handelt, können keine Rückschlüsse auf Emissionsverhalten oder Qualität der Kessel gezogen werden.

Alle Scheitholzanlagen werden mit einem Pufferspeicher betrieben. Die Hackschnitzelanlage versorgt ein kleines Nahwärmenetz. Erfasst werden sowohl gasförmige Emissionen, als auch Partikelemissionen. Eine Korrelation zu den gasförmigen Emissionen (beispielsweise CO oder O<sub>2</sub>) war nicht möglich, da dazu die Anzahl der Staubmessungen zu gering war und die Schwankungen der Betriebszustände der real betriebenen Anlagen Schwierigkeiten bereitet. Daten und Auswertungen dazu finden sich in [119]. Der gesamte Messaufbau ist in Abbildung 5-9 dargestellt.

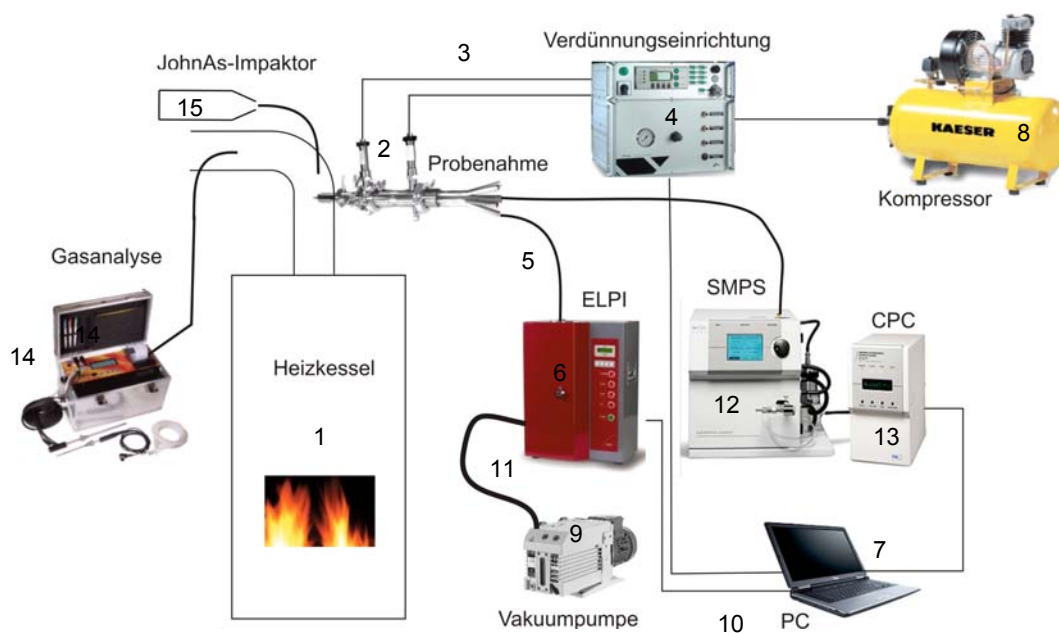


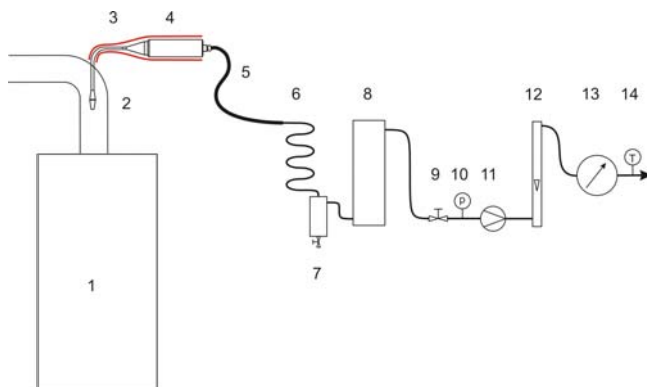
Abbildung 5-9: Messaufbau

1 Heizkessel, 2 Probenahme mit Verdünnungseinrichtung (*FPS 4000*, Hersteller *Dekati Ltd.*, Finnland), 3 Verdünnungsluftversorgung, 4 Regelung der Abgasverdünnung, 5 elektr. leitfähiger Schlauch (C-dotiert Hersteller *Tygon*), 6 ELPI (electrical low pressure impactor) Hersteller *Dekati Ltd.*, 7 Messrechner für Datenaufzeichnung der ELPI-Messwerte und Parameter der Abgasverdünnung, 8 ölfreier Kompressor für Verdünnungsluftversorgung *Kaeser KCT 550-100*, max. 6 bar, 375 l/min, Druckluftkältetrockner, Partikelfilter, 9 Vakuumpumpe Typ *Leybold Sogevac SV 25*, bis 22,5 m<sup>3</sup>/h bei 100 mbar Unterdruck, 10 Datenleitungen, 11 Saugleitung, 12 SMPS (scanning mobility particle sizer) *Model 3080* mit DMA (differential mobility analyzer), *Model 3081*, Hersteller *TSI Incorporated*, 13 CPC (condensation particle counter), *Model 3782 od. 3785* Hersteller *TSI Incorporated*, 14 Gasanalytik *Visit 02* (CO, NO<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> - elektrochemische Sensoren) Hersteller *Eheim Messtechnik*, 15 Kaskadenimpaktor Typ *JohnAS II*.

## 5.2.4 Feinstaubmassenanteile am Gesamtstaub

Zur gravimetrischen Bestimmung der Staubemissionen wird ein Kaskadenimpaktor Typ JohnAS II nach VDI 2066 Teil 10 verwendet (Abbildung 5-10 bis Abbildung 5-14). Der JohnAs-Impaktor ist ein zwei-stufiger Impaktor mit nachgeschaltetem Endfilter. Der Feinstaub wird somit auf drei Filtern gesammelt. Die Partikel werden in drei Größenklassen auf drei Quarzfaserrundfiltern abgeschieden. Der aerodynamische Durchmesser beträgt dabei für die drei Klassen  $> 10 \mu\text{m}$ ,  $2,5\text{--}10 \mu\text{m}$  sowie  $< 2,5 \mu\text{m}$ .

Da die Messungen möglichst während konstanten Betriebsbedingungen am Kessel durchgeführt werden sollten, ist eine Verdünnung des Probengases nicht sinnvoll, da ansonsten die Messdauer zur Abscheidung von genügend Partikelmasse am Filter zu lang ist.



1 Heizkessel, 2 Düse für isokinetische Probenahme, beheiztes Probenahmerohr, 4 Kaskadenimpaktor *JohnAS II* mit elektrischer Mantelbeheizung, 5 Silikonschlauch, 6 Cu-Abgaskühlwendel, 7 Kondensatfalle aus Metall, 8 Abgastrockenturm aus Silikagel, 9 Drosselventil, 10 Druckmessung, 11 Vakuumpumpe (Volumenstrom etwa  $1,6 \text{ m}^3/\text{h}$ , Druckverlust der Probenahme je nach Filterbelastung  $0,1$  bis  $0,4$  bar), 12 Schwebekörperdurchflussmesser, 13 Balgengaszähler, 14 Temperaturmessung.

Abbildung 5-10: Staubmessung nach VDI 2066 Teil 10 mit dem *JohnAS II*-Impaktor.

Durch einen Heizregler wurde die Temperatur des Impaktorgehäuses auf ca.  $75\text{--}85 \text{ }^\circ\text{C}$  eingeregelt, um Kondensation am Gehäuse zu vermeiden. Die Temperatur wurde messtechnisch erfasst und im Sekundenkontakt gespeichert. Die Messungen dauerten jeweils ca.  $20\text{--}30$  Minuten, dabei wurden etwa  $800$  Liter Messgas möglichst isokinetisch abgesaugt. Die Messungen mit dem Impaktor erfolgten jeweils während eines möglichst stabilen Vollastbetriebszustands.



Abbildung 5-11: Kaskadenimpaktor JohnAs II.

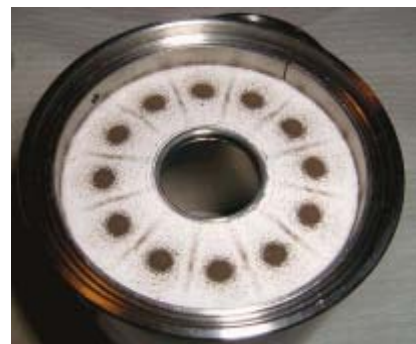


Abbildung 5-12: Quarzfaserrundfilter der Filterstufe  $2,5 \mu\text{m}$  bis  $10 \mu\text{m}$  nach einer Messung mit dem Kaskadenimpaktor JohnAs II.



Abbildung 5-13: Beheizter JohnAS II-Impaktor während einer Messung.



Abbildung 5-14: Probenahmesystem für die Messung mit dem JohnAS II-Impaktor.

### **Verwendete Filter, Filterkonditionierung und Filterwägung**

Im Kaskadenimpaktor JohnAs II wurden Quarzfaser-Mikrofilter T293,  $d = 50$  mm, Flächengewicht  $85 \text{ g/m}^2$ , Charge 2108 des Herstellers Bienzer & Munktel Filter GmbH eingesetzt (Abbildung 5-12). Die Filterkonditionierung erfolgte in Anlehnung an die DIN N 13284-1 T3-Abschnitt 7.2 bis 7.4. Dabei erfolgte eine zweistündige Trocknung bei  $180 \text{ }^\circ\text{C}$  im Trockenofen. Zusätzlich erfolgte eine Trocknung und Abkühlung über mindestens 12 Stunden im Exsikkator.

Die Wägung der Filter erfolgte mit einer Mikrowaage M5 des Herstellers Mettler Toledo. Für die Waage wird eine Genauigkeit von  $\pm 0,001 \text{ mg}$  angegeben. Abweichend zur VDI 2066 Teil 10 wurden nur die Quarzfaserfilter gewogen, da eine Wägung zusammen mit dem Filterhalter bei den Vor-Ort-Messungen nicht möglich war.

Nach der Probenahme mit dem auf  $75\text{--}85 \text{ }^\circ\text{C}$  beheizten JohnAs II-Impaktor wurden die mit Staub beladenen Filter vorerst in Glaspetrischalen gelagert. Später wurden die Filter abweichend zur DIN EN 13284-1 T3 nicht ausgeheizt sondern bei Raumtemperatur im Exsikkator bis zur Gewichtskonstanz equilibriert. Anschließend wurden die Filter auf der gleichen Waage unter denselben Bedingungen wie bei der Einwaage gegengewogen. Dabei wurden bei der Einwaage und der Gegengewägung jeweils drei Wägungen durchgeführt und die arithmetischen Mittel gebildet. Durch Subtraktion des Gewichts des beladenen Filters vom entsprechenden Leergewicht wurde die auf dem jeweiligen Filter abgeschiedene Staubmasse bestimmt.

### **5.2.5 Gravimetrische Gesamtstaubmessung**

Vergleichend zu den Staubbmessungen mit dem Kaskadenimpaktor JohnAs II wurden auch Gesamtstaubbmessungen nach der *Kaminkehrermethode* durchgeführt. Dazu wurde ein Staubbmessgerät SM 96-CO des Herstellers Wöhler Messgeräte Kehrgeräte GmbH verwendet (Abbildung 5-15). Die Lieferung, Konditionierung und Wägung der Filterhülsen erfolgte durch den Zentralinnungsverband des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV).

Bei der *Kaminkehrermethode* wird eine vom ZIV bereitgestellte, zuvor konditionierte und gewogene Filterhülse innerhalb von 15 Minuten mit Staub beladen. Dazu werden 135 Normliter Abgas aus dem Rauchrohr entnommen und durch die Filterhülse geleitet. Anschließend wird die Filterhülse wieder vom ZIV gegengewogen und so die abgeschiedene Staubmasse ermittelt. Gleichzeitig wird die mittlere Abgaszusammensetzung während des Messzeitraumes bestimmt, in dem das Probeabgas in einem



Kunststoffbeutel gesammelt und anschließend die Zusammensetzung dieser so erzeugten mittleren Gasmischung gemessen wird. Diese mittlere Gaszusammensetzung wird dem ZIV in einem *Auswerteprotokoll über die Messung an Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe* mitgeteilt. Der ZIV erstellt aus diesen Angaben sowie dem Wäageergebnis ein *Protokoll über die Messungen an Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe nach der 1. BImSchV*, in dem auch eine Beurteilung der Messwerte bezüglich der Grenzwerte nach der 1. BImSchV angegeben ist.

Im Rahmen der Messkampagne wurden dem ZIV keine Angaben zur Abgaszusammensetzung mitgeteilt, da diese bei der kontinuierlichen Messung der gasförmigen Emissionen selbst erfasst wurden und die mittlere Gaszusammensetzung während der *Kaminkehrermessung* durch arithmetische Mittelung der Messdaten im entsprechenden Zeitraum bestimmt wurde.



Abbildung 5-15: Staubmessung nach der *Kaminkehrermethode*, Messgerät Wöhler Typ SM 96–CO.

## 5.2.6 Ergebnisse der Partikeldichteauswertung

Die angewandte Methode basiert auf dem dichteabhängigen Zusammenhang zwischen Mobilitätsdurchmesser und aerodynamischen Durchmesser nach Gleichung 5-6. Hierzu liefern die parallelen Messungen mit dem elektrischen Niederdruckimpaktor ELPI und dem SMPS/CPC die Grundlage. Durch die Klassierung der Partikel nach den zwei unterschiedlichen Durchmessern, ergibt sich eine unterschiedliche Größenverteilung, die beim Auftragen der Anzahl der Partikel über den jeweiligen Durchmesser in der Durchmesserachse verschoben ist.

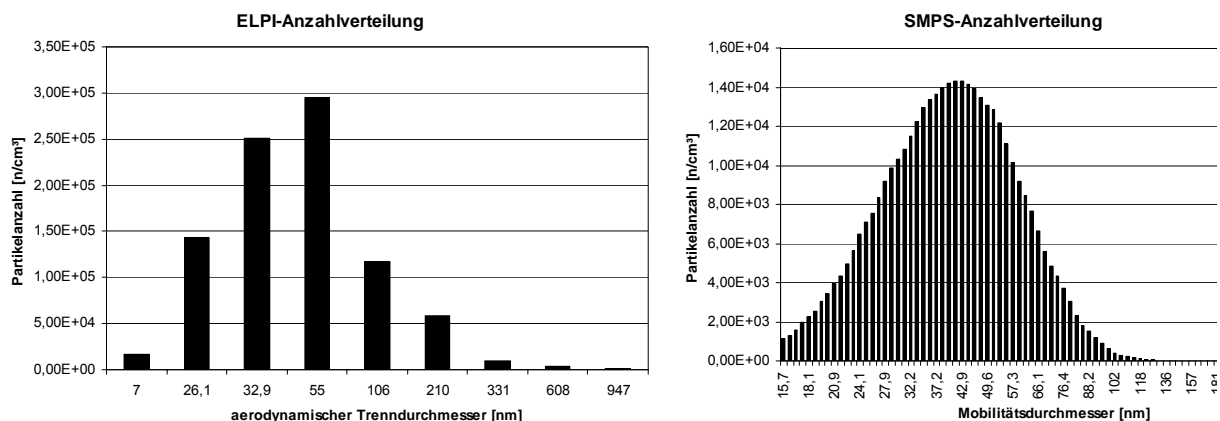


Abbildung 5-16: Anzahlverteilungen nach dem Messsystem des ELPI und des SMPS/CPC.

In Abbildung 5-16 ist die horizontale Verschiebung der Verteilungen, die von einer Partikeldichte größer  $1 \text{ g/cm}^3$  kommt, erkennbar. Die unterschiedliche Größe der Partikelanzahl ist durch die unterschiedliche Schrittweite der Fraktionierung begründet. Nur bei Partikeln der Dichte  $1 \text{ g/cm}^3$  sind die Größenverteilungen der beiden Messsysteme identisch. Das ergibt sich daraus, dass der Mobilitätsdurchmesser eines Teilchens im Gegensatz zum aerodynamischen Durchmesser nicht von der Dichte des Teilchens abhängt. Ein rundes Partikel geringer Dichte hat einen kleineren aerodynamischen Durchmesser als ein rundes Partikel gleicher Größe mit höherer Dichte. Die Bestimmung der Dichte über

diesen Zusammenhang erfolgt durch Anpassen der Größenverteilungen auf der gleichen Durchmesserachse durch Variation der Dichte.

Die Methode stützt sich auf die gut dokumentierte Funktionsweise des ELPI-Niederdruckimpaktors. Die Ladung der Partikel im Korona Lader kann berechnet werden und die Funktionen, nach denen die Partikel auf den Impaktorstufen abgeschieden werden, sind experimentell ermittelt. Dadurch ist es möglich eine im SMPS-System in Abhängigkeit des Mobilitätsdurchmessers gezählte Partikelgrößenverteilung, als ELPI-Größenverteilung und somit nach dem aerodynamischen Durchmesser klassierte Verteilung abzubilden (Abbildung 5-17).

Dazu wird, wie Abbildung 5-17 dargestellt, rechnerisch die Ladung  $i'$  bestimmt, die die nach dem Mobilitätsdurchmesser (SMPS/CPC) klassierten Teilchen  $n_{SMPS}$  in der Ladungsstufe des elektrischen Niederdruckimpaktors aufnehmen würden [121].

$$i'(d_b) = n_{SMPS}(d_b) \cdot P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q \tag{Gleichung 5-9}$$

$i'(d_b)$	[fA]	Ladung der Partikel in Abhängigkeit des Mobilitätsdurchmessers
$n_{SMPS}$	[-]	Anzahlverteilung des SMPS-Systems
$P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q$	[-]	charger efficiency
$P_{ch}$	[-]	charger penetration
$n$	[-]	durchschnittliche Anzahl der Elementarladung pro Partikel
$e$	[Coulomb]	Elementarladung = $1,602176462 \cdot 10^{-19}$
$Q$	[m <sup>3</sup> /s)	Volumenstrom

Für  $P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q$  gilt nach [121] mit dem Partikeldurchmesser  $d_p$ :

für $d_p \leq 0,095 \mu m$	$P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q = 4,48 \cdot d_p^{1,9087}$	
für $0,095 < d_p < 1,8 \mu m$	$P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q = 1,293 \cdot d_p^{1,3805}$	Gleichung 5-10
für $d_p > 1,8 \mu m$	$P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q = 2,06 \cdot d_p^{0,5909}$	

Sowohl die charger penetration  $P_{ch}$  als auch die durchschnittliche Anzahl der Elementarladungen pro Partikel  $n$  ist eine Funktion des Mobilitätsdurchmessers  $d_b$  der Partikel. Daher ist bei der Berechnung des Produkts  $P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q$  der Mobilitätsdurchmesser  $d_b$  einzusetzen.  $P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q$  leitet sich ab aus dem Zusammenhang von Anzahlkonzentration und gemessenem Strom beim ELPI. Der elektrische Niederdruckimpaktor zählt Partikel indem die elektrische Ladung gemessen wird, die die Teilchen auf den einzelnen Impaktorstufen abgeben. Die gemessene Größe ist ein Strom, der auf jeder Impaktorstufe durch die auftreffenden Partikel abgegeben wird. Um daraus auf eine Partikelanzahl  $C$  schließen zu können, muss die Größe der von den Partikeln abgegebene Ladung  $I$  bekannt sein.

$$C = \frac{I}{P_{ch} \cdot n \cdot e \cdot Q} \tag{Gleichung 5-11}$$

$C$	[1/m <sup>3</sup> ]	Anzahlkonzentration
$I$	[A]	gemessener Strom beim ELPI

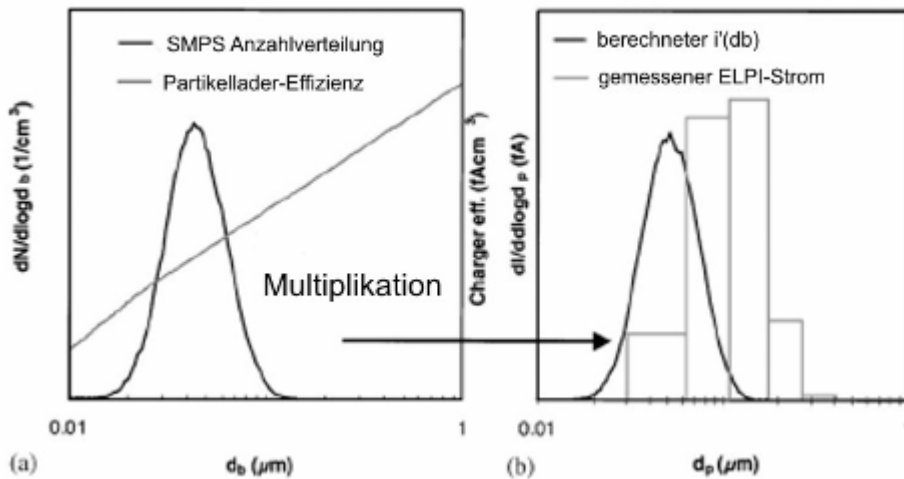


Abbildung 5-17: Multiplikation der SMPS-Anzahlverteilung mit der charger efficiency (a). Ergebnis ist der berechnet Strom  $i'(d_b)$ .

Nun wird die Impaktion der Teilchen in jeder ELPI-Impaktorstufe simuliert und man erhält als Ergebnis eine neue Größenverteilung. Ergebnis ist der simulierte Strom  $I'_i$  der beim ELPI je Impaktorstufe auftreten würde. Dazu wird die berechnete Ladung  $i'(d_b)$  durch Anwendung auf die ELPI-Kernfunktionen, auf die entsprechenden Impaktorstufen aufgeteilt. Man erhält eine Stromverteilung auf alle ELPI-Stufen, entsprechend der Partikelanzahlverteilung, die vom SMPS gezählt wurde. Die Kernfunktionen nach Gleichung 5-14 der Stufen sind vom aerodynamischen Durchmesser abhängig. Daher wird vorher die Umrechnung des Mobilitätsdurchmessers zum aerodynamischen Durchmesser nach Gleichung 5-6 benötigt. Die Ströme der Impaktorstufen berechnen sich aus

$$I'_i = \int_0^\infty k_i(d_b, \rho_e) \cdot i'(d_b) dd_b \tag{Gleichung 5-12}$$

- $I'_i$  [fA] Strom der Impaktorstufe i
- $k_i$  ELPI-Kernfunktion der Stufe i
- $d_b$  [m] Mobilitätsdurchmesser
- $i'$  [fA] Ladung der Partikel

Gleichung 5-12 wird diskretisiert mit einer Summenfunktion.

$$I'_i = \sum_q k_i(d_b, \rho_e) \cdot i'(d_b) \tag{Gleichung 5-13}$$

$q$  112 Größenfraktionen des SMPS

Die ELPI-Kernfunktionen  $k_i$  enthalten die Information, wie die Partikel auf die Impaktorstufen  $j$  verteilt werden und setzen sich aus den Abscheideeffizienzen, den sogenannten collection efficiencies der Impaktorstufen zusammen. Die Summe der Kernfunktionen bei genau einer Partikelgröße beträgt immer eins. Sie sind Funktionen des Partikeldurchmessers und werden geprägt durch primäre und sekundäre Abscheidemechanismen der Partikel im Impaktor.

$$k_i(d_P) = E_i(d_P) \cdot \prod_{j=i+1}^N [1 - E_j(d_P)]$$

Gleichung 5-14

$$k_N(d_P) = E_N(d_P)$$

$i$  (0), 1, 2, ..., N-1 (Zähler für die Impaktorstufe)

$k_i$  ELPI-Kernfunktion der Stufe  $i$

$E_i$  [-] collection efficiency der ELPI-Stufe  $i$

$E_i$  ist die collection efficiency der ELPI-Stufe  $i$  und charakterisiert den Abscheidvorgang an der jeweiligen Stufe. Die Nummerierung der Stufen ist so gewählt, dass die Stufe mit der Nummer 1 die Stufe mit dem kleinsten Abscheidendurchmesser ist, die mit dem größten ist Stufe N. Wird die elektrische Zusatzfilterstufe eingesetzt so wird diese Stufe mit der Nummer 0 bezeichnet. Die collection efficiencies sind Funktionen des aerodynamischen Durchmessers und beschreiben den Anteil an Partikeln einer Größe, der auf einer Impaktor-Stufe abgeschieden wird.

Sie setzen sich zusammen aus dem primären Abscheidemechanismus, der sich auf den Impaktorplatten direkt unterhalb der Düsen abspielt und dem sekundären Abscheidemechanismen. Die primary collection efficiency wird folgendermaßen definiert.

$$E^P = \left[ 1 + \left( \frac{d_{ae50}}{d_a(\rho_e)} \right)^{2 \cdot s} \right]^{-1}$$

Gleichung 5-15

$E^P$  primary collection efficiency

$d_{ae50}$  [ $\mu\text{m}$ ] aerodynamischer Trenndurchmesser

$d_a$  [ $\mu\text{m}$ ] aerodynamischer Durchmesser

$s$  [-] experimentell bestimmter Parameter

$d_{ae50}$  ist dabei der Trenndurchmesser der Impaktorstufe nach Gleichung 5-8. Der aerodynamische Durchmesser wird als  $d_a(\rho_e)$  aus Gleichung 5-6 ermittelt.  $s$  ist ein in [121] experimentell ermittelter Parameter. Die collection efficiencies der Filterstufen sind in Abbildung 5-20 dargestellt, die Daten werden vom ELPI-Hersteller zur Verfügung gestellt.

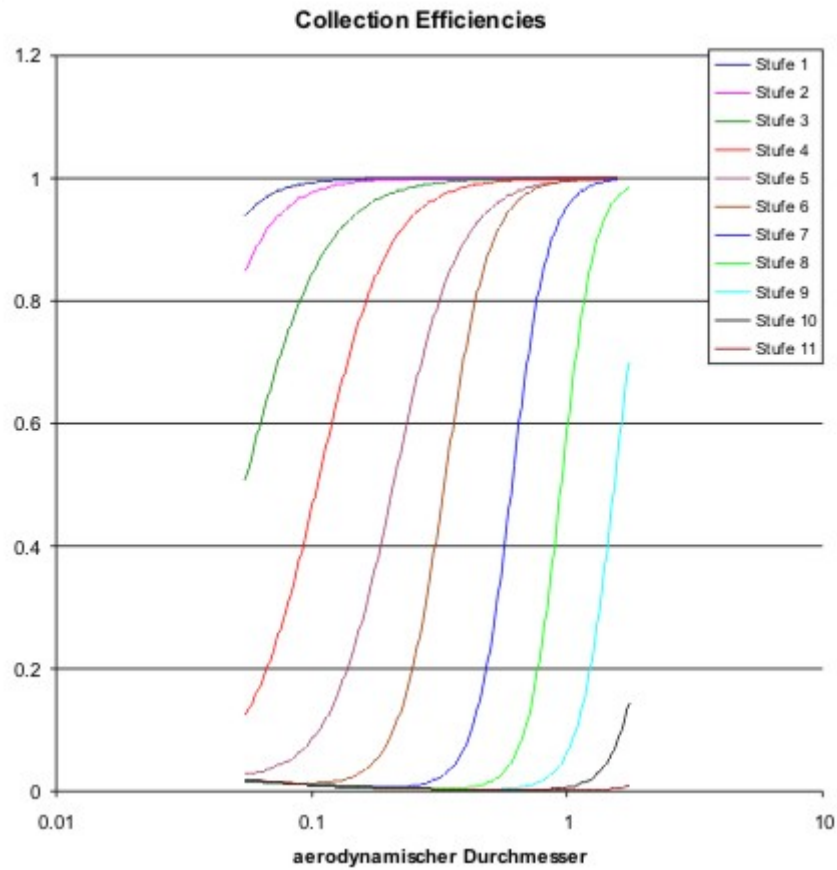


Abbildung 5-18: Collection efficiencies.

Neben der gewünschten Impaktion auf den Prallplatten der Impaktorstufen zählen die an die Stufen angeschlossenen Elektrometer auch Partikel, die durch andere Mechanismen ihre Ladung an die Platten abgeben. In [121] sind diese sekundären Effekte genauer beschrieben. Innerhalb der vorliegenden Arbeit wurden lediglich die Diffusionseffekte berücksichtigt. Damit wird die Diffusion vor allem kleinerer Partikel als der Trenndurchmesser an die Impaktorplatte berücksichtigt. Diese sind in [122] angegeben:

$$E^{Diff} = 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot d_b^{-0,8} \tag{Gleichung 5-16}$$

$E^{Diff}$  secondary collection efficiency (Diffusion)  
 $d_b$  [µm] Mobilitätsdurchmesser

Die Gleichung der primären und sekundären collection efficiencies wird wie folgt zusammengefasst und sind in Abbildung 5-18 dargestellt.

$$E_i = 1 - (1 - E_i^P) \cdot (1 - E_i^{Diff}) \tag{Gleichung 5-17}$$

Aus den collection efficiencies bilden sich dann nach Gleichung 5-14 die ELPI-Kernfunktionen (Abbildung 5-19).

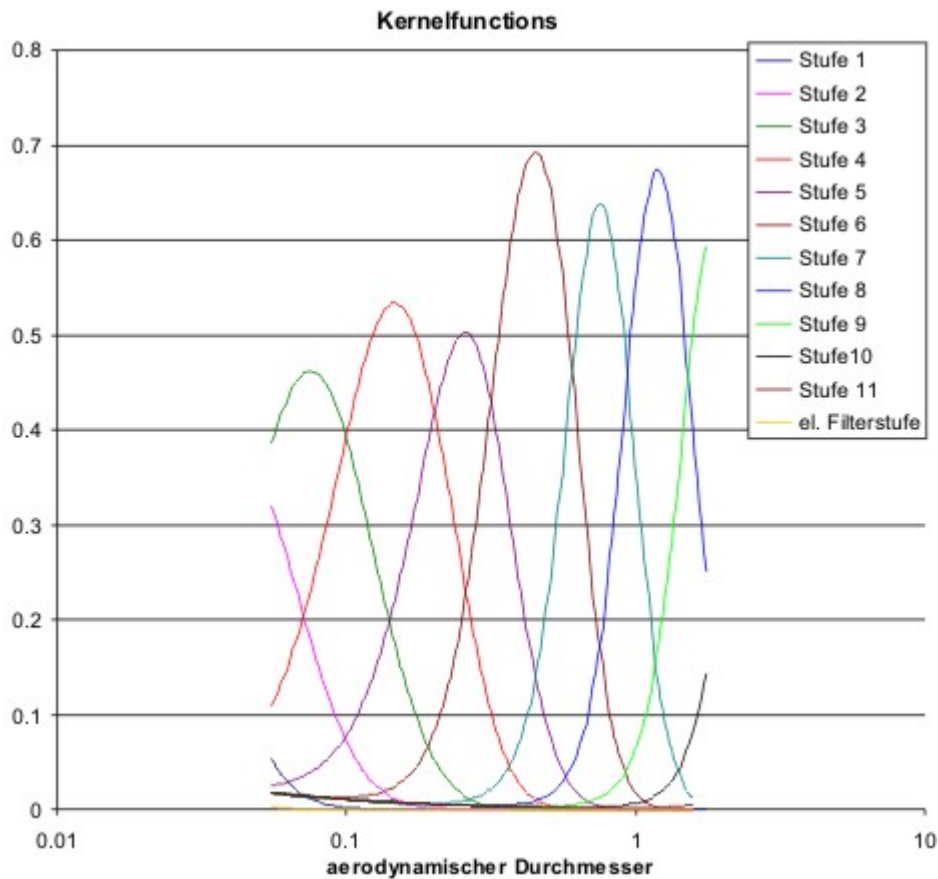


Abbildung 5-19: ELPI-Kernfunktionen (Kernelfunctions).

Ergebnis sind die mit Gleichung 5-12 berechneten Ströme jeder Stufe, errechnet mit der Ladung  $i'(d_b)$  aus der SMPS-Anzahlverteilung. Dazu wird zur Berechnung der Kernfunktionen der Mobilitätsdurchmesser unter Verwendung der effektiven Dichte in den aerodynamischen Durchmesser umgerechnet. Durch Variation der Dichte bei dieser Umrechnung verschiebt sich die Verteilung der Ströme  $I'$  und kann an die parallel gemessene wahre ELPI-Verteilung angepasst werden. Verglichen werden also nicht die Anzahlverteilungen, sondern die berechneten Ströme aus den SMPS-Daten und die gemessenen Ströme der ELPI-Stufen.

Zum Vergleich der berechneten Stromverteilungen und der gemessenen ELPI-Stromverteilung bei unterschiedlichen Partikeldichten wird nachfolgende Differenzfunktion (Fehlerfunktion) verwendet. Die Funktion vergleicht die beiden Stromverteilungen. Die durchschnittliche Dichte der Partikel liefert die kleinste Differenz. Die Funktion berücksichtigt die quadratische Abweichung sowie die absolute Abweichung und erzeugt eine steilere Kurve als die Methode der kleinsten Quadrate.

$$\text{Differenz} = \sum_{i=0}^{11} (ES_i + EA_i - ES_i \cdot EA_i) \tag{Gleichung 5-18}$$

$$ES_i = \left( \frac{I'_i}{\sum I'} - \frac{I_i}{\sum I} \right)^2 \tag{Gleichung 5-19}$$

$$EA_i = \left| \frac{I'_i}{\sum I'} - \frac{I_i}{\sum I} \right| \tag{Gleichung 5-20}$$

- $I'_i$  [fA] simulierter Strom an der Impaktorstufe i
- $I_i$  [fA] gemessener Strom an der Impaktorstufe i

Am Beispiel der Ergebnisse für den Pelletkessel KWB USP 30 wird das Vorgehen dargestellt.

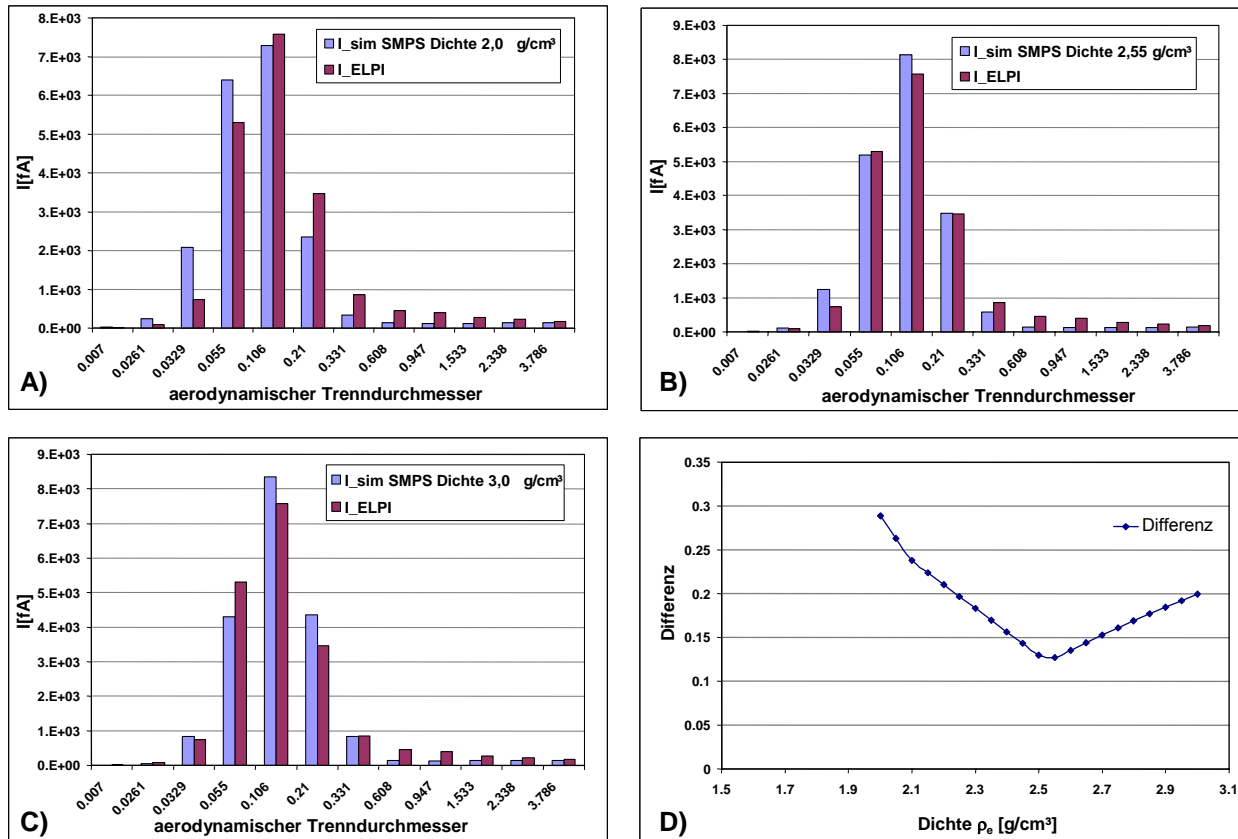


Abbildung 5-20: Ergebnisse der Dichteberechnung beim Pelletkessel bei einem Lastzustand von 78 % und einem CO-Ausstoß von 25–85 ppm  $_{13\% O_2}$ , die Abgastemperatur betrug während der betrachteten Zeitperiode von 30 Minuten im Mittel etwas über 150 °C.

(A) ELPI-Stromverteilung und berechnete Stromverteilung aus SMPS-Daten mit zu geringer Dichte; (B) Stromverteilungen mit berechneter Dichte; (C) Stromverteilungen mit zu großer Dichte; (D) Differenz mit Minimum bei einer Dichte von 2,55 g/cm<sup>3</sup>.

In den Diagrammen (A), (B) und (C) in Abbildung 5-20 sind die beiden, zur Dichteberechnung zu vergleichenden Stromverteilungen dargestellt. In Diagramm (A) zeigt die, mit einer Dichte von 2,0 g/cm<sup>3</sup> berechnete SMPS-Stromverteilung (blau) eine deutliche Verschiebung nach links im Vergleich zu den gemessenen Strömen des ELPI (rot). Durch die Änderung der Dichte hin zu größeren Werten, verschiebt sich die SMPS-Verteilung weiter nach rechts und somit hin zur ELPI-Verteilung.

Diagramm (B) zeigt die Verteilungen mit der Dichte, die den kleinsten Fehler zwischen den Stromverteilungen aufweist. Die Verteilungen sind nahezu identisch.

Im Diagramm (C) ist die Dichte mit 3,0 g/cm<sup>3</sup> bereits zu hoch angesetzt. Die Differenzkurve (D) zeigt ein Minimum bei einer Partikeldichte von 2,55 g/cm<sup>3</sup>. Von den Tabelle 5-2 aufgelisteten Anlagen wird eine Dichteberechnung der Partikel durchgeführt.

Anlagentyp	Leistung [kW]	Brennstoff	Dichte [g/cm <sup>3</sup> ]
KWB USP 30 GS	30	Holzpellet	2,2–2,55
Hargassner HSV 12-22	14,9	Holzpellet	2,7–3,40
HMS Pelletec	14,9	Holzpellet	3,35
Hackgutkessel mit Zyklon und Druckluftreinigung für Wärmetauscherrohre	350	Hackschnitzel	2,65
Viessmann/Ray	35	Heizöl	1,55

Tabelle 5-2: Berechnete effektive Partikeldichte.

Die berechneten Dichtewerte der Feinstaubpartikel der Holzfeuerungen betragen zwischen 2,2 g/cm<sup>3</sup> und 3,3 g/cm<sup>3</sup> und im Durchschnitt 2,85 g/cm<sup>3</sup>. Die Partikeldichte beim Ölkessel beträgt 1,55 g/cm<sup>3</sup>.

### Schlussfolgerung

Die Ergebnisse entsprechen den Erwartungen, insbesondere beim Heizölkessel, da bei Ölfeuerung größtenteils Rußpartikel emittiert werden und diese leichter sind als Partikel mit mineralischen Anteilen, wie sie bei Holzfeuerungen vermehrt auftreten. Ähnliche Dichten wurden in Arbeiten zu Rußpartikeln in Dieselabgasen ermittelt. Die Methodik der Dichtebestimmung hat sich grundsätzlich bewährt. Die Durchführung ist jedoch im Vergleich zur bisherigen Anwendung bei Autoabgasen aufwendiger, da konstante Betriebszustände an den Kesseln schwieriger realisierbar sind.

Weiterführende Untersuchungen zur partikelgrößen aufgelösten Partikeldichte und der Abhängigkeit von der Zusammensetzung sind von Interesse. Hier könnten auch Fragen zur Auswirkung auf den Organismus untersucht werden. Dazu ist allerdings ein erweitertes Messsystem erforderlich, das zeitnah Analysen ermöglicht. Ein mögliches Messsystem dazu ist beispielsweise das *aerosol time-of-flight mass spectrometers (ATOFMS)* von TSI.

## 5.2.7 Ergebnisse Feinstaubmassenanteile und Gesamtstaub

Die Messungen mit dem JohnAs-Impaktor werden bei den Kesseln bei Volllast durchgeführt. Die Messzeit variiert zwischen 10 und 40 Minuten. Das ergibt sich durch die unterschiedlich schnell voranschreitende Beladung der Filter im Impaktor und dem daraus resultierenden Druckverlust an der Probenahmeeinrichtung. Die gewogenen Staubmassen werden mit dem, während der Messung abgesaugten Abgasvolumen auf Masse pro Normkubikmeter Abgas mit 13 % Restsauerstoff umgerechnet.



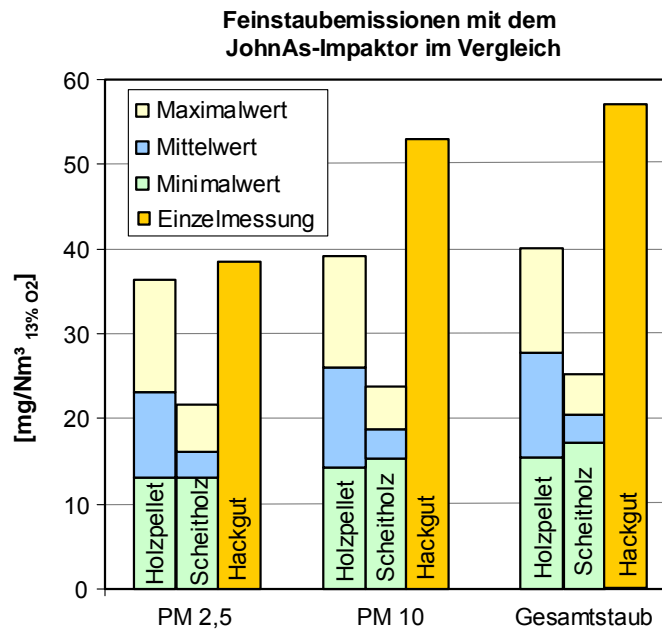


Abbildung 5-21: Ergebnisse der Messungen mit dem JohnAs-Impaktor.

In Abbildung 5-21 sind die Durchschnittswerte der fünf Pelletkesseln im Bestand mit 14,9–30 kW, fünf Scheitholzkesseln im Bestand mit 30–40 kW und eine Einzelmessung an einer Hackgutfeuerung im Bestand mit 350 kW dargestellt. Die Hackgutfeuerung ist mit einem Zyklon und einer mit Druckluft betriebenen Wärmetauscherreinigung ausgestattet.

Es werden aus den JohnAS-Messungen Mittelwerte von  $22 \text{ mg/Nm}^3_{13\% \text{ O}_2}$  für den Gesamtstaub bei Scheitholzkesseln und  $29 \text{ mg/Nm}^3_{13\% \text{ O}_2}$  bei Pelletfeuerung ermittelt.

Die *Kaminkehrermethode* mit der Wöhler SM 96-CO Filtermessung ergibt als Mittelwert von jeweils vier Messungen  $35 \text{ mg/Nm}^3_{13\% \text{ O}_2}$  für Scheitholzkesseln und  $22 \text{ mg/Nm}^3_{13\% \text{ O}_2}$  für Pelletfeuerung.

Der Anteil PM 10 am Gesamtstaub liegt im Durchschnitt bei den fünf vermessenen Pelletkesseln bei 94 %, bei den fünf Scheitholzkesseln bei 92 % und bei der einzelnen Hackgutfeuerung bei 93 %. Der Anteil der Masse der zu PM 2,5 zählenden Partikel an der Masse des Gesamtstaubes liegt bei Pelletkesseln bei 83 %, bei Scheitholzkesseln bei 78 % und bei der Hackgutfeuerung bei 68 %.

### Schlussfolgerung

Etwa 90 % der Staubemissionen sind bei Holzfeuerungen PM 10 Emissionen und etwa 70–80 % zählen zu den PM 2,5 Emissionen. Damit bestätigt sich die Problematik der Feinstaubemissionen bei Holzfeuerungen.

Die Ergebnisse der Gesamtstaubemissionen der JohnAS-Messungen bei den Scheitholzkesseln liegen in dieser Untersuchung etwas niedriger als die von Pelletkesseln.

Die parallel durchgeführte Gesamtstaubmessung nach der *Kaminkehrermethode* ergibt einen umgekehrten Trend. Die Unterschiede der Ergebnisse sind allerdings gering.

Gründe für die Unterschiede können die, im Vergleich zu Teststandsmessungen instabileren Betriebszustände bei Anlagen im Bestand sein, sowie die Problematik von Partikelschlupf und Verlusten bei Kaskadenimpaktoren. Daher wird eine Aufsummierung von Partikelfractionen aus Impaktoren allgemein als kritisch angesehen.

Bei der Hackgutanlage kann die diskontinuierlich arbeitende Druckluftabreinigung der Wärmetauscherrohre eine Ursache für den etwas erhöhten Staubgehalt sein.

### 5.2.8 Ergebnisse der Partikelgrößenverteilung der Feinstaubemissionen

Die Beurteilung des Feinstaubes kann beispielsweise über die absolute Masse pro m<sup>3</sup> Abgas, die absolute Partikelanzahl pro m<sup>3</sup> Abgas, die Größenverteilung der Partikelanzahl oder Masse, über die Zusammensetzung, aktive Oberfläche und über die toxische Wirkung [123] erfolgen. Die Ergebnisse aus den eigenen Messungen der Partikelanzahlverteilung sind in Abbildung 5-22 dargestellt und mit [7] gekennzeichnet. Verfügbaren Literaturdaten<sup>1)</sup> der Partikelanzahlverteilung sind den Ergebnissen gegenübergestellt.

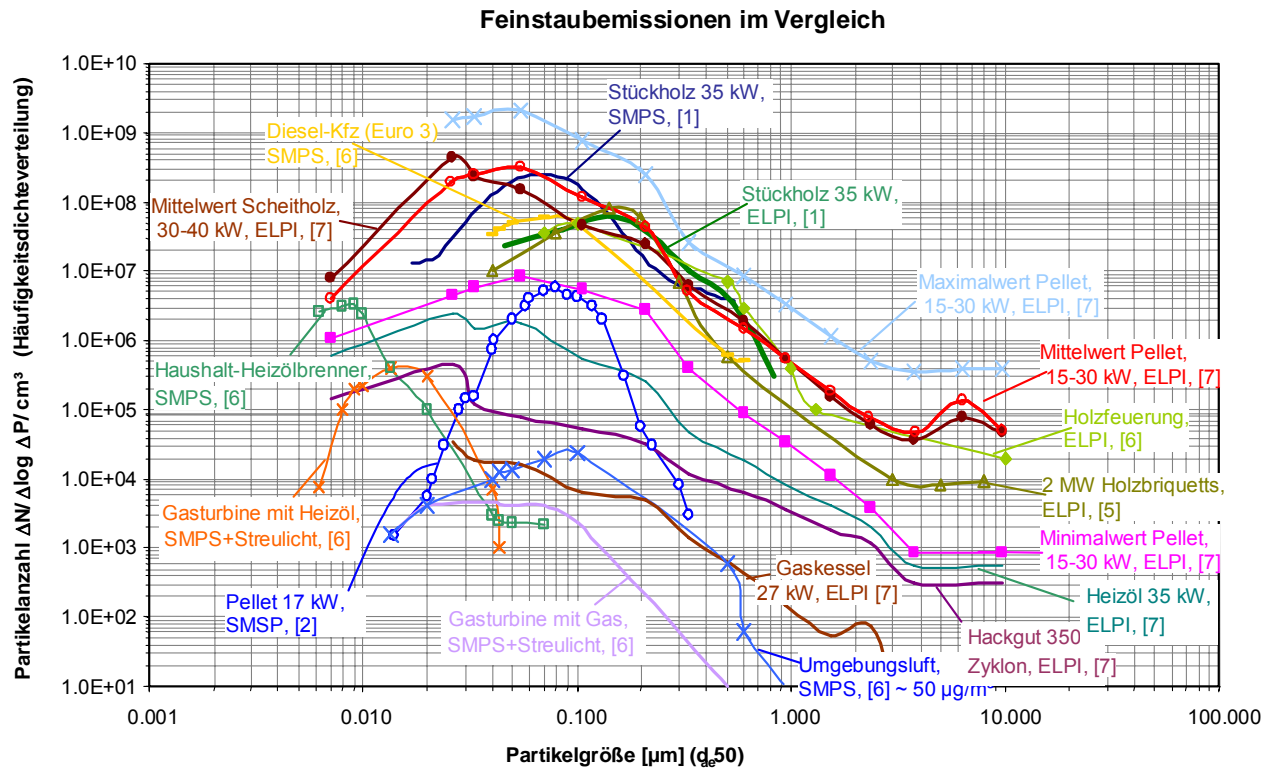


Abbildung 5-22: Literaturdaten<sup>1)</sup> und eigene Messungen [7] der Partikelanzahlverteilung.

Die dargestellten Feinstaubemissionen reichen bei Holzfeuerungen von 0,007–10  $\mu\text{m}$ . Darüber hinaus sind auch Partikel bis etwa 100  $\mu\text{m}$  vorhanden, die von der Messtechnik aber nicht mehr erfasst werden. Die Verteilung der Korngröße ist daher entgegen der Darstellung in Abbildung 5-22 zumeist bimodal oder sogar trimodal mit einem Maximum im Bereich von 0,07 bis etwa 0,15  $\mu\text{m}$  und einem zweiten Maximum im Bereich von 6–12  $\mu\text{m}$ . Ein weiteres Maximum kann im Grobstaubbereich auftreten im Bereich von 30–50  $\mu\text{m}$  [81].

In Abbildung 5-23 ist die Massen-Summenhäufigkeit der eigenen Ergebnisse und von Literaturdaten<sup>1)</sup> sowie der Fraktionsabscheidegrade von Abscheidetechniken dargestellt. Die Summenhäufigkeit in % gibt an, wie viel Prozent der Teilchen kleiner gleich einem gewählten Teilchendurchmesser sind. Der als transparente Fläche dargestellte Bereich der Fraktionsabscheidegrade gibt den Anteil der abscheidbaren Partikeln einer Korngrößenfraktion mit einem Abscheidungsverfahren wieder [85], [86], [87].

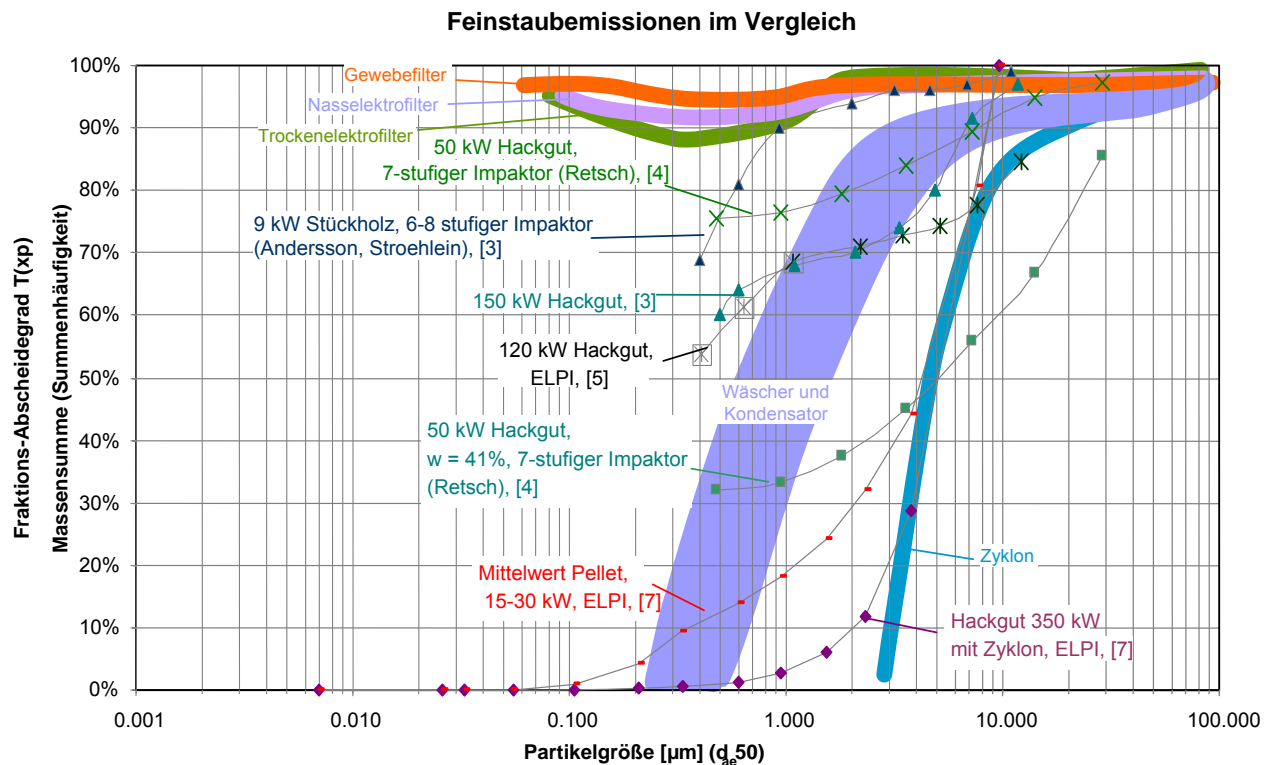


Abbildung 5-23: Literaturdaten<sup>1)</sup> und eigene Messungen der Massen-Summenhäufigkeit und des Abscheidegrads verschiedener Staubabscheidetechniken.

<sup>1)</sup> Quellen der Feinstaubmessergebnisse:

- [1] Mohr, M.; Schmatloch, V.; Charakterisierung der Partikelemissionen aus Stückholzfeuerungen mit moderner Messtechnik, in Innovationen bei Holzfeuerungen und Wärmekraftkopplung, Tagungsband zum 5. Holzenergie-Symposium, ETH Zürich, Schweiz, 1998
- [2] Gaegauf, C.; Gegenüberstellung der Feinstaubentwicklung bei verschiedenen Heizsystemen, Ökozentrum Langenbruck, Schweiz
- [3] Ehrlich, C. et al.; Overview of Investigations on Aerosols from Combustion in Biomass, in Aerosols from Biomass Combustion, IEA Bioenergy Task 32, Zürich, Schweiz, 2001
- [4] Launhardt, T.; Hartmann, H.; Verbrennungsversuche mit naturbelassenen biogenen Festbrennstoffen in Kleinfeuerungsanlagen, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Band Nr. 156, 2000
- [5] Oser, M.; Nussbaumer, T.; Influences on aerosol formation in an automatic wood furnace, Schweiz, 2000
- [6] Nussbaumer, T.; Klippel, N.; Oser, M.; Health relevance of aerosols from biomass combustion in comparison to diesel soot indicated by cytotoxicity tests, in Aerosols in Biomass Combustion, IEA Task 32, www.ieabcc.nl, ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [7] Kunde, R.; Lautenbach, M.; Gaderer, M.; Emissionen aus den eigenen Messungen, ZAE Bayern, 2006
- [8] Johansson, L-S.; Tullin, C.; Leckner, B.; Sjövall, P.; Particle emissions from biomass combustion in small combustors, Sweden, in Biomass & Bioenergy 25, 435-446, 2003

### Schlussfolgerung

Die Messergebnisse liegen im Bereich vergleichbarer Messungen in anderen Untersuchungen. Wobei das Ergebnis mit der verwendeten Messtechnik schwankt. SMPS und ELPI liefern diesbezüglich teilweise unterschiedliche Ergebnisse. Abbildung 5-23 zeigt, dass die Abtrennung des Feinstaubes mit Zyklonen nicht ausreichend möglich ist. Auch die Abgaskondensation als Staubwäscher kann nur beschränkt Feinstaubpartikel aus dem Abgas entfernen. Nur effiziente E-Filter und Gewebefilter können Partikel bis etwa 0,1 µm effektiv abscheiden.

Sollte die Abgaskondensation als Filtertechnik bei Holzfeuerungen genutzt werden, dann sind dazu Modifizierungen oder neuere Techniken erforderlich. Im Rahmen des Abschnitts 6.1 werden dazu Vorschläge erarbeitet.

## 5.3 Empfehlungen

Die Messung von Partikelverteilungen ist aufgrund der Feinheit der Partikel schwierig. Da das Abgas bei der Messung der Partikel mit partikelfreier Luft verdünnt und auf etwa 35 °C abgekühlt wird, können zusätzliche kondensierte Aerosole entstehen. Diese Partikel liegen bei einer Messung im heißen Abgasstrom nicht vor. Um diesen Unterschied zu erfassen, können flüchtige Bestandteile und potenzielle Aerosole aus dem Abgas vor einer Messung mit dem ELPI oder SMPS/CPS entfernt werden. Dazu können Thermodenuder eingesetzt werden, die über Thermophorese und Adsorption eine Abscheidung kleiner Partikel bewirken. Zu Anwendung dieser Technik liegen jedoch erst geringe Erfahrungen vor.

Für die verbesserte und gesicherte Interpretation von Messergebnissen, die mit unterschiedlichen Messverfahren, Verdünnungstechniken und Thermodenudern ermittelt werden, wird ein breiter angelegter Vergleichstest empfohlen. Dabei sollten SMPS/CPC, spektrometrische Verfahren, ELPI und direkt messende Kaskadenimpaktoren einbezogen werden.

Für eine Korrelation der Partikelemissionen zu gasförmigen Emissionen, wie CO und O<sub>2</sub>, sind weitere Untersuchungen auf Prüfständen mit möglichst konstanten und reproduzierbaren Bedingungen erforderlich.

Das Verfahren zur Ermittlung der Partikeldichte liefert realistische Ergebnisse und ist für Holzfeuerungen einsetzbar. Eine weitere Möglichkeit, die sich damit ergibt, ist die Bestimmung des Porenvolumens der Partikel mit einem Helium-Pyknometer, indem das ermittelte Feststoffvolumen mit dem idealisierten Partikelvolumen verglichen wird.

# 6 Untersuchungen zur Abgaskondensation

## 6.1 Abgaskondensationsysteme mit neueren Ansätzen

### 6.1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Ziel des Kapitels ist die Untersuchung von Kondensationsverfahren, die über eine Standard-Abgaskondensationstechnik hinausgehen. Die Verfahren werden dargestellt und Leistungsdaten berechnet. Davon ausgehend wird ein Verfahren unter Nutzung hygroskopischer Medien (LiCl) erarbeitet, dass die Kondensation bei Kühltemperaturen oberhalb des Wasserdampftaupunktes ermöglicht. Das System wird beschrieben und berechnet.

### 6.1.2 Kondensation mit Verbrennungsluftbefeuchtung

In Skandinavien wurde das Abgaskondensationssystem mit Befeuchtung der Verbrennungsluft entwickelt. Von den schwedischen Biomasseheizwerken > 0,5 MW (etwa 100 Anlagen) sind rund 50 % mit einer Abgaskondensation ausgestattet. Die durchschnittliche Kesselgröße beträgt 20 MW<sub>th</sub>. In Schweden wird dieses System auch zusammen mit einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung betrieben [126]. Bei diesem System wird die Verbrennungsluft befeuchtet (Abbildung 6-1, Abbildung 6-2). Es steigt der Wasserdampfgehalt bei der Verbrennung im Kessel. Das Wasser muss nicht, wie bei feuchtem Brennstoff, im Feuerraum verdampft werden. Dadurch wird ein hoher Kesselwirkungsgrad beibehalten und der zusätzliche Wasserdampf hilft, die Verbrennungstemperatur zu reduzieren, wodurch ein verringertes Lambda und eine verringerte Abgasrezirkulation möglich ist. Das Abgas hat einen Taupunkt von 65 °C bei Verbrennungsluftbefeuchtung und etwa 75 °C bei zusätzlicher Quenchung der Abgase wodurch Netze mit einer Rücklauftemperatur von 50–65 °C nutzbar sind. Die Funktion einer Kondensation nach Abbildung 6-1 wird im Folgenden erklärt:

#### Stufe 1:

In der 1. Stufe (Quenche) erfolgt die Sättigung und isenthalpe Abkühlung der Abgase von der Kesselaustrittstemperatur 140–200 °C auf etwa 73–90 °C (Kühlgrenztemperatur). Der Feuchtegrad  $x$  der befeuchteten Verbrennungsluft beträgt dabei ca. 80 g<sub>Wasser</sub>/kg<sub>tr Luft</sub>. Die Abgase haben am Quench-eintritt 200–230 g<sub>Wasser</sub>/kg<sub>tr Abgas</sub> und nach der Quenche 240–300 g<sub>Wasser</sub>/kg<sub>tr Abgas</sub>.

#### Stufe 2:

In der 2. Stufe (Economiser und Kondensator) erfolgt die Abkühlung der Abgase unterhalb der Kondensationstemperatur auf etwa 53–65 °C und die Rückgewinnung eines Teiles der latenten Wärme. Die Abkühlung erfolgt üblicherweise mit dem Netzurücklauf, der bei gut ausgelegten Nahwärmenetzen 45–55 °C, bei sehr guten Netzen < 45 °C beträgt. Leider haben die meisten realisierten Nahwärmenetze eine Netzurücklauftemperatur von 50–75 °C. Auch die Effizienz dieser Abgaskondensation hängt primär von der Abgastemperaturabsenkung in dieser Stufe ab.

#### Stufe 3:

In der 3. Stufe (LUVO und Verbrennungsluftbefeuchter) kann das auf etwa 53–65°C im Kreuzstromwärmetauscher abgekühlte Abgas dazu verwendet werden, vom Deckenraum des Gebäudes an-

gesaugte Verbrennungsluft von  $x = 5,5 \text{ g}_{\text{Wasser}}/\text{kg}_{\text{tr. Luft}}$  auf  $x = 80 \text{ g}_{\text{Wasser}}/\text{kg}_{\text{tr. Luft}}$  zu befeuchten und gleichzeitig auf  $45\text{--}50 \text{ }^\circ\text{C}$  vorzuwärmen. Dabei erfolgt eine weitere Abkühlung und Kondensation im Abgas. Die benötigte Energie zur Befeuchtung und Erwärmung der Verbrennungsluft entspricht ziemlich genau der gesamten anfallenden Kondensationsenergie in der 3. Stufe. Je nach Anlagensystem kann eine weitere Verbrennungsluftvorwärmung, beispielsweise mit Abdampf erfolgen.

**Abgaskondensation mit Verbrennungsluftbefeuchtung**

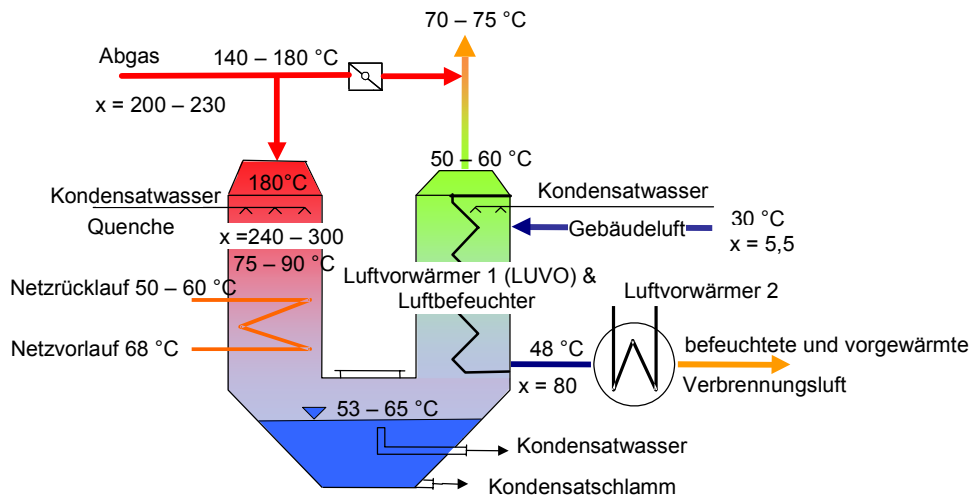


Abbildung 6-1: Abgaskondensation mit Quenchbetrieb und relativ hohem Netzurücklauf von  $50\text{--}60 \text{ }^\circ\text{C}$ , Economiser und Verbrennungsluftbefeuchtung.

Um Kondensation im Kamin zu verhindern, wird ein Teilstrom der heißen Abgase den gesättigten Abgasen am Austritt der Kondensationsanlage zugemischt und die Abgase damit auf etwa  $70\text{--}75 \text{ }^\circ\text{C}$  erwärmt.

**Abgaskondensation mit Verbrennungsluftbefeuchtung**

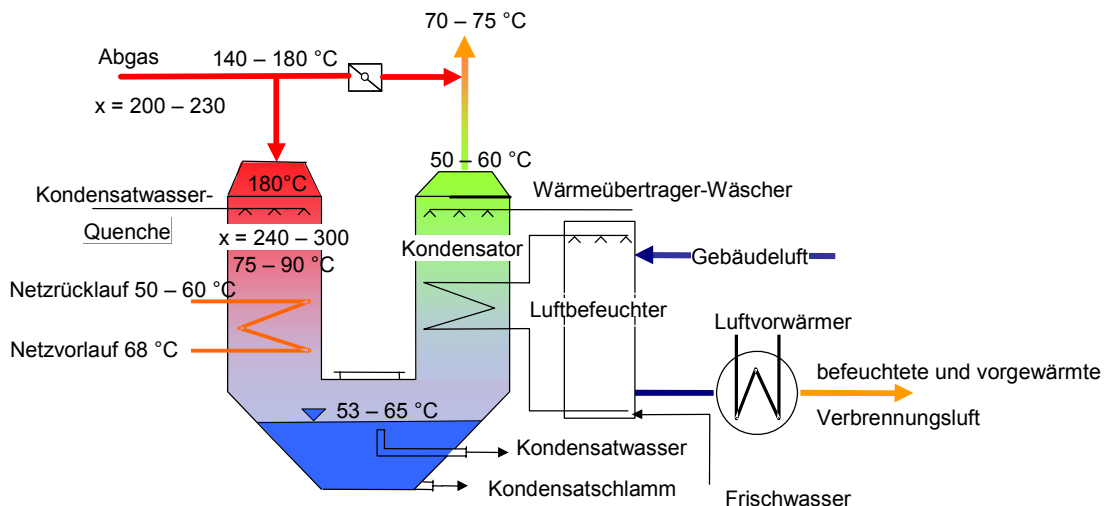


Abbildung 6-2: Abgaskondensation mit Economiser und getrenntem Wasserkreis.

Da das Kondensat, das zur Befeuchtung der Verbrennungsluft verwendet wird, mit Staub und Schwermetallen belastet ist, kann es zu einer Anreicherung von Schadstoffen im Kondensat kommen. Um das zu vermeiden, ist es möglich einen getrennten Befeuchtungskreis einzuführen, der über einen Wärmetauscher in der 3. Stufe die Kondensation gewährleistet. Der Nachteil dieser Variante ist jedoch der zusätzliche Verbrauch an Frischwasser zur Luftbefeuchtung.

Angewandt werden Systeme mit Verbrennungsluftbefeuchtung bisher ab einer Feuerungsleistung > 1 MW. Die Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades beträgt gegenüber einem System ohne Abgaskondensation bis 35 %. Das entspricht einem Anlagenwirkungsgrad von 108–116 %.

### 6.1.3 Kondensation durch Einbindung einer Absorptionskältemaschine

Oft ist eine Nutzung der latenten Wärme aufgrund der gegebenen Randbedingungen im Nahwärmenetz mit den im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen Verfahren zur Abgaskondensation nicht möglich. Bei den marktgängigen Geräten zur Produktion von Kälte gibt es zum einen die mechanisch angetriebenen Kompressionskältemaschinen und zum anderen die thermisch angetriebenen Absorptionskältemaschinen (AKM). Aus den zu erreichenden Kühltemperaturen ergeben sich die möglichen Kältemittel für beide Gerätearten. Die üblichen Kompressionskältemaschinen mit Elektromotorantrieb erreichen hohe Wirkungsgrade in Bezug auf die eingesetzte elektrische Energie ( $\text{COP}_{\text{Kälte}} = P_{\text{Kälte}} / P_{\text{el}} \sim 4\text{--}5,5$ ), jedoch stehen dem in gesamtenergetischer Sicht entgegen zum einen die Verluste ( $\eta_{\text{el}} \sim 0,35$ ) und zum anderen der überwiegende Einsatz fossiler Energien bei der Stromproduktion im deutschen Kraftwerksmix.

Bei den Absorptionskältemaschinen ergibt sich, wenn der Antrieb mit Heißwasser von 85 °C erfolgen soll (Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes im Sommer), eine Einschränkung bei der Wahl des Kühlmittels: Hier kommen in erster Linie einfache Lithiumbromid (LiBr)-Kältemaschinen zum Einsatz, welche den Betrieb eines Kaltwassernetzes mit 15/18 °C ermöglichen. Die Wirkungsgrade in Bezug auf die eingesetzte thermische Energie sind zwar relativ niedrig ( $\text{COP}_{\text{Kälte}} = P_{\text{Kälte}} / P_{\text{th}} \sim 0,7\text{--}0,75$ ). Durch den Einsatz einer Wärmepumpe bzw. Kältemaschine kann die gewonnene Kondensationsenergie von einem niedrigem Temperaturniveau auf ein höheres Temperaturniveau angehoben werden. Für den Betrieb einer Absorptionskältemaschine bieten sich besonders gut Anwendungen mit Kraft-Wärme-Kopplung an, da der Antrieb der Absorptionskältemaschine besonders gut mit Dampf oder Heißwasser erfolgen kann. Anlagenbeispiele zur Abgaskondensation mit Absorptionskältemaschinen finden sich vorwiegend in skandinavischen Ländern bei größeren Anlagen. In der Literatur genannte Anlagen in Kombination mit Biomassefeuerungen sind beispielsweise:

- Dava Heizkraftwerk für Müll und Biomasse in Umea/SWE, Umea Energie AB, Von Roll und Götaverken Miljö AB, Wirkungsgrad 107 %, Kesselleistung 55 MW, Abgaskondensation 13,8 MW (zwei Wärmepumpen mit je 5,7 MW), Netzvorlauftemperatur 70–110 °C, Netzurücklauftemperatur 40–70 °C. (Jahr 2000)
- Uppsala/SWE Heizkraftwerk für Müll und Biomasse, Kesselleistung 70 MW, Abgaskondensation 22 MW (zwei Absorptionswärmepumpen mit je 11 MW), Netzvorlauftemperatur 75 °C, Netzurücklauftemperatur 60 °C. (Jahr 1986)
- Sävenäs/SWE Heizkraftwerk für Müll und Biomasse, Kesselleistung 100 MW. (Jahr 1988)
- Avest/SWE
- Eskilstuna/SWE Heizkraftwerk für Biomasse, Kesselleistung 52 MW. (Jahr 1988)
- Finspang/SWE Heizwerk für Biomasse, Kesselleistung 1 MW. (Jahr 1983)
- Saarijärvi/FIN Heizwerk für Biomasse, Kesselleistung 5 MW, Abgaskondensation 1,28 MW (eine Absorptionswärmepumpen mit 1,28 MW), Netzvorlauftemperatur 105 °C, Netzurücklauftemperatur 50 °C. (Jahr 1994)

Im Folgenden wird kurz die prinzipielle Funktion einer Absorptionswärmepumpe (AWP) nach Abbildung 6-3 erklärt. Je nachdem, ob man primär Kälte erzeugen will, oder Wärme auf ein höheres Temperaturniveau anheben möchte, spricht man von einer Absorptionskältemaschine oder Absorptionswärme-

pumpe. Da bei der Abgaskondensation die Erzeugung von Kälte zur Kondensation im Vordergrund steht, werden alle Anlagen dieses Typs im Folgenden als Absorptionskältemaschinen bezeichnet. Der Funktionsablauf ist bei beiden Anlagen gleich. Gesättigter Kältemitteldampf (Wasserdampf) wird in den Absorber geleitet und im eingesprühten Lösungsmittel (LiBr/Wasser-Lösung) absorbiert. Aufgrund der hohen Affinität der Lösung zum Kältemitteldampf wird der Wasserdampf vom LiBr regelrecht aufgesogen, wodurch der Wasserdampf kondensiert und absorbiert wird. Dabei wird Absorptionswärme frei, die zur Vorwärmung des Netzurücklaufes dienen kann. Die Lösung wird durch eine Pumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht, vorgewärmt und in den Generator eingesprüht. Durch Wärmezufuhr (Heißwasser oder Dampf) wird nun das Arbeitsmittel abdestilliert bzw. verdampft und dampfförmig dem Kondensator zugeführt. Das zurückbleibende konzentrierte Lösungsmittel LiBr wird über den Vorwärmer zurück in den Absorber geleitet.

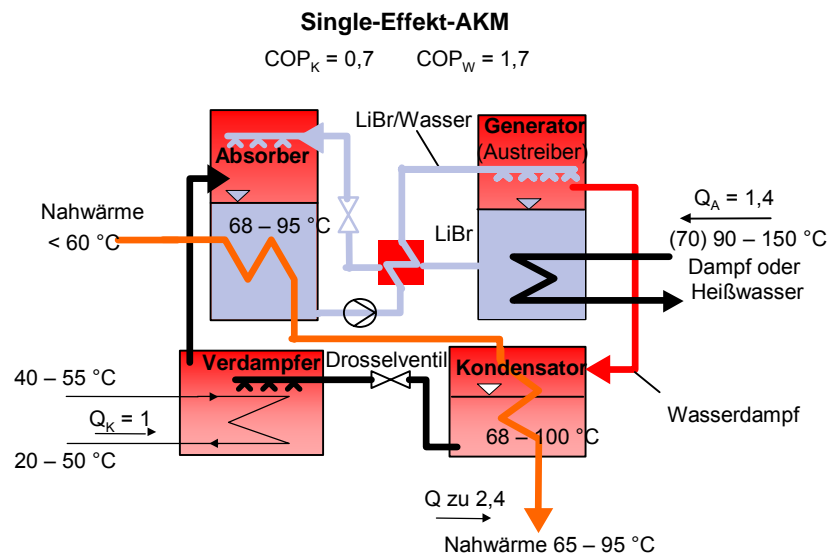


Abbildung 6-3: Das Prinzip einer Absorptionskältemaschine.

Im Kondensator erfolgt die Kondensation des Arbeitsmitteldampfes. Die dabei frei werdende Kondensationswärme wird zur weiteren Erwärmung des Netzurücklaufes verwendet. Über ein Drosselventil erfolgt eine Druckreduktion und das Kältemittelkondensat wird in den Verdampfer eingesprüht, wo es aufgrund der Wärmezufuhr aus der Abgaskondensationsstufe verdampft und als gesättigter Kältemitteldampf dem Absorber erneut zugeführt wird. In einer Absorptionskältemaschine existieren zwei Medienströme. Der Kältemittelkreislauf (Wasserdampf) über Absorber, Generator, Kondensator und Verdampfer und der Lösungsmittelkreislauf (LiBr/Wasser-Lösung) über Absorber und Generator. Die zugeführte Energie aus der Abgaskondensationsstufe und aus dem Dampf- bzw. Heißwasser wird bis auf etwaige Wärmeverluste der Absorptionskältemaschine dem Nahwärmenetz zugeführt.

### **Wirkungsgrad und Wärmeverhältnis**

Eine Beurteilung einer Kältemaschine bzw. Wärmepumpe erfolgt für Kompressionsanlagen über die Leistungszahl  $\varepsilon$  und für Absorptionsmaschinen über das Wärmeverhältnis  $COP_W$  bzw. den Kältewirkungsgrad  $COP_K$  ( $COP \dots$  coefficient of performance).



Für Kältemaschinen gilt:

$$COP_K = \frac{\dot{Q}_K}{\dot{Q}_A} \quad \text{Gleichung 6-1}$$

$$\varepsilon_K = \frac{\dot{Q}_K \text{ zugeführt}}{P_{el} \text{ Antrieb}} \quad K = \text{Kälte} \quad \text{Gleichung 6-2}$$

$$\dot{Q}_K = \text{zugeführte Leistung aus der Rauchgaskondensation} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right]$$

$$\dot{Q}_A = \text{zugeführte Leistung im Generator} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right]$$

$$P_{el \text{ Antrieb}} = \text{Kompressorleistung bei elektr. Kältemaschinen} [\text{kW}]$$

Für Wärmepumpen gilt:

$$COP_W = \frac{\dot{Q}_W \text{ abgegeben}}{\dot{Q}_A} \quad \text{Gleichung 6-3}$$

$$\varepsilon_W = \frac{\dot{Q}_W \text{ abgegeben}}{P_{el} \text{ Antrieb}} \quad W = \text{Wärme} \quad \text{Gleichung 6-4}$$

$$\dot{Q}_W \text{ abgegeben} = \text{abgegebene Wärmeleistung an das Nahwärmesystem} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right]$$

$$\dot{Q}_A = \text{zugeführte Leistung im Generator} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right]$$

$$P_{el \text{ Antrieb}} = \text{Kompressorleistung bei elektr. Kältemaschinen} [\text{kW}]$$

Umrechnung:

$$COP_W = COP_K + 1 \quad \text{Gleichung 6-5}$$

$$\varepsilon_W = \varepsilon_K + 1 \quad \text{Gleichung 6-6}$$

Für die Kälteerzeugung unter 0 °C bis -60 °C wird Ammoniak als Kältemittel und Wasser als Lösungsmittel verwendet. Für Kälte über 0 °C findet Wasser als Kältemittel und wässriges Lithium-Bromid als Lösungsmittel Verwendung. LiBr/Wasser-Absorptionsanlagen werden seit einigen Jahrzehnten mit hoher Zuverlässigkeit verwendet. Das Stoffpaar bietet gegenüber anderen Medien den Vorteil hoher Wirkungsgrade und einfacherer Bauweise, da bei Ammoniak/Wasser höhere Drücke auftreten und eine Rektifikationskolonne erforderlich ist sowie geringere Investitionskosten aufgrund höherer Stückzahlen. Zum Vergleich werden nachfolgend einige Kennzahlen für Ammoniak/Wasser-Absorptionskältemaschine angegeben.

	Nutzkälte 0 °C	Nutzkälte -20 °C	Nutzkälte -40 °C
Single-Effect Antriebtemp. [°C]	110 °C	140 °C	175 °C
COP <sub>K</sub>	0,6–0,66	0,45–0,56	0,32–0,44
Double-Lift Antriebtemp. [°C]	78 °C	95 °C	112 °C
COP <sub>K</sub>	0,37	0,32	0,27

Tabelle 6-1: Kennzahlen von Absorptionskältemaschinen [127]. Ammoniak/Wasser-Absorptionskältemaschine (Kühlwasser 27/35 °C)

Die benötigte Antriebstemperatur zum Betrieb der Absorptionskältemaschine ist durch die physikalischen Stoffeigenschaften festgelegt. Der COP ist nahezu unabhängig von der Antriebstemperatur, ausgenommen bei extremer Schwachlast. Standardwerte bei handelsüblichem LiBr/Wasser-Absorptionskältemaschine sind 6/12 °C Kälte am Verdampfer und 27/35 °C Wärme am Absorber bzw. Kondensator. Bei einer einstufigen Anlage ist für den Antrieb des Generators ein Temperaturniveau 80–120 °C erforderlich. Bei einer zweistufigen Anlage sind für den Generator der zweiten Stufe ca. 140–180 °C erforderlich.

Für den Betrieb einer Abgaskondensationsanlage und zur Vorwärmung eines Nahwärmenetzes sind jedoch andere Temperaturniveaus erforderlich. Am Verdampfer ist eine Temperatur von 30–35 °C ausreichend und am Absorber bzw. Kondensator ist je nach Nahwärmenetz eine Temperatur von etwa 55–70 °C erforderlich. Wie in Abbildung 6-3 dargestellt, ist es mit einer Absorptionskältemaschine nun möglich, trotz hoher Netztemperaturen einen Kühlkreislauf mit ausreichend tiefen Temperaturen für die Abgaskondensationsstufe zu erzeugen. Das ermöglicht eine effiziente Kondensation des im Abgas noch enthaltenen Wasserdampfes. Dieser Kühlkreislauf kann bei entsprechender Auslegung natürlich auch für andere Kühlzwecke Verwendung finden. Sollte eine noch höhere Netzvorlauftemperatur gewünscht sein, so kann der in Abbildung 6-9 gezeigte Netzvorlauf als Rücklauf für den Biomassekessel dienen und in diesem noch weiter auf die gewünschte Netztemperatur erwärmt werden.

Die Abgase können, wie im vorhergehenden Beispiel dargestellt, über einen Abgas/Abgas Wärmetauscher oder über eine Abgasbeimischung auf etwa 55–65 °C erwärmt werden, um eine Auskondensation im Kamin zu unterbinden. Der Betrieb der Abgaskondensation ist sowohl mit dauerndem Quenchbetrieb oder diskontinuierlichem Wärmetauscher-Waschbetrieb denkbar. Der Anlagenwirkungsgrad eines Biomasseheizwerkes kann mit einer Absorptionskältemaschine um etwa 35 % erhöht werden. Bei einem angenommenen Anlagenwirkungsgrad von 86 % ergibt sich ein Anlagenwirkungsgrad von 116 %. Bei einem angenommenen Anlagenwirkungsgrad von 92 % für eine Wirbelschichtfeuerung ergibt sich ein Anlagenwirkungsgrad von über 120 %.

### **Verfügbare Absorptionskältemaschinen**

In folgenden werden die wichtigsten, für die Abgaskondensationen geeigneten Absorptionskältemaschinen beschrieben. Die Abbildungen stellen Anlagenausführungen dar, die weiter optimiert werden können. Horizontale Pfeile stellen die zugeführte Energie dar, vertikale Pfeile stellen die abgegebene Energie an das Nahwärmesystem dar. Die Zahlenangaben geben vereinfacht die Energieverhältnisse wieder. Die Temperaturangaben wurden mit Hilfe des Dühring-Diagramms ermittelt. Bei anderen Annahmen können sich diese Werte je nach Antriebstemperatur und Kälteniveau verändern [128], [129].

**Einstufige LiBr/Wasser-Absorptionskältemaschine (Single-Effect =SE)**

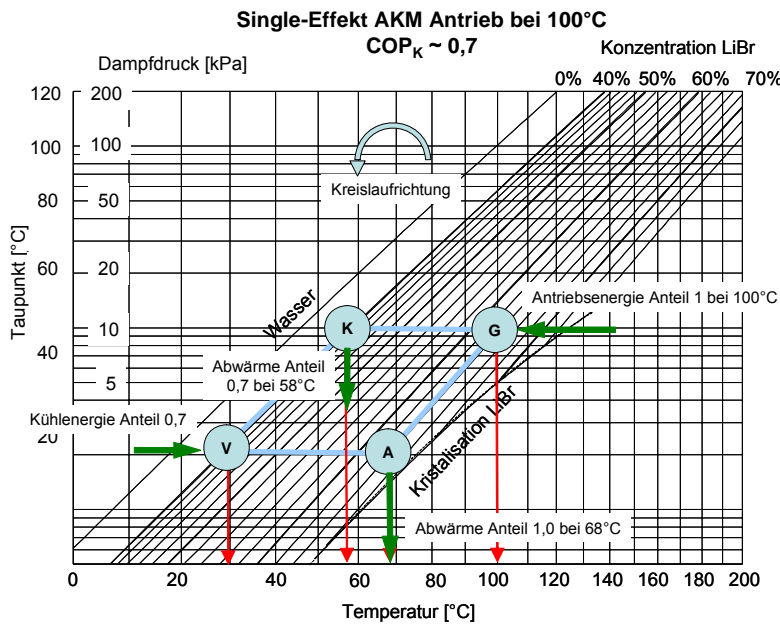


Abbildung 6-4: Single-Effekt Absorptionskältemaschine im Dühring-Diagramm.

Die SE-Anlage nach Abbildung 6-4 stellt die einfachste Variante einer Absorptionskältemaschine dar. Die Anlagen funktionieren nach dem oben beschriebenen Prinzip. Übliche Antriebstemperaturen am Generator für Standardanwendungen (6/12 °C; 27/35 °C) betragen 80–120 °C. Der wirtschaftliche Einsatz der SE-Anlage liegt bei Antriebstemperaturen von 90–120 °C. Bei tieferen Antriebstemperaturen müssen die Wärmetauscherflächen stark vergrößert werden, da sonst die Kälteleistung abnimmt.

Die erforderliche Antriebstemperatur, um eine Abgaskondensation mit 25–40 °C durchzuführen und eine Vorwärmung des Nahwärmerücklaufes auf 55–85 °C zu erreichen, beträgt am Generator bei Verwendung von LiBr als Kältemittel 100–120 °C. Der COP<sub>K</sub> beträgt zwischen 0,5 und 0,75. Die SE Anlage ist besonders für Heizwerke mit hohen Netztemperaturen (> 100 °C) und Netzvorwärmung auf ca. 55–65 °C und für Heizkraftwerke geeignet.

**Zweistufige LiBr/Wasser-Absorptionskältemaschine (Double-Effect =DE)**

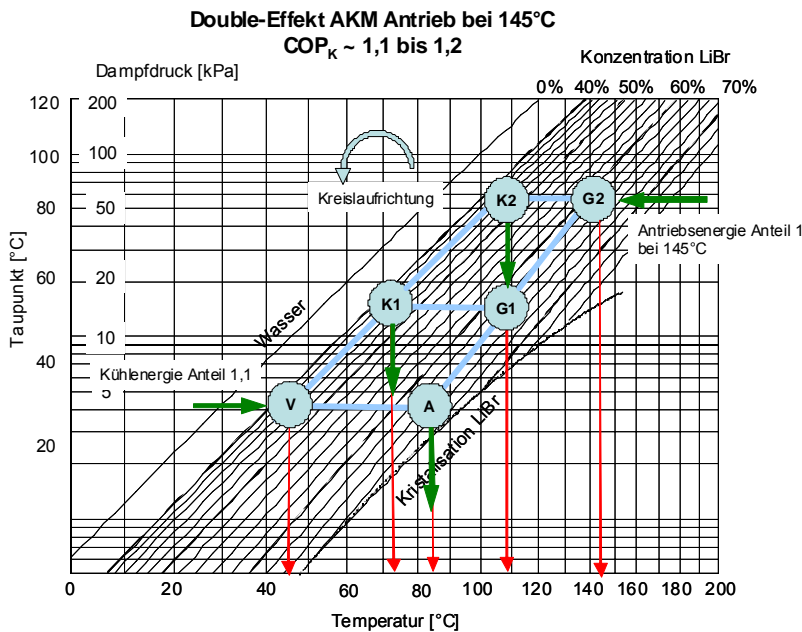


Abbildung 6-5: Double-Effekt Absorptionskältemaschine.

Double-Effekt Absorptionsmaschinen nach Abbildung 6-5 besitzen zusätzlich zur einstufigen Anlage einen zweiten Generator und Kondensator. Es handelt es sich dabei um zwei hintereinander geschaltete Kreisläufe. Die anfallende Wärme aus dem 2. Kondensator wird dabei benutzt den Generator der 1. Stufe anzutreiben, allerdings benötigt der Generator der 2. Stufe eine höhere Antriebstemperatur von 150 (besser 155 °C) bis 180 °C.

Die gesamte anfallende Wärmeleistung kann so verdoppelt werden. Der  $COP_K$  beträgt bis zu 1,2. Die DE-Anlage ist geeignet für Heizkraftwerke mit möglichen Dampftemperaturen (Gegendruck- oder Entnahmekondensationsturbine) von 150–180 °C oder für Heizkraftwerke, die Prozessdampf erzeugen.

**Zweistufige LiBr/Wasser-Absorptionskältemaschine (Double-Lift =DL)**

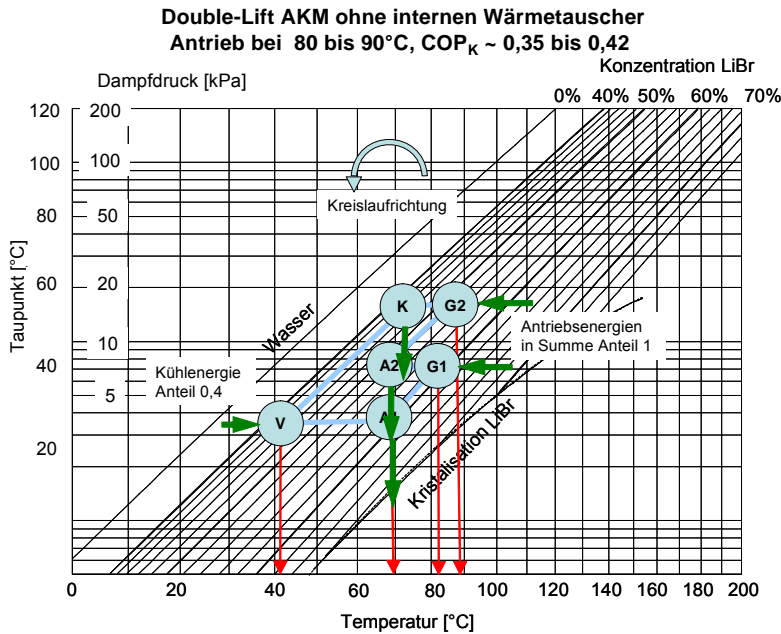


Abbildung 6-6: Double-Lift Absorptionskältemaschine ohne internen Wärmetauscher.

Für niedrigere Antriebs-temperaturen zwischen 80 °C und 90 °C sind Double-Lift (DL) Anlagen nach Abbildung 6-6 gut geeignet. DL-Anlagen ohne internen Wärmetauscher besitzen einen zweiten Absorber und Generator. Der Antrieb der beiden Generatoren kann auch bei unterschiedlichen Temperaturen erfolgen. Die Anlage ermöglicht bei gleichem Temperaturhub die Nutzung niedrigerer Antriebs-temperaturen, jedoch mit vermindertem  $COP_K$  gegenüber einer SE-Anlage. Der  $COP_K$  für die DL-Anlage beträgt etwa 0,35–0,42.

Die DL-Anlage ist trotz geringem  $COP_K$  geeignet für die Netzvorwärmung auf 55–65 °C, bei gleichzeitig niedriger Antriebstemperatur.

**Zweistufige LiBr/Wasser-Absorptionskältemaschine Single-Effect mit Double-Lift (SE/DL)**

Die Kombination eines SE-Kreislaufes mit einem DL Kreislauf führt zur sogenannten Single Effect/Double-Lift (SE/DL) Anlage Abbildung 6-7. SE/DL-Anlagen können bei einem relativ hohen  $COP_K$  mit 95–120 °C und begrenztem Volumenstrom aufgrund höherer Temperaturabsenkung des Antriebmediums in den Generatoren (die Generatoren werden meistens in Serie geschaltet) angetrieben werden. Die Temperaturabsenkung des Heißwassers beträgt 25–40 °C, der  $COP_K$  zwischen 0,5 und 0,7.

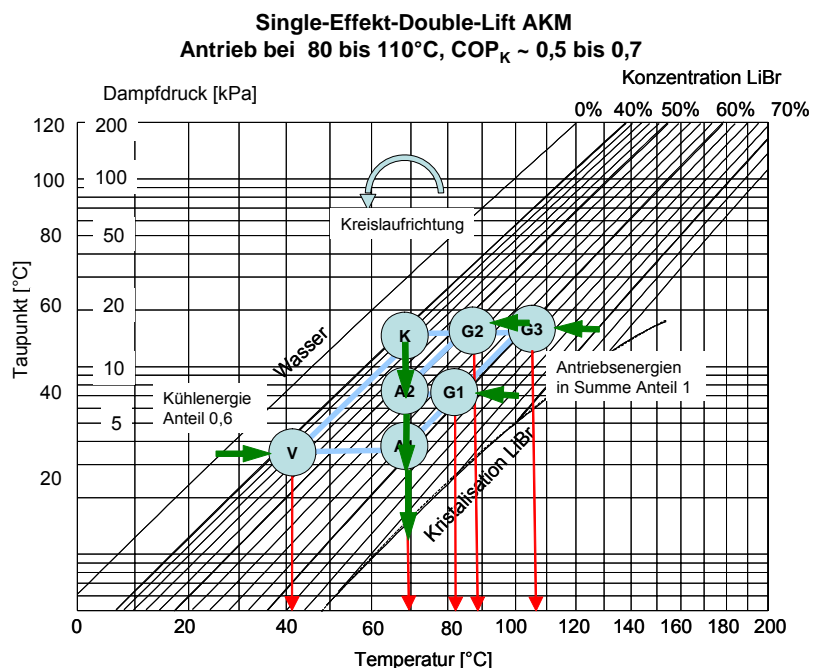


Abbildung 6-7: Single-Effect/Double-Lift AKM.

### Kosten für Absorptionskältemaschinen

Finanzielle Aufwendungen für Absorptionskältemaschinen sind aufgrund der geringen Stückzahlen und der unterschiedlichen Auslegungsmöglichkeiten wie Antriebstemperaturen und Kälteleistung und aufgrund von Einzelstückfertigung wenig veröffentlicht. Erfahrungen aus Projekten mit Absorptionswärme- und Kältemaschinen führen zu den spezifischen Werten in Abbildung 6-8, wobei tendenziell die spezifischen Kosten bei geringeren Antriebstemperaturen aufgrund größerer Wärmetauscherflächen und geringerer Kälteleistung stark ansteigen.

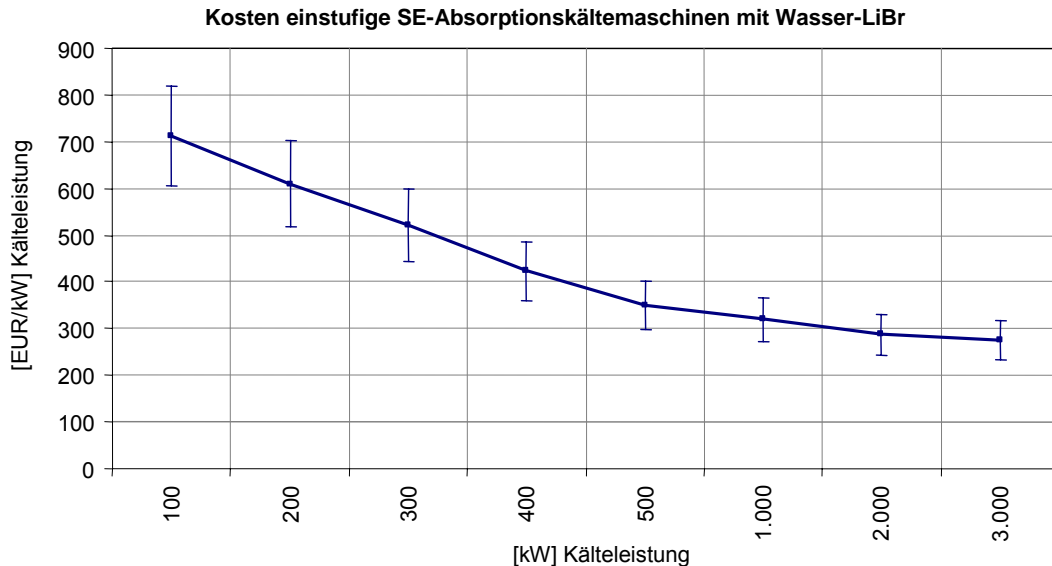


Abbildung 6-8: Erforderliche Investitionen für einstufige SE-Absorptionskältemaschinen. Die Daten wurden im Rahmen des Projektes [60] erarbeitet.

Die Kosten beinhalten die Absorptionskältemaschine, Einbauplanung durch Hersteller, Transportkosten und Montage, Inbetriebnahme, Rohrleitung, Isolierung, E-Technik, Elektroinstallation, Installation.

Die Kosten für DE-Absorptionsanlagen mit Wasser/LiBr sind in der Regel etwas höher im Vergleich zu SE-Anlagen. Um tiefere Temperaturen von 5 bis  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  zu erreichen können Wasser/ $\text{NH}_3$ -Absorptionsanlagen eingesetzt werden. Der  $\text{COP}_K$  beträgt dabei 0,35–0,65. Die Kosten dieser Anlagen betragen  $> 500\text{ €/kW}$  Kälte.

Hersteller von Absorptionskältemaschinen sind:

- York, USA und Deutschland
- Entropie Deutschland (Erding) und Frankreich
- LG Cable & Machinery Ltd (Goldstar), Südkorea
- Yazaki, Japan
- Sanyo, Japan
- Carrier, USA
- Trane, USA
- Indien
- Phönix

### Integrationsmöglichkeiten der Absorptionskältemaschine und Abgaskondensation

Die Austrittsströme aus einer Absorptionskältemaschine können direkt in den Netzvorlauf eingespeist oder als vorgewärmter Netzurücklauf für den Biomassekessel eintritt verwendet werden (Abbildung 6-9).

Bei dieser Schaltungsvariante ist eine Antriebsenergie für die Absorptionskältemaschine beispielsweise aus einem Heißwasser-, Dampfnetz oder Thermoölnetz (ORC-Kreislauf) erforderlich.

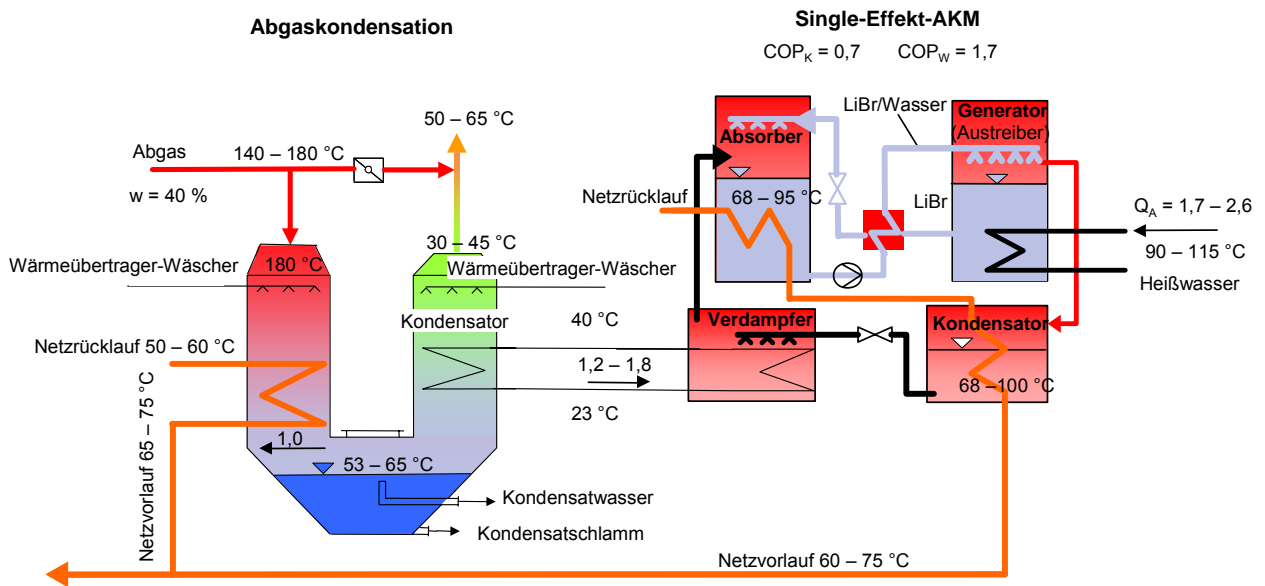


Abbildung 6-9: Abgaskondensation mit Absorptionskältemaschine, hier SE mit  $COP_K = 0,7$ .

Auch einsetzbar in dieser Schaltungsvariante sind DE und SE/DL-Anlagen. Die dimensionslosen Zahlen über den Pfeilen geben die Energieflüsse bezogen auf den Economiser bei einer SE-Anlage bei einem Brennstoffwassergehalt von 40 % und Kondensation auf 30–45 °C wieder.

Die Schaltungsvariante Abbildung 6-10 wird vorgeschlagen, um die Absorptionskältemaschine mit ausreichend hoher Temperatur in Kombination mit einem Biomasseheizwerk zu betreiben. Ein Teil des Antriebsstromes wird im Economiser auf die erforderliche Temperatur erwärmt. Als Eintrittsstrom in den Economiser kann der Netzurücklauf oder ein Teilstrom des Netzvorlaufes verwendet werden. So könnte auch für eine SE/DL Anlage ein ausreichendes Temperaturniveau für den Generator 3 zur Verfügung gestellt werden.

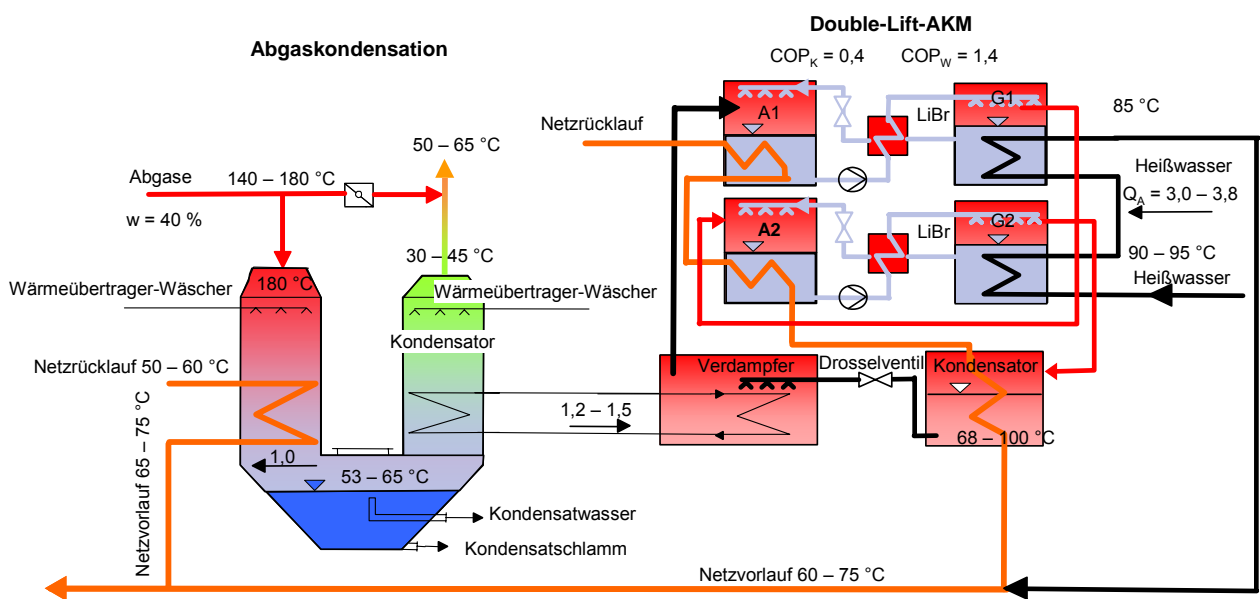


Abbildung 6-10: Abgaskondensation mit Absorptionskältemaschine, hier DL mit  $COP_K = 0,4$ .

Ebenfalls einsetzbar in dieser Schaltungsvariante ist die SE und SE/DL-Anlage. Die dimensionslosen Zahlen über den Pfeilen geben die Energieflüsse bezogen auf den Economiser bei einer DL-Anlage bei einem Brennstoffwassergehalt von 40 % und Kondensation auf 30–45 °C wieder.

### 6.1.4 Kondensation mit einem offenen Absorptionsprozess

In der Entwicklung und Erprobung befindet sich ein offener Absorptionsprozess mit LiBr nach Abbildung 6-11 oder alternativ aufgrund der starken Korrosion bei einem offenem LiBr mit Luftsauerstoffkontakt mit Ca-Nitrat ( $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2 \cdot 4 \text{H}_2\text{O}$ ) zur Abgaskondensation, welches eine geringere Korrosionsrate zeigt. Dieses System ist ähnlich einer Absorptionskältemaschine aufgebaut. Im Gegensatz zu einer Absorptionswärmepumpe wird anstelle eines geschlossenen Absorbers die hygroskopische LiBr-Wasserlösung bzw. Ca-Nitrat-Wasserlösung direkt in den Abgasstrom eingedüst und dadurch das Abgas entfeuchtet. Ein Verdampfer ist nicht erforderlich, da das Wasser im Abgas bereits dampfförmig vorliegt. Durch die Absorption des Wassers in der wässrigen LiBr Sole wird Absorptionswärme freigesetzt. Der hohe Solemassenstrom führt zu einer Abkühlung der Abgase auf etwa 70 °C und einer Erwärmung des Solestromes um ca. 15 °C auf 85–90 °C.

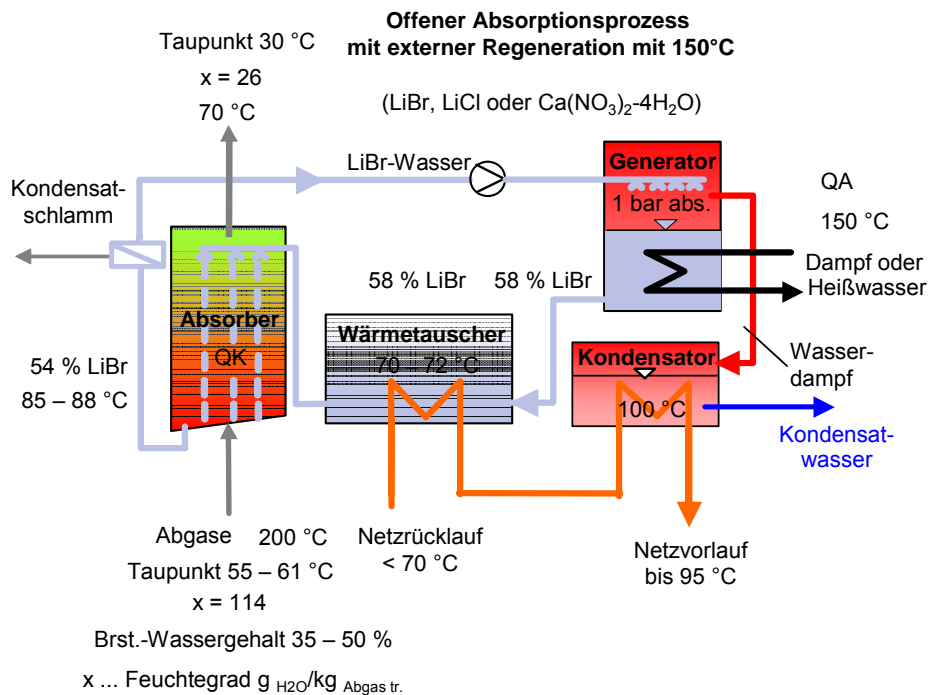


Abbildung 6-11: Der offene Absorptionsprozess mit einer LiBr-Wasser-Lösung.

Danach wird die Lösung bei Umgebungsdruck im Generator auf 150 °C durch Wärmezufuhr von außen erwärmt und das Wasser abgedampft (Abbildung 6-12). Der Wasserdampf wird bei 100 °C und Umgebungsdruck im Kondensator kondensiert und zusätzlich wird die 150 °C heiße Sole auf 70–75 °C abgekühlt und erneut in das Abgas eingedüst. Mit diesem System kann der Netzrücklauf bis auf etwa 95 °C erwärmt werden.

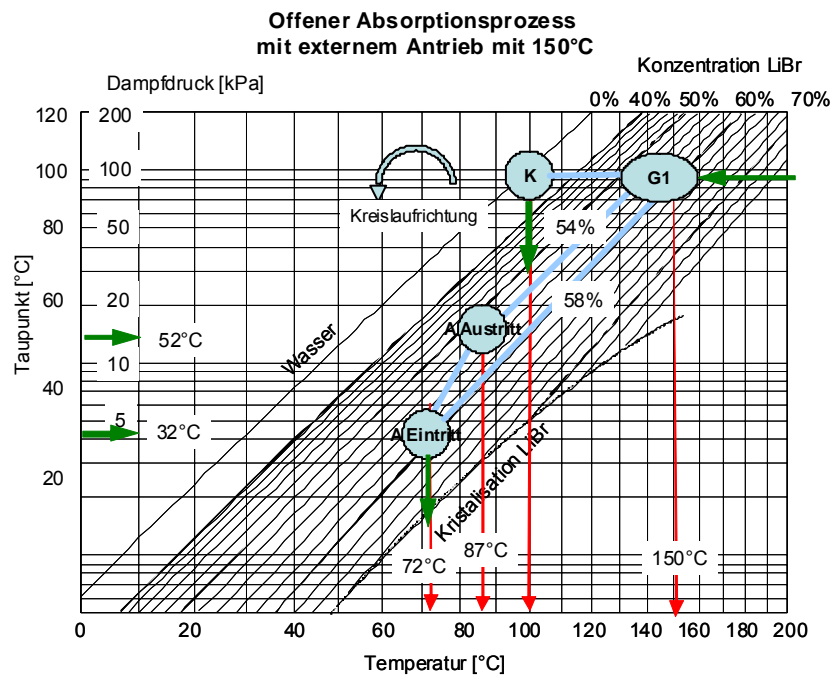


Abbildung 6-12: Der offene Absorptionsprozess mit einer LiBr-Wasser-Lösung..

Das Abgas wird dabei soweit getrocknet, dass ein Taupunkt von ca. 30 °C bei einer absoluten Feuchte von etwa 30 g Wasser/kg tr. Abgas vorliegt. Um eine Kondensation im Kamin zu verhindern, ist aufgrund des erwärmten Abgases (70 °C) keine weitere Abgaserwärmung erforderlich. Der erreichbare  $COP_K$  beträgt bei diesem System nach ersten Berechnungen etwa 0,1–0,3. Wobei zu berücksichtigen ist, dass bis auf Abstrahlverluste die Gesamte Wärme genutzt wird. Ein geringer COP ist somit nur eine Nachteil hinsichtlich der Baugröße, jedoch kaum bezogen auf die energetische Ausnutzung. Eine Verbesserung des COP könnte beispielsweise bei Betrieb der Anlage im Unterdruck erreicht werden. Die überwiegende Wärmemenge wird dabei aufgrund des hohen Solestromes im Wärmetauscher ausgekoppelt [131], [132]. Es können sehr hohe Abgaseintrittstemperaturen bis zu 600 °C realisiert werden. Jedoch steigt damit auch der erforderliche Solemassenstrom. Eine Kombination des offenen Absorptionsprozesses mit einem vorgeschalteten Economiser wäre denkbar. Eine Implementierung dieses Prozesses ist beispielsweise im Rahmen eines ORC-Prozesses im Thermoölkreislauf möglich.

### 6.1.5 Weiterentwicklung eines offenen Absorptionsprozess

Eine Weiterentwicklung und Verbesserung dieses Prozesses kann so aussehen, dass der Regenerator direkt im Abgasstrom integriert wird. Damit entfällt der externe Antrieb des Regenerators. Aufgrund des geringen Energieinhaltes im Abgas ist allerdings eine hohe Abgaseintrittstemperatur erforderlich, die in konventionellen Feuerungen nach einem Kessel nicht verfügbar ist. Damit ist es erforderlich, das Feuerungskonzept anzupassen. Das ist grundsätzlich möglich. Es wird vorgeschlagen, einen autothermen Kleinvergaser auf Basis eines Brenners mit flammenloser Oxidation (Flox-Brenner) einzusetzen, dessen Abgase der Kondensation zugeführt werden. Abbildung 6-13 zeigt das Prinzipschaltbild für den Kondensatoraufbau.



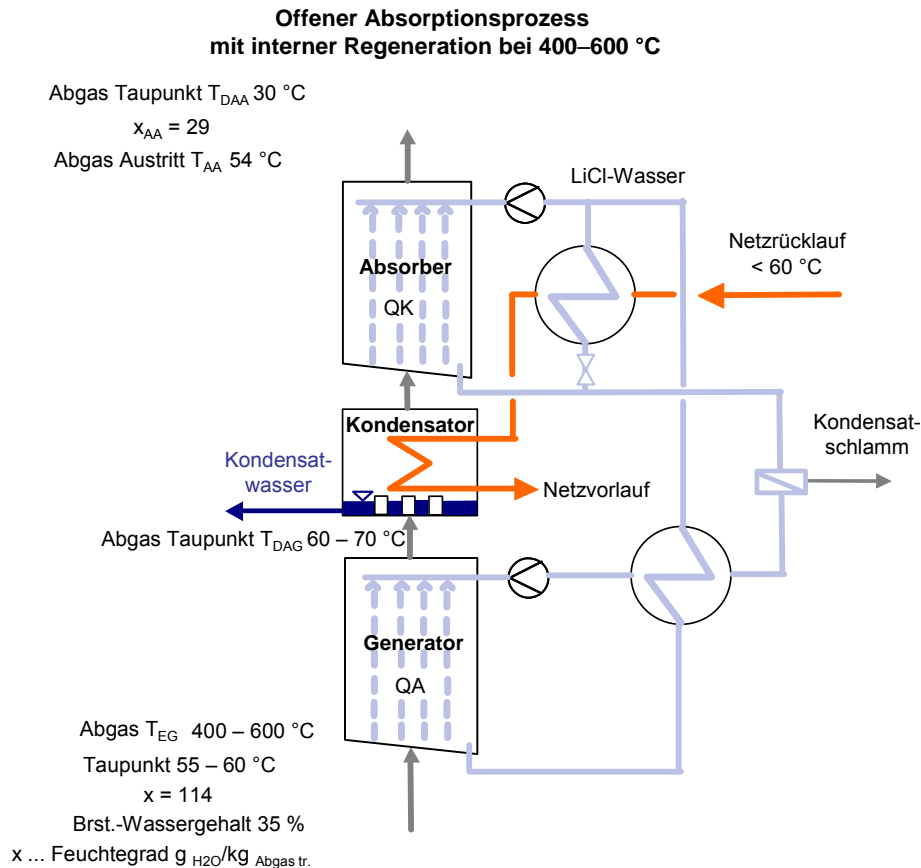


Abbildung 6-13: Der offene Absorptionsprozess mit im Abgasstrom integrierten Regenerator.

Der Prozess wurde mit dem Programm EES (engineering equation solver) berechnet. Dazu wurden LiCl-H<sub>2</sub>O Gleichgewichtsdaten verwendet. In Abbildung 6-14 sind Ergebnisse daraus dargestellt.

Der Abgastaupunkt am Generatöraustritt  $T_{DAG}$  steigt im Vergleich zu normalen Abgasen aus einer Holzfeuerung (Taupunkt ca. 55-61 °C) um etwa 10 K auf 65-70 °C an. Damit sind bereits Netztemperaturen mit 65 °C zur Kondensation nutzbar. Bei konventionellen Kondensatoren sind Netztemperaturen von etwa 55 °C zur Abgaskondensation erforderlich. Die Effizienz der Kondensation steigt mit steigender Abgastemperatur am Generatoreintritt. Um hohe Abgastemperaturen zu nutzen, ist eine genaue Auslegung des Generators erforderlich, um Überhitzungseffekte am hygroskopischen Medium zu vermeiden. Eine Reihe offener Fragen für den in Abbildung 6-13 dargestellten Prozess sollten Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein:

- Stabilität des eingesetzten Mediums LiCl-Wasser im Generator und Absorber
- alternative Medien zu LiCl (LiBr, CaNO<sub>3</sub>, andere)
- Anhebung des Abgastaupunkts am Generatöraustritt
- kontrollierter Wärmeübergang vom Abgas auf das LiCl-Wasser-Gemisch
- Korrosion aufgrund des hygroskopischen Mediums und Werkstoff für Absorber und Generator
- Effizienz der Abscheidung von Staubpartikeln aus dem Abgas
- Abtrennung der Staubpartikel aus dem Kreislaufmedium
- Einbindung der Verbrennungsluftbefeuchtung

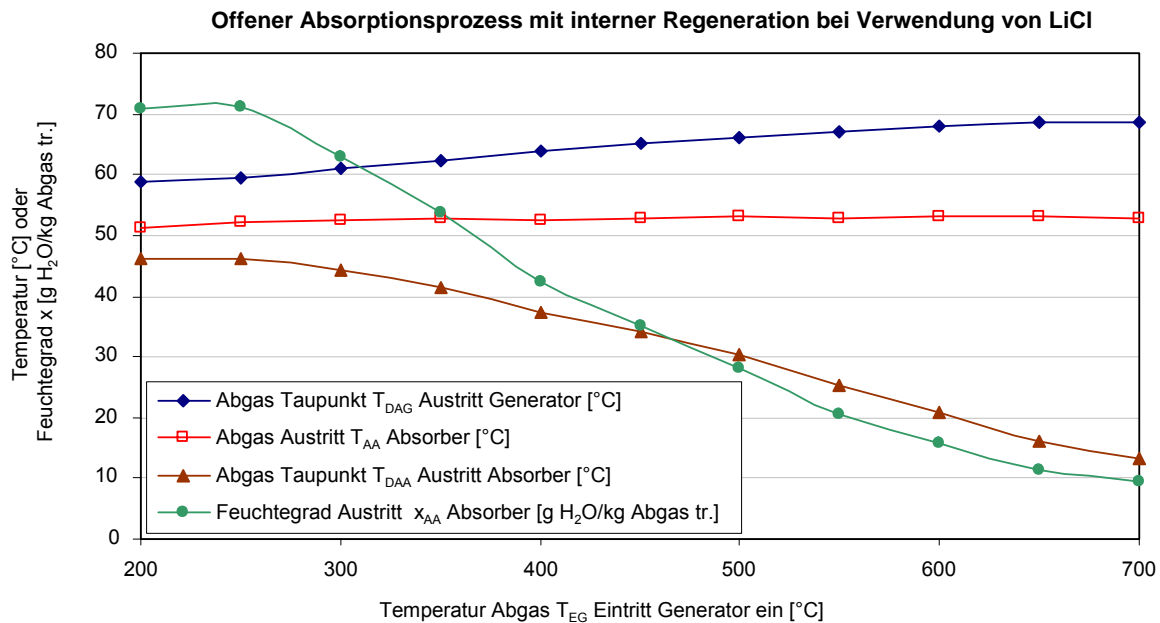


Abbildung 6-14: Simulationsergebnisse zum Prozess nach Abbildung 6-13.

## 6.2 Empfehlungen

Sollte die Abgaskondensation als Filtertechnik bei Holzfeuerungen genutzt werden, dann sind dazu Modifizierungen oder neue Techniken erforderlich.

Absorptionskältemaschinen sind dort effizient einsetzbar, wo eine hohe Antriebstemperatur zur Verfügung steht und gleichzeitig eine Netzurücklauftemperatur von über 45–50 °C vorliegt, so dass eine Kondensation mit dem Netzurücklauf alleine nicht effizient möglich ist. Das ist bei Wasserdampf- oder ORC-basierten Biomasseheizkraftwerken der Fall. Der Einsatz in Kombination mit Heizkraftwerken ist auch deshalb sinnvoll, da Absorptionsmaschinen mit einer Antriebstemperatur über 100 °C unter das Dampfkesselrecht fallen können, wenn Dampf als Heizmedium verwendet wird.

Eine Absorptionskältemaschine eröffnet auch Möglichkeiten bei Taupunkten unterhalb von 50 °C aufgrund geringerem Brennstoffwassergehalt und zu hohen Netzurücklauftemperaturen von > 50 °C eine effiziente Abgaskondensation auf etwa 30–35 °C durchzuführen.

Die Antriebstemperatur für eine Absorptionskältemaschine kann auch durch die Erwärmung eines Teilstromes des Netzes durch Abgasabkühlung erfolgen. Für eine SE-Anlage wäre dazu beispielsweise ein Temperaturgefälle im Abgas von 200–350 °C erforderlich d.h. das Abgas müsste mit 280–450 °C aus dem Biomassekessel austreten und in einem Economiser auf etwa 55 °C abgekühlt werden. Das bedeutet jedoch abgeänderte Kessel und zusätzlichen apparatetechnischen Aufwand.

Interessant ist der Einsatz einer Absorptionskältemaschine zur Abgaskondensation im Winter und zur Raumklimatisierung oder Kühlung sehr nahe gelegener Gebäude im Sommer.

Der offene Absorptionsprozess mit im Abgasstrom integrierten Regenerator nach Abbildung 6-13 hat das Potenzial, sowohl energetisch effizient und emissionsreduzierend zu wirken. Ein wesentlicher Vorteil ist die effiziente Kondensationsmöglichkeit bei etwas höheren Netzurücklauftemperaturen.

## 7 Zusammenfassung und Folgerungen

Mit der Arbeit wurde das Ziel verfolgt, Systeme zu finden und zu untersuchen, die das Potenzial besitzen, die Wirtschaftlichkeit zu verbessern und die Emissionen zu verringern. Die untersuchten Techniken sind grundsätzlich in einem Gesamtsystem kombinierbar und eine Systemverbesserung ist damit erreichbar. Die Ergebnisse zeigen den Stand der Technik, eigene Ergebnisse sowie den zukünftigen Forschungsbedarf.

### *Zu Kapitel 4 Optimierung der Netzauslegung*

Bei der Dimensionierung von Nahwärmenetzen und Wärmeerzeugern ist die Kenntnis der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs von Bedeutung. Hier besteht noch ein Wissensdefizit vor allem beim gleichzeitigen Leistungsbedarf von Gebäuden mit unterschiedlichem Wärmebedarf. Nahwärmenetze mit thermischen Solaranlagen oder Geothermie als Wärmequelle haben vergleichbare Betriebs- und Realisierungsprobleme. Die Ansätze bei den Nahwärmenetzen sind daher auch auf diese Anwendungen übertragbar.

Ausgehend von den bisherigen Kenntnissen und Arbeiten werden Untersuchungen an zwei Heizwerken durchgeführt, um die Gleichzeitigkeitsverläufe der Leistungsabnahme auf Basis von unterschiedlichen Gebäudestandards zu ermitteln. Die Ergebnisse werden für die drei Gebäudetypen  $< 70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ,  $70\text{--}90 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  und  $95\text{--}130 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  (Angaben jeweils als Raumwärmebedarf) dargestellt. Für Gebäude  $< 70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  ergibt sich für den Raumwärmeleistungsbedarf eine Gleichzeitigkeit von 1. Für die Leistung zur Beheizung dieser Gebäude ist demnach keine Gleichzeitigkeit zu berücksichtigen. Für Gebäude mit höherem Wärmebedarf zeigt sich dagegen eine starke Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit von der Gebäudeanzahl. Die Ergebnisse ermöglichen eine genauere Planung des Leistungsbedarfs im Heizwerk.

Um eine verbesserte Sicherheit bei den Ergebnissen der Gleichzeitigkeit zu erlangen, sind jedoch weitere Untersuchungen an mehreren Nahwärmenetzen mit geeigneter Abnehmerstruktur und Datenaufzeichnung erforderlich.

Eine weitere Möglichkeit, um die erforderliche Spitzenleistung am Heizwerk durch Leistungsglättung zu reduzieren, ist die Nutzung von Pufferspeichern als Hausübergabestationen in kleinen und mittleren Netzen. Dazu werden Leistungskurven von Abnehmern an Nahwärmenetzen ermittelt und darauf aufbauend das Potenzial zur Spitzenleistungsreduktion durch dezentrale Pufferspeicher berechnet. Bei den betrachteten Varianten wird eine Leistungsreduktion für das Nahwärmenetz und das Heizwerk von 15–50 % ermittelt. Ebenso besteht bei genauer Ladungsregelung die Möglichkeit, die Netzzücklauftemperatur auf bis zu  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  abzusenken. Größere Temperaturspreizungen im Netz können so realisiert und die Leitungsdimension reduziert werden.

Die Einbindung einer Vielzahl von kleineren Pufferspeichern als Hausübergabestationen stellt eine neuere und vorteilhafte Variante dar. Es wird empfohlen, diese Möglichkeit bei kleineren Netzen in der Praxis anzuwenden. Eine weitergehende Absenkung der Netzzücklauftemperatur ist durch die Optimierung der Be- und Entladestrategie möglich. Dazu sind weitere Untersuchungen an einem Speicher mit Intervallbeladung und Optimierung des Beladegrades erforderlich. Die Praxis zeigt darüber hinaus bei der Auslegung und Regelung von Wärmeübertragern zur Erreichung einer geringen Grädigkeit und

zum Erhalt einer guten Wärmeschichtung im Speicher ein erhebliches Verbesserungspotenzial. Hier sind insbesondere die Hersteller von Wärmeübergabestationen gefordert.

#### *Zu Kapitel 5 Untersuchung von Feinstaubemissionen*

Der Betrieb von Biomassefeuerungen verursacht Feinstaub. Über 90 % der Staubmasse bestehen aus Partikel kleiner 10 µm und über 80 % aus Partikel kleiner 2,5 µm. Im Rahmen eines Projektes des Landesamtes für Umweltschutz in Augsburg werden Messungen an Holzpelletfeuerungen und Scheitholzfeuerungen sowie an einer Hackgutfeuerung durchgeführt. Die Staubgrößenverteilungen, Staubmassenverteilungen und die emittierte Staubmasse werden dargestellt. Um die Verknüpfung zwischen Staubmasse und Staubanzahl zu ermöglichen, wird die Partikeldichte ausgehend von Messwerten mit einem mathematischen Ansatz berechnet. Dazu werden die Messergebnisse der Anzahl-Staubgrößenverteilung auf Basis des Mobilitätsdurchmessers und auf Basis des aerodynamischen Durchmessers, welche jeweils mit unterschiedlichen Messverfahren (SMPS/CPC und ELPI) ermittelt werden, verwendet und die Partikeldichte berechnet. Die Kenntnis der Partikeldichte ist beispielsweise erforderlich für eine korrekte Messung der Partikelverteilung mit dem ELPI, für CFD-Strömungssimulationen der Partikelbewegung und der Optimierung von Partikelanlagerungen, für die Verknüpfung von Partikelmasse und Partikelanzahl und bei der Beurteilung des Porenvolumens.

Durchschnittliche Staubpartikeldichten aus Pelletfeuerungen, Hackgutfeuerungen und Ölfeuerungen wurden ermittelt. Die Dichte der Partikel aus den Holzfeuerungen beträgt im Mittel 2,85 g/cm<sup>3</sup> und streut zwischen 2,2 und 3,5 g/cm<sup>3</sup>. Bei einer Heizölfeuerung wird eine Dichte von 1,55 g/cm<sup>3</sup> ermittelt.

Da das Abgas bei der Messung der Partikel mit partikelfreier Luft verdünnt und auf etwa 35 °C abgekühlt wird, können zusätzliche kondensierte Aerosole entstehen. Diese Partikel liegen bei einer Messung im heißen Abgasstrom nicht vor. Um diesen Unterschied zu erfassen, können flüchtige Bestandteile und potenzielle Aerosole aus dem Abgas vor einer Messung mit dem ELPI oder SMPS/CPS entfernt werden. Dazu können Thermodenuder eingesetzt werden, die über Thermophorese und Adsorption eine Abscheidung kleiner Partikel bewirken. Zur Anwendung dieser Technik liegen jedoch erst geringe Erfahrungen vor.

Für die verbesserte und gesicherte Interpretation von Messergebnissen, die mit unterschiedlichen Messverfahren und Verdünnungstechniken ermittelt werden, wird ein Vergleichstest empfohlen. Dabei sollten SMSP/CPC, spektrometrische Verfahren, ELPI und direkt messende Kaskadenimpaktoren einbezogen werden.

Untersuchungen anderer Arbeitsgruppen [105], [107], [123] zeigen erste Zusammenhänge zwischen der Verbrennungsqualität und der Toxizität. Weiterführende Untersuchungen zur partikelgrößen aufgelösten Partikeldichte und der Abhängigkeit von der Zusammensetzung sind von Interesse. Hier könnten auch Fragen zur Auswirkung auf den Organismus untersucht werden. Dazu ist allerdings ein erweitertes Messsystem erforderlich, das zeitnah Analysen ermöglicht. Dabei nützliche Messsysteme sind beispielsweise *aerosol time-of-flight mass spectrometer*.

### *Zu Kapitel 6 Untersuchungen zur Abgaskondensation*

Um Staubemissionen bei Holzfeuerungen zu reduzieren, werden derzeit Entwicklungen auf Basis der Elektrofiltertechnik und Abgaskondensationstechnik durchgeführt. Ab etwa 10 kW<sub>th</sub> sind einige Systeme dazu bereits erhältlich. Die Partikelabscheidung mit Abgaskondensationssystemen ist im Vergleich zu Elektrofiltern jedoch geringer.

Nur geringe Netzurücklauftemperaturen ermöglichen einen energetisch effizienten Einsatz einer Abgaskondensation. Bei kleinen Heizwerken mit einer Biomasse-Feuerungsleistung von 50–500 kW<sub>th</sub> wird die Abgaskondensation bisher kaum angewandt. Ausgehend vom Aspekt der Feinstaubemissionen gewinnt die Abgaskondensation aber gerade hier an Bedeutung. Verschiedene Varianten der Einbindungen einer Kondensation werden aufgezeigt und ein Prozess zur Nutzung der latenten Wärme im Abgas wird vorgeschlagen.

Der offene Absorptionsprozess mit einem hygroskopischen Arbeitsmittel ermöglicht eine effiziente Kondensation bis zu einem Taupunkt von etwa 30 °C im Abgas. Die freigesetzte (exotherme) Absorptionswärme kann zur Erwärmung des Abgasstroms während der Abgasentfeuchtung genutzt werden, um wasserdampfgesättigte Abgasströme zu vermeiden. Mit dieser Technik wird die Brennstoffausnutzung erhöht und Staubpartikel aus dem Abgas entfernt. Die Entwicklung dieses Prozesses erfordert jedoch noch weitere Untersuchungen, sodass über Wirtschaftlichkeit, Effizienz der Staubabscheidung und Kosten derzeit noch keine Aussagen möglich sind.

Besonders unter dem Aspekt der Feinstaubemissionen wird empfohlen, das Verfahren weiter zu entwickeln. Bei der Anwendung hygroskopischer Medien sind weitere Untersuchungen im Bereich des Wärme- und Stoffübergangs sowie der Werkstoffwahl aufgrund der Korrosion erforderlich.

## 8 Literatur

- [1] Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung (2004), Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2004
- [2] VDEW-Projektgruppe Nutzenergiebilanzen, Endenergieverbrauch in Deutschland 2002, Verband der Elektrizitätswirtschaft, VDEW e.V., Frankfurt am Main, [www.strom.de](http://www.strom.de), 2003.
- [3] Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Projektnummer 17/02, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2004
- [4] Viessmann, Fachreihe Heiztechnik für Neubauten, Allendorf, [www.viessmann.de](http://www.viessmann.de), 2003
- [5] Statistisches Bundesamt Wiesbaden, [www.destatis.de](http://www.destatis.de), [www.statistik-bund.de](http://www.statistik-bund.de), 2003
- [6] Viessmann, Fachreihe EnEV, Allendorf, [www.viessmann.de](http://www.viessmann.de) sowie Gesellschaft für rationelle Energieverwendung e.V. [www.gre-online.de](http://www.gre-online.de), 3005
- [7] Bürogebäude der Zukunft, TÜV-Verlag, ISBN 3-8249-0883-2, 2005
- [8] Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, R.; Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik Schramek Rudolf (Hrsg.), Universität Dortmund, ISBN 3-89319-966-7, Oldenburgverlag, Bonn, 1998
- [9] Jahn, K.; Schwenk, C.; Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser, Hrsg. Fraunhofer Institut für Raum und Bau, ISBN 3-8167-4839-2, 1999
- [10] Peuser, F. A. et al.; Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen, praktische Erfahrungen, ein Informationspaket, Fachinformationsdienst Karlsruhe, TÜV-Verlag Köln, ISBN 3-8249-0541-8, 1999
- [11] Schwenk, C.; Sonne für Hotels, Planung von Kollektoranlagen zur Warmwasserbereitung für Beherbergungsbetriebe, Hrsg. Institut für Solarenergieforschung Hameln und Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Gleisdorf, Verlag Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Gleisdorf, Österreich, [www.aee.at](http://www.aee.at), ISBN 3-901425-10-1, 1999
- [12] Schwenk, C.; Solaranlagen und Biomasseheizsysteme, unveröffentlichte Schulungsunterlagen, ZAE Bayern, 2001
- [13] Kröber, C.; Neu Heizlastberechnung in der Praxis, EuroHeat&Power 33. Jhg., Sep 2004, Heft 9, Brüssel, 2004
- [14] Born, R. et al.; Empirische Überprüfung der Möglichkeiten und Kosten, im Gebäudebestand und bei Neubauten Energie einzusparen und die Energieeffizienz zu steigern (ABL und NBL). Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1995
- [15] Liedtke, C. et al.; Die Sanierung des Wohngebäudebestandes - Eine Chance für Klimaschutz und Arbeitsmarkt?, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, [www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org), Juli 1999
- [16] Viessmann Planungsunterlagen, Dokument 5095 788-8, 11/1993
- [17] Holler, K. F.; Kein Geld verheizen, Handbuch zum Energiesparen und zur Energieberatung, ISBN 3-922420-01-X, Promotor-Verlag, Deutschland, 1981
- [18] Statistischen Bundesamts in Wiesbaden, 2005

- [19] Gaderer, M., Fischer, T.; Kuckelkorn, J.; Erweiterung der Nahwärmeversorgung der Städte Altötting und Neuötting, Endbericht Projektphase II, ZAE Bayern, 2004
- [20] Schmid AG Holzfeuerungen, CH-8360 Eschlikon, 2003, [www.holzfeuerung.ch](http://www.holzfeuerung.ch)
- [21] Hein, D.; Fischer T.; Auswahl eines Feuerungssystems für biogene Brennstoffe, VDI-GET Tagung Thermische Nutzung fester Biomasse, Bericht 1588, VDI Verlag Düsseldorf, Salzburg, 2001
- [22] Salzmann, R.; Nussbaumer, T.; Zweistufige Verbrennung mit Reduktionskammer und Brennstoffstufung als Primärmaßnahmen zur Stickoxidminderung bei Holzfeuerungen; Institut für Energietechnik, ETH Zürich, 1995
- [23] Gaderer, M.; Schulungsunterlagen für Planer und Installateure, ZAE Bayern, 2002-2005.
- [24] Biollaz, S.; Nussbaumer, T.; Einsatz von Rostfeuerungen für Holz und Halmgüter; in: Nussbaumer, T. (Hrsg.): Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärme-Kraft-Kopplung-Tagungsband zum 4. Holzenergie-Symposium 18. Oktober 1996, ETH Zürich
- [25] Nussbaumer, Th.; Schadstoffe aus Biomasse; Biomasse Technik-Forum, Scheuch, Aurozlmünster, Österreich, 2004
- [26] Obernberger, I.; Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen - Band 1, dbv-Verlag TU Graz, ISBN 3-7041-0241-5, 1997
- [27] Isoplus Vertriebsgesellschaft mbH, Aisinger Straße 12, D-83026 Rosenheim, 2004, [www.isoplus.de](http://www.isoplus.de)
- [28] Österreichisches Kuratorium für Landtechnik (ÖKL) Merkblatt Nr. 67, Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke, 1999
- [29] Krapf, G.; Evaluierung bestehender Pilot- und Demonstrationsanlagen zur regenerativen Energieerzeugung auf Basis Biomasse in der BRD, 2000, Herausgeber C.A.R.M.E.N, [www.carmen-ev.de](http://www.carmen-ev.de)
- [30] Rutschmann; Verbesserung der Wirtschaftlichkeit automatischer Holzfeuerungen, 1998
- [31] Dötsch, Ch.; Leitfaden Nahwärme, Umsicht Schriftenreihe Band 6, ISBN 3-8167-5186-5, 1998
- [32] Fraunhofer Umsicht Leitfaden Nahwärme, [www.agfw.de](http://www.agfw.de), 2003
- [33] Larsen, C.T.; Lögstör, Verlegesysteme-Zukünftige Entwicklungen von Wärmeverlusten, Werkstoffen und Bauteilen, AGFW Vortragstagung Fern-Nahwärme und Kraft-Wärme-Kopplung, Leipzig, 2004
- [34] Fabricius, J.O.; Alstom Power FlowSystems, Künftige Entwicklungen von Rohrsystemen, AGFW Vortragstagung Fern-Nahwärme und Kraft-Wärme-Kopplung, Leipzig, 2004
- [35] Tagungsband zur Fachtagung Umweltverträgliche und kostengünstige Nahwärmesysteme, Umsicht Schriftenreihe Band 8, ISBN 3-8167-5219-5, 1998
- [36] Tobias, L.; Jahresdauerlinien für Niedrigenergiehäuser, IWU Darmstadt und „Erfahrungen mit Energiekennwerten bei Wohngebäuden“ in VDI Bericht Nr. 1248, VDI Verlag Düsseldorf, 1996
- [37] Firmenmitteilung Star Pipe/ISOTEC GmbH, Speyer, Deutschland, [www.starpipe.com](http://www.starpipe.com)
- [38] Marko, A.; Braun, P.; Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden, ISE, ISBN 3-540-60369-7, 1997

- [39] Streicher, W.; Sonnenenergienutzung, Vorlesungsskriptum TU-Graz, 1998
- [40] Thür, A.; Endbericht zum Projekt Deutsch Tschantschendorf und Bildein, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Gleisdorf, 1997
- [41] AEE-Gleisdorf Hefte 3-97 S 5, 1-98 S 27, 1-99 S 24
- [42] Deutsche Norm: DIN 4701, [www.beuth.de](http://www.beuth.de)
- [43] Deutsche Norm: DIN 4708 Teil 1, Zentrale Wassererwärmungsanlagen, [www.beuth.de](http://www.beuth.de), 1994.
- [44] Recknagel; Sprenger; Schramek; Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, Oldenbourg Industrieverlag, München, ISBN 3-486-26450-8, Deutschland, 2001
- [45] Winter, W.; Optimierte Dimensionierung von Rohrleitungssystemen für dezentrale Biomassefernheizwerke - Projektphase II, BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Dissertation, TU-Graz, Juni 2001
- [46] PEWO Energietechnik GmbH: Der Pewo-Energiespeicher mit Trinkwarmwasserbereitung, Firmenprospekt, PEWO Energietechnik GmbH, Frankenmarkt, 2004
- [47] Sander, H.; Warmwasserbereitung für Wohn- und Zweckbauten, Gewerbe und Industrie, 2. Auflage, Verlag Haenchen und Jäh, TU-Universitätsbibliothek 040005910054, 64A 879, Berlin 1963
- [48] DIN 1988, Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen (TRWI), 1988
- [49] Bensmann, M.; Alles verfeuert, Zeitschrift neue energien, 09/2004
- [50] Deutscher Energiepelletsverband, [www.depv.de](http://www.depv.de)
- [51] Carmen e.V. et al.; Jahrbuch 2004/2005 Nachwachsende Rohstoffe, ISBN 3-937441-07-7
- [52] da Costa Gomez; Fachverband Bioenergie, [www.biogas.org](http://www.biogas.org)
- [53] Zschernig; Durchflusserwärmung contra Speicherladesystem, TU-Dresden, Essen, 1998
- [54] Bintinger, R.; Diplomarbeit, Untersuchung der Struktur des Brauchwasserbedarfes einer Wohnhausanlage zur allgemeinen Dimensionierung der solaren Warmwasserbereitung, arsenal research, Wien, 2002
- [55] Energiekennwerte-Handbuch für Beratung, Planung, Betrieb, Brandenburgische Energiespar-Agentur 1998
- [56] Staiß, F.; Böhnisch, H.; Seul, H.; Konkurrenzanalyse zur energetischen Biomassenutzung, Vortrag auf der Tagung Regenerative Kraftstoffe, ZSW Stuttgart, Deutschland, 2003
- [57] Energie Daten 2003, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, Deutschland, [www.bmwa.de](http://www.bmwa.de)
- [58] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energiebereitstellung 2005, [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de), 2006
- [59] Stiglbrunner, R.; Emissionsfaktoren von Holzfeuerungen im praktischen Betrieb und am Prüfstand, 8. Symposium Festbrennstoffe aus Biomasse und umweltfreundlicher Energietechnik, Kloster Banz 25.-26. November, OTTI, ISBN 3-934681-02-6, 1999
- [60] Gaderer, M.; Oberdorf, C.; Optimierung von Biomasseheizwerken durch den Einsatz von Solarkollektoren, Wärmespeicher, Rauchgaskondensation, ZAE Bayern, 2000



- [61] Marutzky, R.; Holzfeuerungsanlagen kleiner und mittlerer Leistung, Seminar Stand der Feuerungstechnik für Holz, Gebrauchtholz und Biomasse, Salzburg 27. und 28. 01.2000
- [62] Astfalk, D.; 2. Stuttgarter Holzfeuerungskolloquium, Stuttgart 21.09.2000, Holz Zentralblatt Nr. 148 von 10.12.1999
- [63] Wagner, H.; 1995; Ermittlung des Primärenergieaufwandes zur Herstellung von Solarkollektoren; VDI Verlag Reihe 6 Nr. 325; ISBN 3-18-332506-3
- [64] Kaltschmitt, M.; Nachwachsende Energieträger, Vieweg, ISBN 3-528-06778-0, 1997
- [65] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, Studie zur Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung im Rahmen des Verbundprojektes GaBiE, www.ffe.de, 1998
- [66] Hartmann et al.; Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, FNR, www.fnr.de, ISBN 3-00-011041-0, 2003
- [67] GEMIS 4.1, Heizkessel-Prüfberichte, www.gemis.de, 2002
- [68] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Energie aus Biomasse, Springer Verlag, ISBN 3-540-64853-4, 2000
- [69] GEMIS 4.3, www.gemis.de, 2007
- [70] Launhardt, T. et al.; Dioxin- und PAK Konzentrationen in Abgas und Aschen von Stückholzfeuerungen, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Umweltfragen, Reihe 142, München, 1998
- [71] Marutzky, R.; Seeger, K.; Energie aus Holz und anderer Biomasse, DRW-Verlag, ISBN 3-87181-347-8, 1999
- [72] Bundesanstalt für Landtechnik (BLT-Wieselburg), Prüfberichte nach EN 303-5, Wieselburg, Österreich, www.blt.bmlf.gv.at
- [73] Bockhorn, H.; Müller-Hagedorn, M.; Universität Karlsruhe (TH), Institut für Chemische Technik, Engler-Bunte-Institut, Emissionen von organisch gebundenen Kohlenstoff (OGC) bei der Verbrennung von biogenen Brennstoffen (Stückholz und Presslinge) in Heizkesseln mit einer Nennwärmeleistung kleiner 50 kW.
- [74] Hauck, H.; Health effects of ambient aerosols, Clean Air Commission Austria, in Aerosols in Biomass Combustion, IEA Task 32, www.ieabcc.nl, ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [75] Richtlinie 1999/30/EG des Rates vom 22. April 1999 über Grenzwerte für Schwefeldioxid, Stickstoffdioxid und Stickstoffoxide, Partikel und Blei in der Luft, ABI. EWG: L 163/41 vom 29. Juni 1999
- [76] Winiwarter, W.; Klimont, Z.; Co-ordinated international activities to abate European PM emissions, ARC system research Austria, in Aerosols in Biomass Combustion, IEA Task 32, www.ieabcc.nl, ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [77] Schneider, J.; Nagl, C.; PM concentrations in Austria from 2000 to 2004, Umweltbundesamt Austria, in Aerosols in Biomass Combustion, IEA Task 32, www.ieabcc.nl, ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [78] TÜV Niederlassung München, Forschungsprojekt: Einflüsse auf die Immissionsgrandbelastung von Straßen (EIS) im Auftrag des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz, 2004

- [79] Rudolf, A.; Feinstaubemissionen im Abgas von Biomasse-Kleinfeuerungen, Diplomarbeit am LTK-München und ZAE Bayern, 2004
- [80] Hinds, W. C.; Aerosol Technology, John Wiley, New York, ISBN 1-85617-375-5, 1998
- [81] Obernberger, I.; Brunner, T.; Fly ash and aerosol formation in biomass combustion processes, in Aerosols in Biomass Combustion, IEA Task 32, www.ieabcc.nl, ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [82] Launhardt, T.; Hartmann, H.; Verbrennungsversuche mit naturbelassenen biogenen Festbrennstoffen in Kleinfeuerungsanlagen, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Band Nr. 156, 2000
- [83] Launhardt, T.; Hartmann, H.; Emissionsmessungen an 21 bayerischen Zentralheizungsanlagen für Hackgut, Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Gelbes Heft Band 65, 2000
- [84] Johansson, L.-S.; Tullin, C.; Leckner, B.; Sjövall, P.; Particle emissions from biomass combustion in small combustors, Sweden, in Biomass & Bioenergy 25, 435-446, 2003
- [85] Lixl, M.; Abgasreinigung-Stand der Technik, Biomasse-Technik-Forum, Scheuch, Auroldmünster, Österreich, April 2004
- [86] Obernberger, I.; Emissionen aus Biomassefeuerungen, Biomasse-Technik-Forum, Scheuch, Auroldmünster, Österreich, April 2004
- [87] Nussbaumer et al.; QS Holzheizungen, Automatische Holzheizungen, Grundlagen und Technik, Schweizer Vereinigung für Holzenergie, 2001
- [88] Struschka, M.; Hartmann, H. et al.; Ermittlung und Evaluierung der Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen im Bereich Haushalt und Kleinverbraucher sowie Ableitung von geeigneten Maßnahmen zur Emissionsminderung, Umweltbundesamt, Forschungsbericht 299 44 140, UBA-FB 000477, Text 41/03, ISSN 0722-186X, Berlin 2003
- [89] Baumbach, G. et al.; Feinstaubuntersuchungen an Holzfeuerungen, Teil 1 Bereich Hausbrand und Kleingewerbe, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen IVD, ISBN 3-928123-38-6, Stuttgart 1999
- [90] Spitzer, J. et al., Emissionsfaktoren für feste Brennstoffe, Jonnaeum Research, Österreich, Graz, 1997 und 1998
- [91] Weissinger, A.; Vortrag Innovative Biomassefeuerungs-technologie, KWB; Mitteleuropäische Biomassekonferenz 2005, Graz, Österreich
- [92] Struschka, M. et al.; Mitteilung über Emissionsuntersuchungen auf dem Prüfstand an Kleinfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen IVD, 2006
- [93] Burtscher, H.; Aerosols from Biomass Combustion: sampling, measurement and characterization of combustion aerosols for chemistry, morphology and size distribution, Fachhochschule Aargau, University of Applied Science, (o. J.) in: Nussbaumer T., (Hrsg.) Aerosols from Biomass Combustion, International Seminar by IEA Bioenergy Task 32 and Swiss Federal Office of Energy, Verenum, Zürich, 2001, ISBN: 3-908705-00-2
- [94] Dekati, ELPI User Manual Ver. 4.0, 2003
- [95] Dekati, Fine Particle Sampler User Manual Ver. 5.6, 2004
- [96] TSI; Series 3080 Electrostatic Classifiers User Manual, 2006

[97] Eschrich, R.; Die Probestromentnahme zur Bestimmung der dispersen Phase einer Zweiphasenströmung, VDI, Wissenschaftlich-Technische Berichte; Forschungszentrum Rossendorf, Tagungsband 3. Workshop, Meßtechnik für stationäre und transiente Mehrphasenströmungen, FZR-281, ISSN 1437-322X, <http://www.fzd.de/publications/003067>, 1999

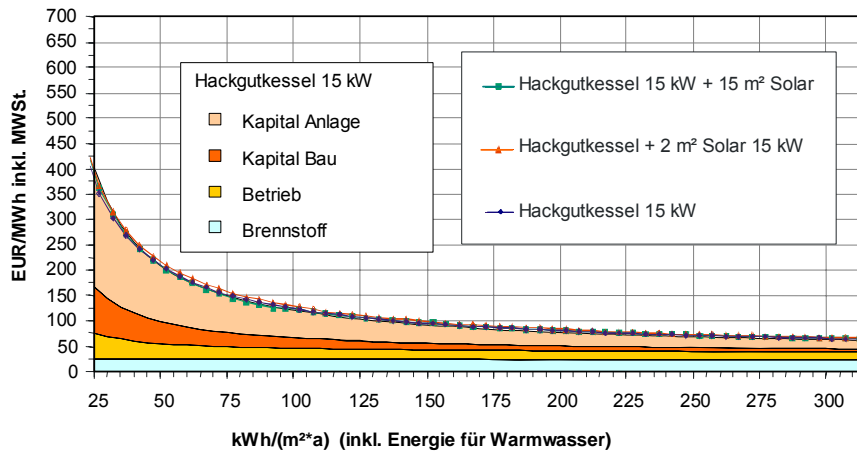
- [98] Marjamäki, M.; Keskinen, J.; Chen, D.; Pui, D.Y.H.; Performance Evaluation of the Electrical Low Pressure Impaktor (ELPI), *Journal of Aerosol Science*, 2000, 31, No2, 249-261
- [99] Ristimäki, J.; Virtanen, A.; Marjamäki, M.; Rostedt, A.; Keskinen, J.; On-line measurement of size distribution and effective density of submicron aerosol particles, *Journal of Aerosol Science*, 2002, 33, 1541-1557
- [100] Virtanen, A.; Marjamäki, M.; Ristimäki, J.; Keskinen, J.; Fine particle losses in electrical low-pressure impactor *Journal of Aerosol Science*, 2001, 32, 389-401
- [101] Virtanen, A.; Ristimäki, J.; Keskinen, J.; Method for Measuring Effective Density and Fractal Dimension of Aerosol Agglomerates *Aerosol Science and Technology*, 2004, 38, 437-446
- [102] Virtanen, A.; Physical Characterization of Diesel Soot Particles, Tampere University of Technology, 2004
- [103] Dong, Y.; Hays, M.D.; Smith, N.D.; Kinsey, J.S.; Inverting cascade impactor data for size-resolved characterization of fine particulate source emissions, *Journal of Aerosol Science*, 2004, 35, 1497-1512
- [104] Moisio, M.; Real Time Size Distribution Measurement of Combustion Aerosols, Tampere University of Technology, 1999
- [105] Klippel, N.; Gesundheitswirkung von Feinstäuben aus Holzverbrennung und Dieselmotoren im Vergleich, Diplomarbeit im Masterstudium Medizinphysik, ETH Zürich, 2006
- [106] Brunner, T.; Aerosols and coarse fly ashes in fixed-bed biomass combustion, Technische Universität Eindhoven, 2006
- [107] Nussbaumer, T.; (2006). Feinstaubminderung und Stromerzeugung im Rahmen der zukünftigen Energieversorgung, Tagungsband 9. Holzenergie-Symposium, Verenum, CH-Zürich
- [108] Biedermann, F.; Fractionated heavy metal separation in biomass combustion plants, 10 th European Bioenergy Conference, 8–11 Juni, Würzburg, S 235, 1998
- [109] Hartmann, H.; Roßmann, P. et al.; Erprobung der Brennwerttechnik bei häuslichen Holzhackschnitzelfeuerungen mit Sekundärwärmetauscher, Bericht aus dem TFZ 2, Straubing, 2004
- [110] Zollner, A.; Eigenschaften von Holzaschen und die Möglichkeit der Wiederverwertung im Wald, Bericht des Bayerisches Staatsministerium LWF Nummer 14, ISSN 0945-8131, 1997
- [111] Deutscher Wetterdienst (DWD)
- [112] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) in Wien
- [113] Loose, P.; Der Tagesgang des Trinkwasserbedarfs, Techn. FH Berlin, in HLH Bd. 42 Nr. 2, Februar, 1991
- [114] Schuster, A.; Auslegung von Biomassenahwärmenetzen mit dezentralen Wärmespeichern, Diplomarbeit, ZAE Bayern und TU-München, 2004
- [115] Winter, W.; Demmel, S.; Plank H.; Optimierte Dimensionierung und Betrieb von Rohrleitungssystemen für dezentrale Biomassefernheizwerke, Projektphase I, ZAE Bayern und Bios-Bioenergiesysteme, 1998

- [116] Gaderer, M.; Software WDesign V1.0 BY und RDesign V1.0 BY zur Auslegung von befeuerten Wärmeerzeugern zur Nahwärme-Bedarfsdeckung und Stromerzeugung mit Schwerpunkt dezentrale Biomasseheiz(kraft)werke sowie zur Dimensionierung von Nahwärme-Rohrleitungssystemen, Bayerischen Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, ZAE Bayern, 2005
- [117] Skriptum zum Praktikum Simulation thermo-fluiddynamischer Prozesse, TU-München, Lehrstuhl für Thermodynamik, 2001/2002
- [118] Skriptum zur Vorlesung Wärmeübertragung, TU-Graz, Institut für Strömungslehre und Wärmeübertragung, 1995
- [119] Kunde, R; Gaderer, M.; Lautenbach, M.; Praxistest zur Erhebung der Emissionssituation von Pelletfeuerungen im Bestand, ZAE Bayern und Bayerisches Landesamt für Umwelt, Februar 2007
- [120] Lautenbach, M.; Messungen der Feinstaubemissionen bei Biomassefeuerungen und Bestimmung der Partikeldichte, Diplomarbeit am ZAE Bayern, Technische Universität Berlin, 2006
- [121] Marjamäki, M.; Lemmetty, M.; Keskinen, J.; ELPI Response and Data Reduction, Response Functions, In Aerosol Science and Technology 39, S 575–582, 2005
- [122] Pagels, J.; Fine and Ultrafine Particles from Combustion Sources, Lund Institute of Technology, Lund University, Dissertation 2005
- [123] Klippel, N.; Nussbaumer, T.; Oser, M.; Health Relevance of Aerosols from Biomass Combustion in Comparison to Diesel Soot Indicated by Cytotoxicity Tests, Verenum, Zurich, IEA Task 32, [www.ieabcc.nl](http://www.ieabcc.nl), ISBN 3-9501980-2-4, Graz, 2005
- [124] Nussbaumer, T.; Steiger; Arbeitsgemeinschaft IEU, Abgaskondensation bei Grünschnitzel-feuerungen, Eidgenössische Drucksachen, Bern EDMZ nr. 805573d, 1995
- [125] Bolin, P.; Abgaskondensation aus Holzverbrennungsanlagen in Fernwärmenetzen im Temperaturbereich 60–90 °C mit Fallbeispielen, Gebrauchtholz und Biomasse, Salzburg 27. und 28. 01.2000
- [126] Magnusson, J.; Rökigaskondensering-en översikt av teknikläget, Statens energiverk Sweden, 1991
- [127] Kötting, J.; Biomasse-Heizkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, OTTI 8. Symposium Festbrennstoffe aus Biomasse und umweltfreundliche Energietechnik, 25–26. November Kloster Banz, ISBN 3-934681-02-6, 1999
- [128] Ziegler, F.; Sorptionswärmepumpen, Forschungsberichte des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins Nr. 57, ISBN 3-932 715-60-8, 1997
- [129] Schweigler, C.; Kälte aus Fernwärme, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 19 Nr. 121, ISBN 3-18-312 119-0, 1999
- [130] Caddet/IEA/OECD; Technical Brochure No. 79, [www.caddet-re.org](http://www.caddet-re.org)
- [131] BHF Verfahrenstechnik GmbH; Dr. Bergmann, Firmenprospekt - Hochtemperatur Brennwerttechnik, BHF Verfahrenstechnik GmbH, Zwenkauerstr. 22, D-04420 Kulkwitz, 1999/2000
- [132] Mitteilung der Mainova AG Frankfurt a.M, 2004



# 9 ANHANG

## Wärmekosten Hackgutfeuerungen Kesselleistung bis 15 kW



Daten siehe Anhang Tabelle 9-3.

Hackgut 63–72 EUR/Tonne bei  $w = 30\%$ , 240 kg/Srm, 15,1 bis 17 EUR/Srm inkl. MWSt..

Hackgutkessel ... für Zentralheizung

Solar ... thermische Solarkollektoren

Kapital ... nach Annuitätenmethode

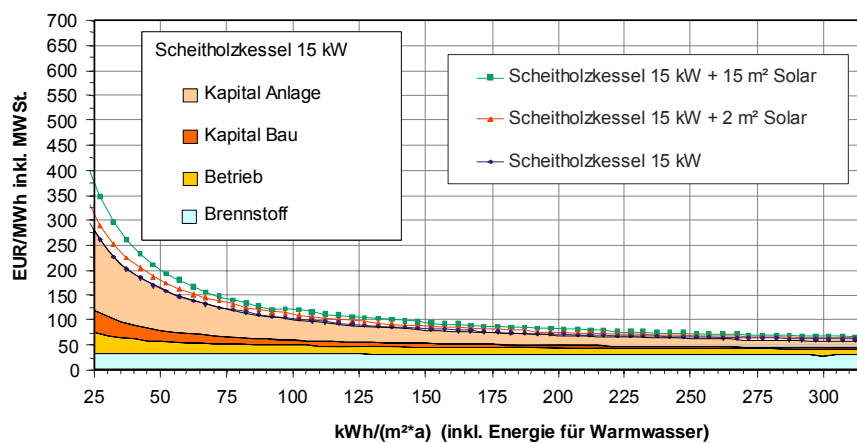
Betrieb ... Betriebskosten

Brennstoff ... Brennstoffkosten

Srm ... Schüttraummeter

Abbildung 9-1: Wärmekosten mit Hackgutfeuerungen für 175 m<sup>2</sup> beheizte Fläche [23].

## Wärmekosten Scheitholzfeuerungen Kesselleistung 15 kW



Daten siehe Anhang Tabelle 9-3.

Scheitholz 85–95 EUR/Tonne 240 kg/Rm,  $w = 20\%$ , 500 kg/Rm, 42,5–47,5 EUR/Rm inkl. MWSt..

Scheitholzkessel ... für Zentralheizung

Solar ... thermische Solarkollektoren

Kapital ... nach Annuitätenmethode

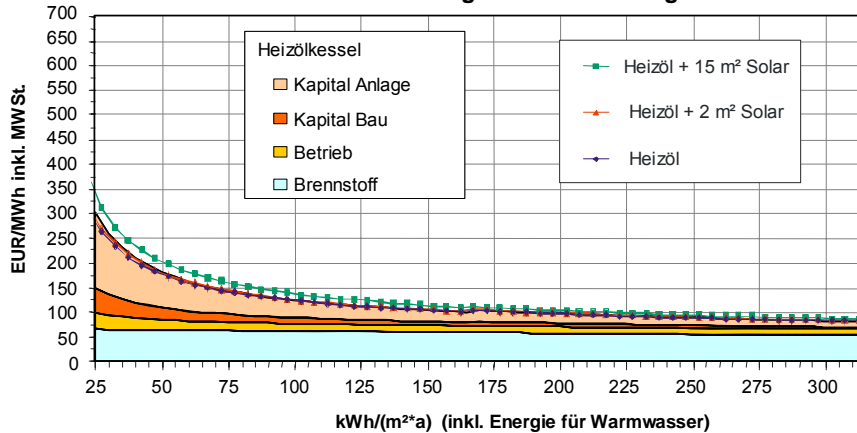
Betrieb ... Betriebskosten

Brennstoff ... Brennstoffkosten

Rm ... Raummeter

Abbildung 9-2: Wärmekosten mit Scheitholzfeuerungen für 175 m<sup>2</sup> beheizte Fläche [23].

## Wärmekosten Heizölfeuerungen Kesselleistung 10 bis 15 kW



Daten siehe Anhang Tabelle 9-4.

Heizölkessel ... für Zentralheizung.

Brennstoff Heizöl extra leicht 44 bis 55 Cent/Liter inkl. MWSt.. je nach Abnahmemenge.

Solar ... thermische Solarkollektoren

Kapital ... nach Annuitätenmethode

Betrieb ... Betriebskosten

Brennstoff ... Brennstoffkosten

Abbildung 9-3: Wärmekosten mit Heizölfeuerungen für 175 m<sup>2</sup> beheizte Fläche [23].

Altersklasse	Freistehende Ein- und Zweifamilien- häuser (F)	Reihen- häuser (R)	Kleine Mehr- familienhäuser (K)	Große Mehr- familienhäuser (G)	Hochhäuser (H)
bis 1918 (Fachwerk)	256		172		
bis 1918 (Massivbau)	168	184	148	146	
1919–1948	185	150	162	149	
1949–1957	229	148	167	137	
1958–1968	132	155	157	139	95
1969–1978	128	147	115	111	109
1979–1983	119	121	98	90	100
1984–1994	120	94	76	70	70
ab 1995	90	80	70	60	60

Tabelle 9-1: Hinterlegter Raumwärmebedarf für die Gebäude [14].



<b>Kapitalkosten</b>		Werte inkl. MWSt. Pelletkessel 10–15 kW					Pelletkessel 10–15 kW und th. Solaranlage 2 und 15 m²					
System		Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel	Pellet- kessel
		WPOZ 10 kW	PZH 10 kW	PZH+RGK 10 kW	PZH 15 kW	PZH+RGK 15 kW	WPOZ 10 kW+2 m² Solar	PZH 10 kW +2 m² Solar	PZH 15 kW+2 m² Solar	WPOZ 10 kW+15 m² Solar	WPOZ 10 kW	PZH 10 kW
Heizraum	EUR	200	1.000	1.000	1.000	1.000	200	1.000	1.000	1.000	200	1.000
Kamin	EUR	1.500	2.000	2.000	2.000	2.000	1.500	2.000	2.000	1.500	1.500	2.000
Brennstofflagerung	EUR	750	2.500	2.500	3.500	3.500	1.000	2.500	3.500	1.000	750	2.500
Kollektoreinbau	EUR						200	200	200	500		
<b>Summe Baukosten</b>	EUR	<b>2.450</b>	<b>5.500</b>	<b>5.500</b>	<b>6.500</b>	<b>6.500</b>	<b>2.900</b>	<b>5.700</b>	<b>6.700</b>	<b>4.000</b>	<b>2.450</b>	<b>5.500</b>
Lagerraum Technik und Austragung	EUR	500	1.500	1.700	1.700	1.700	500	1.500	1.700	500	500	1.500
Heizkessel	EUR	5.000	6.500	7.300	7.000	7.800	5.000	6.500	7.000	5.000	5.000	6.500
Solarkollektoren	EUR						600	600	600	4.500		
Pufferspeicher Heizung	EUR	600	725	725	1.200	1.200	500	725	1.200	1.000	600	725
Pufferspeicher Solar	EUR											
WW- Speicher	EUR	400	700	700	800	800	700	1.000	1.000	400	400	700
Förderung	EUR	-1.500	-1.700	-1.700	-1.700	-1.700	-1.920	-1.920	-1.920	-3.350	-1.500	-1.700
Installationskosten	EUR	1.200	1.800	1.800	1.800	1.800	1.550	2.150	2.150	2.200	1.200	1.800
<b>Summe Technik</b>	EUR	<b>6.200</b>	<b>9.525</b>	<b>10.525</b>	<b>10.800</b>	<b>11.600</b>	<b>6.930</b>	<b>10.555</b>	<b>11.730</b>	<b>10.250</b>	<b>6.200</b>	<b>9.525</b>
<b>Gesamtkosten</b>	EUR	<b>8.650</b>	<b>15.025</b>	<b>16.025</b>	<b>17.300</b>	<b>18.100</b>	<b>9.830</b>	<b>16.255</b>	<b>18.430</b>	<b>14.250</b>	<b>8.650</b>	<b>15.025</b>
Nutzungsdauer												
Bautechnik	Jahre	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Anlagentechnik	Jahre	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Zinssatz	%	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Annuität 35 Jahre	%	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %
Annuität 20 Jahre	%	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %
Kapitalkosten Bau	EUR	166	374	374	441	441	197	387	455	272	166	374
Kapitalkosten Anlagentechnik	EUR	563	864	955	980	1053	629	958	1065	930	563	864
<b>Summe Kapitalkosten</b>	EUR	<b>729</b>	<b>1.238</b>	<b>1.329</b>	<b>1.422</b>	<b>1.494</b>	<b>826</b>	<b>1.345</b>	<b>1.520</b>	<b>1.202</b>	<b>729</b>	<b>1.238</b>
<b>Betriebskosten</b>												
Kaminkehrer	EUR	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
Stromkosten	% von th. Energie	0,5	1,0	1,1	1,0	1,1	0,7	1,1	1,1	0,9	0,5	1,0
Stromkosten	EUR/kWh	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Versicherung	% von Gesamtinv.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wartung/Erneuerung	% von th. Energie	1,0	1,0	1,2	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0
Kessel-Jahresnutzungsgrad	%	81	81	95	81	95	81	81	81	81	81	81
Solarertrag	kWh/m²a						380	380	380	335		

Tabelle 9-2: Kosten Pelletkesselsysteme, Pelletpreis 170–175 €/Tonne inkl. 7 % MWSt. für Biobrennstoffe.

System	Werte inkl. MWSt.	Hackgutkessel 10–15 kW			Scheitholzessel 15 kW und th. Solaranlage 2 und 15 m <sup>2</sup>		
		Hackgutkessel	Hackgutkessel	Hackgutkessel	Scheitholzessel	Scheitholzessel	Scheitholzessel
		Hackgutkessel 15 kW	Hackgutkessel 15 kW+2 m <sup>2</sup> Solar	Hackgutkessel 15 kW+15 m <sup>2</sup> Solar	Scheitholzessel 15 kW	Scheitholzessel 15 kW+2 m <sup>2</sup> Solar	Scheitholzessel 15 kW+15 m <sup>2</sup> Solar
Heizraum	EUR	1.000	1.000	1.000	500	500	500
Kamin	EUR	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Brennstofflagerung	EUR	2.500	2.500	2.500	200	200	200
Kollektoreinbau	EUR		200	500		200	500
<b>Summe Baukosten</b>	EUR	<b>5.500</b>	<b>5.700</b>	<b>6.000</b>	<b>2.700</b>	<b>2.900</b>	<b>3.200</b>
Lageraum Technik und Austragung	EUR	2.500	2.500	2.500	0	0	0
Heizkessel	EUR	7.000	7.000	7.000	5.800	5.800	5.800
Solarkollektoren	EUR					600	4.500
Pufferspeicher Heizung	EUR	600	725	1.600	1.700	2.000	2.200
Pufferspeicher Solar	EUR						
WW- Speicher	EUR	600	700	700	400	700	700
Förderung	EUR	-1.700	-1.920	-3.350	-1.500	-1.720	-3.150
Installationskosten	EUR	1.600	2.300	2.800	1.500	2.150	2.600
<b>Summe Technik</b>	EUR	<b>10.600</b>	<b>11.305</b>	<b>11.250</b>	<b>7.900</b>	<b>9.530</b>	<b>12.650</b>
<b>Gesamtkosten</b>	EUR	<b>16.100</b>	<b>17.005</b>	<b>17.250</b>	<b>10.600</b>	<b>12.430</b>	<b>15.850</b>
Nutzungsdauer							
Bautechnik	Jahre	50	50	50	50	50	50
Anlagentechnik	Jahre	20	20	20	20	20	20
Zinssatz	%	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Annuität 35 Jahre	%	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %
Annuität 20 Jahre	%	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %
Kapitalkosten Bau	EUR	374	387	407	183	197	217
Kapitalkosten Anlage	EUR	962	1026	1021	717	865	1.148
<b>Summe Kapitalkosten</b>	EUR	<b>1.336</b>	<b>1.413</b>	<b>1.428</b>	<b>900</b>	<b>1.062</b>	<b>1.365</b>
<b>Betriebskosten</b>							
Kaminkehrer	EUR	72,41	72,41	72,41	71,69	71,69	71,69
Stromkosten	% von th. Energie	1	1,5	1,8	0,2	0,3	0,5
Stromkosten	EUR/kWh	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Versicherung	% von Gesamtinv.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wartung/Erneuerung	% von th. Energie	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0
Kessel-Jahresnutzungsgrad	%	78	78	78	73	73	73
Solarertrag	kWh/m <sup>2</sup> a		380	335		380	335

Tabelle 9-3: Kosten Hackgut- und Scheitholzesselsysteme, Hackgutpreis 63–72 EUR/Tonne (w = 30 %, 240 kg/m<sup>3</sup> (Srm)), 15,1–17,3 EUR/m<sup>3</sup>. Scheitholzpreis 85–95 EUR/Tonne 240 kg/m<sup>3</sup> (w = 20 %, 500 kg/m<sup>3</sup> (Rm)), 42,5–47,5 EUR/Rm inkl. 7 % MWSt. für Biobrennstoffe.

<b>Kapitalkosten</b>		Werte inkl. MWSt. Heizölkessel 10–15 kW und th. Solaranlage 2 und 15 m²					
System		Heizölkessel	Heizölkessel	Heizölkessel	Heizölkessel	Heizölkessel	Heizölkessel
		Heizölkessel 10 kW	Heizölkessel 15 kW	Heizölkessel 10 kW + 2 m² Solar	Heizölkessel 10 kW + 15 m² Solar	Heizölkessel 15 kW + 2 m² Solar	Heizölkessel 15 kW + 15 m² Solar
Heizraum	EUR	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Kamin	EUR	1.200	1.750	1.200	1.200	1.750	1.750
Lagerung	EUR	800	1.000	800	1.000	1.000	1.000
Kollektoreinbau	EUR			200	500	200	500
<b>Summe Baukosten</b>	EUR	<b>3.000</b>	<b>3.750</b>	<b>3.200</b>	<b>3.700</b>	<b>3.950</b>	<b>4.250</b>
Lagerraum Technik und Austragung	EUR	750	1.000	750	1.000	1.000	1.000
Heizkessel	EUR	3.700	4.000	3.700	3.700	4.000	4.000
Solarkollektoren	EUR			600	4.500	600	4.500
Pufferspeicher Heizung	EUR						
Pufferspeicher Solar	EUR				1.000		1.000
WW- Speicher	EUR	700	700	1.000	700	1.000	800
Förderung	EUR	0	0	-220	-1.650	-220	-1.650
Installationskosten	EUR	1.500	1.600	1.500	2.500	2.000	2.200
<b>Summe Technik</b>	EUR	<b>6.650</b>	<b>7.300</b>	<b>7.330</b>	<b>11.750</b>	<b>8.380</b>	<b>11.850</b>
<b>Gesamtkosten</b>	EUR	<b>9.650</b>	<b>11.050</b>	<b>10.530</b>	<b>15.450</b>	<b>12.330</b>	<b>16.100</b>
Nutzungsdauer							
Bautechnik	Jahre	50	50	50	50	50	50
Anlagentechnik	Jahre	20	20	20	20	20	20
Zinssatz	%	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Annuität 35 Jahre	%	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %	6,79 %
Annuität 20 Jahre	%	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %
Kapitalkosten Bau	EUR	204	255	217	251	268	289
Kapitalkosten Anlage	EUR	604	663	665	1066	761	1075
<b>Summe Kapitalkosten</b>	EUR	<b>807</b>	<b>917</b>	<b>883</b>	<b>1.318</b>	<b>1.029</b>	<b>1.364</b>
<b>Betriebskosten</b>							
Kaminkehrer	EUR	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
Stromkosten	% von th. Energie	0,5	0,5	0,7	1	0,7	1
Stromkosten	EUR/kWh	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Versicherung	% von Gesamtinv.	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wartung/Erneuerung	% von th. Energie	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Kessel-Jahresnutzungsgrad	%	82	82	82	82	82	82
Solarertrag	kWh/m²a			380	335	380	335

Tabelle 9-4: Kosten Heizölkesselsysteme, Heizölpreis 38–45 EUR/Liter inkl. 16 % MWSt. für Heizöl.

Kapitalkosten System	Werte inkl. MWSt.	Maximal	Maximal	Minimal	Minimal
		Nahwärme	Nahwärme	Nahwärme	Nahwärme
		10 kW	15 kW	10 kW	15 kW
Heizraum	EUR	200	200	200	200
Baukostenzuschuss	EUR	1.300	1.950	1.000	1.100
Lagerung	EUR	0	0	0	0
<b>Summe Baukosten</b>	EUR	1.500	2.150	1.200	1.300
Lagerraum Technik und Austragung	EUR	0	0	0	0
Heizkessel	EUR	0	0	0	0
Solarkollektoren	EUR				
Pufferspeicher Heizung	EUR				
Pufferspeicher Solar	EUR				
WW- Speicher	EUR	400	400	400	400
Förderung	EUR	0	0	0	0
Übergabestationen	EUR	3.500	3.500	0	0
Anschlussgebühr	EUR	4.800	4.800	4.500	4.500
<b>Summe Technik</b>	EUR	8.700	8.700	4.900	4.900
<b>Gesamtkosten</b>	EUR	10.200	10.850	6.100	6.200
Nutzungsdauer					
Bautechnik	Jahre	35	35	35	35
Anlagentechnik	Jahre	20	20	20	20
Zinssatz	%	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %
Annuität 35 Jahre	%	7,31 %	7,31 %	7,31 %	7,31 %
Annuität 20 Jahre	%	9,08 %	9,08 %	9,08 %	9,08 %
Kapitalkosten Bau	EUR	110	157	88	95
Kapitalkosten Anlage	EUR	790	790	445	445
<b>Summe Kapitalkosten</b>	EUR	899	947	532	540
<b>Betriebskosten</b>					
Kaminkehrer	EUR	0	0	0	0
Stromkosten	% von th. Energie	0,03	0,03	0,03	0,03
Stromkosten	EUR/kWh	0,12	0,12	0,12	0,12
Versicherung	% von Gesamtinvest.	0	0	0	0
Wartung/Erneuerung	% von th. Energie	1,0	1,0	1,0	1,0
Jahresnutzungsgrad	%	90	90	90	90
Solarertrag					
Wärmepreis	EUR/MWh Bezug	65	65	45	45

Tabelle 9-5: Kosten Nahwärmesysteme inkl. 16 % MWSt..

<b>Emissionen bis 50 kW Leistung</b>	Bereich	Mittel	Mittel	Mittel
Alle Anlagen ohne Abgasreinigung	[mg/MJ] <sub>Brst.</sub>	[mg/MJ] <sub>Brst.</sub>	[mg/kWh] <sub>Brst.</sub>	[mg/Nm <sup>3</sup> ] RG tr. 13 % O <sub>2</sub>
CO Scheitholz moderne Feuerungen	31–772	140	502	215
CO Scheitholz ältere Feuerungen	31–3.780	1.146	4.126	1.763
CO Scheitholz sehr alte Feuerungen	4.100–16.400	7.433	26.760	11.436
CO moderne Pelletfeuerungen	17–557	65	232	99
CO moderne Hackgutfeuerungen	20–1.600	116	416	178
CO Ölbrenner	2–9	5,5	20	8
NO <sub>x</sub> moderne Scheitholzfeuerungen	64–132	88	317	135
NO <sub>x</sub> moderne Pelletfeuerungen	51–134	77	277	118
NO <sub>x</sub> moderne Hackgutfeuerungen	78–130	84	302	129
Staub Scheitholz moderne Feuerung	7–33	18	65	28
Staub Scheitholz ältere Feuerungen	18–175	55	200	85
Staub Scheitholz sehr alte Feuerungen	87–2.200	566	2.037	870
Staub moderne Pelletfeuerungen	5–65	19	69	30
Staub moderne Hackgutfeuerungen	16–111	42	150	64
Staub (Ruß) Ölbrenner	1,7–12	6,6	24	10
Staub (Ruß) moderne Ölbrenner	1,4–5	3	12	5

Tabelle 9-6: Auswertung von Prüfberichten und Literaturdaten für Kleinfeuerungen bis 50 kW. [72], [73], [82], [83], [88], [89], [92], [90], [91]. NO<sub>x</sub> ist als NO<sub>2</sub> bewertet.

Lambda	Vol.-% O <sub>2</sub> im RG <sub>f</sub>	Vol.-% O <sub>2</sub> im RG <sub>tr</sub>	η in %	Nm <sup>3</sup> VL <sub>f</sub> je kg B <sub>FS</sub>	Nm <sup>3</sup> VL <sub>f</sub> je kWh <sub>w</sub>	kg B <sub>FS</sub> je kWh <sub>w</sub>	Nm <sup>3</sup> RG <sub>f</sub> je kWh <sub>w</sub>	Nm <sup>3</sup> RG <sub>tr</sub> je kWh <sub>w</sub>	T <sub>adiabat</sub> °C
<b>Scheitholz w = 20 %, Abgastemperatur 180 °C</b>									
1,60	6,95	7,93	87,92	6,07	1,75	0,29	1,97	1,73	1.333
1,80	8,33	9,39	86,85	6,83	2,00	0,29	2,22	1,97	1.223
2,00	9,47	10,56	85,78	7,59	2,25	0,30	2,47	2,21	1.131
<b>Pellets w = 10 %, Abgastemperatur 150 °C</b>									
1,60	7,07	7,93	91,13	6,81	1,66	0,24	1,83	1,63	1.385
1,80	8,47	9,39	90,27	7,67	1,88	0,25	2,06	1,85	1.269
2,00	9,61	10,56	89,42	8,52	2,11	0,25	2,29	2,08	1.171
<b>Hackgut w = 25 %, Abgastemperatur 180 °C</b>									
1,60	6,85	7,93	88,18	5,71	1,78	0,31	2,02	1,75	1.298
1,80	8,23	9,40	87,09	6,42	2,02	0,32	2,27	1,99	1.192
2,00	9,37	10,56	85,99	7,14	2,28	0,32	2,53	2,24	1.103
<b>Heizöl EL w=0,2 %, Abgastemperatur 160 °C</b>									
1,30	4,57	5,10	92,93	14,50	1,35	0,09	1,41	1,27	1.722
1,60	7,50	8,21	91,51	17,84	1,68	0,09	1,75	1,60	1.461
1,80	8,93	9,68	90,57	20,07	1,91	0,10	1,98	1,83	1.328
2,00	10,08	10,85	89,62	22,30	2,15	0,10	2,22	2,06	1.219

Tabelle 9-7: Berechnete Werte für den Verbrennungsluft-, Brennstoffbedarf und Abgasanfall.

RG ... Abgas, B ... Brennstoff, VL ... Verbrennungsluft, FS ... Frischsubstanz, f ... feucht, tr ... trocken, w ... Wärme, η ... Kesselwirkungsgrad, Abgasdichte beträgt für Heizöl und Holzbrennstoffe etwa 1,29 kg/Nm<sup>3</sup> RG<sub>f</sub> bzw. 1,34 kg/Nm<sup>3</sup> RG<sub>tr</sub>.

## Brauchwasser DIN 4708

n Wohneinheiten	[-]	1	5	10	15	20	25	30	35	40
Energiebedarf für Warmwasser	[kWh]	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250	2.250
p Personen	[-]	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Räume	[-]	6	6	6	6	6	6	6	6	6
v Zapfstellenzahl	[-]	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Fläche	[m <sup>2</sup> ]	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Spezifischer Gesamtwärmebedarf	[kWh/m <sup>2</sup> ]	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Badewanne	[Liter]	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Dusche	[Liter]	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Baden	[%]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Duschen	[%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Warmwasserverbrauch	[Liter]	140	140	140	140	140	140	140	140	140
wv	[Wh]	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682
wv Einheitswohnung	[Wh]	5.820								
Personen Einheitswohnung	[-]	3,5								
n*p*v*wv Einheitswohnung	[Wh]	14.204	71.020	142.040	213.060	284.080	355.100	426.120	497.140	568.160
z Bedarfszeitraum = 10 min	[h]	0,167								
N Einheitswohnungen		0,697	3,487	6,973	10,460	13,946	17,433	20,919	24,406	27,892
GN Gleichzeitigkeit nach N-Einheitswohnungen	[-]	1,219	0,503	0,350	0,287	0,250	0,226	0,209	0,195	0,185
EB Energiebedarf gleichzeitig erforderlich wv*N*GN	[Wh]	4.948	10.201	14.211	17.455	20.319	22.945	25.403	27.735	29.968
Anheizdauer zA	[Minuten]	10								
Leistung PmG za für Brauchwasser bei zA, EB/1.000*60/za	[kW]	29,69	61	85	105	122	138	152	166	180
Leistung PoG für Brauchwasser ohne Gleichzeitigkeit (m*p*cp*dT =140**0,997*4,18*35)	[kW]	34,03	170	340	511	681	851	1.021	1.191	1.361
Gleichzeitigkeit Brauchwasser, PmG/PoG	[-]	0,87	0,36	0,25	0,21	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13
	N	u1	K(u1)	u2	K(u2)	DIN 4708				
	1	0,089	0,101	1,318	0,934	1,22				
	14	0,052	0,058	0,760	0,718	0,25				
	7	0,056	0,063	0,827	0,758	0,35				
	820	0,042	0,047	0,621	0,620	0,07				

Tabelle 9-8: Berechnung der Leistung für die Warmwassererzeugung nach DIN 4708.

Produkt	Material	Gewicht kg	Emissionen							
			CO <sub>2</sub> g/kg	CH <sub>4</sub> g/kg	CO g/kg	N <sub>2</sub> O g/kg	NO <sub>x</sub> g/kg	Staub g/kg	SO <sub>2</sub> g/kg	
	Stahl	1	1.980	8,67	1,539	0,071	3,777	0,641	10,349	
	Alu	1	9.715	16,99	20,749	0,957	19,839	1,405	12,237	
	Glas	1	1.155	2,1	0,8	0,037	4,7	0,2	5,0	
	PVC	1	2.089	5,9	1,7	0,078	7,6	0,9	5,2	
	PS	1	2.652	9,7	1,6	0,075	8,0	1,1	8,3	
	Kupfer	1	2.706	8,1	2,9	0,135	7,6	0,5	3,4	
	Portland- zement	1	893	0,754	0,2	0,008	1,9	0,043	0,6	
	Montage	10%								

		Gewicht kg	Leistung in MW	Volllast/ a in h	Betriebs- jahre	erzeugte MWh	erzeugte MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme
Wärmepumpe 6 kW	Stahl	200	0,01	1.700	20	204	734.400	0,59	0,0026	0,0005	0,0000	0,0011	0,0002	0,0031
Erdgasheizung 30 kW Erdgas- automatisch	Stahl	150	0,03	1.700	20	1.020	3.672.000	0,09	0,0004	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0005
Heizwerk 4 MW Erdgas- automatisch	Stahl	20.000	4,00	1.700	20	136.000	489.600.000	0,09	0,0004	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0005
Ölheizung 30 kW HEL- automatisch	Stahl	150	0,03	1.700	20	1.020	3.672.000	0,09	0,0004	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0005
Heizwerk 4 MW HEL-automatisch	Stahl	20.000	4,00	1.700	20	136.000	489.600.000	0,09	0,0004	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0005
Hackgutheizung 30 kW Fichte- automatisch	Stahl	300	0,03	1.700	20	1.020	3.672.000	0,18	0,0008	0,0001	0,0000	0,0003	0,0001	0,0009
Scheitholzfeuerung < 30 kW- automatisch	Stahl	200	0,02	1.700	20	680	2.448.000	0,18	0,0008	0,0001	0,0000	0,0003	0,0001	0,0009
Heizwerk 4 MW Hackgut Fichte oder Kohle-automatisch	Stahl	70.000	4,00	1.700	20	136.000	489.600.000	0,31	0,0014	0,0002	0,0000	0,0006	0,0001	0,0016

Solarkollekto 1 m <sup>2</sup>				Betriebs- jahre	erzeugte MWh	erzeugte MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme	g/MJ Wärme
		kWh/am <sup>2</sup>		20	8,00	28.800	0,2053975	0,0008994	0,0001596	7,36E-06	0,0003918	6,649E-05	0,0010736	
	Stahl	2,716	400											
	Alu	4,28					1,5881326	0,0027774	0,0033919	0,0001564	0,0032431	0,0002297	0,0020004	
	Glas	5,37					0,2368953	0,0004334	0,0001665	7,678E-06	0,000974	4,615E-05	0,0010348	
	PVC	0,122					0,0097342	2,74E-05	7,838E-06	3,613E-07	3,523E-05	4,021E-06	2,433E-05	
	PS	4,29					0,4345413	0,0015894	0,0002664	1,228E-05	0,0013035	0,0001807	0,0013579	
	Kupfer	5,05					0,5219385	0,0015623	0,0005632	2,597E-05	0,0014676	0,0001059	0,0006558	
	Summe	21,83					3,00	0,0073	0,0046	0,0002	0,0074	0,0006	0,0061	

inklusive Montage

Tabelle 9-9: Emissionen von Wärmeerzeugern [63], [64], [65].

**EMISSIONEN inkl. HERSTELLUNG**

	<b>CO<sub>2</sub> abs.</b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO</b>	<b>N<sub>2</sub>O</b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>Staub</b>	<b>SO<sub>2</sub></b>
<b>Lebenswegemissionen inkl. Herstellung</b>	g/MJ	g/MJ	g/MJ	g/MJ	g/MJ	g/MJ	g/MJ
	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
Erdgasheizung-automatisch	66,8		0,0703		0,0767	0,0033	0,0069
Heizwerk 4 MW Erdgas - automatisch	66,8		0,0703		0,0767	0,0033	0,0069
HEL-Heizung - automatisch	95,0	0,0244	0,0414	0,0014	0,0752	0,0023	0,0768
Heizwerk 4 MW HEL - automatisch	95,0	0,0244	0,0317	0,0014	0,0752	0,0023	0,0768
Steinkohle (Mix Dtschl. 1998) ohne RG-Reinigung	117,9		0,1163		0,2006	0,0237	0,1298
Braunkohle ohne RG-Reinigung	141,4		0,0244		0,0833	0,0109	0,0729
Hackgutheizung 30 kW Fichte - automatisch	128,1	0,0188	0,1503	0,0042	0,1057	0,0384	0,0165
Scheitholzfeuerung < 30 kW - automatisch	128,1	0,0188	0,1818	0,0042	0,1102	0,0148	0,0165
Heizwerk 4 MW Hackgut Fichte - automatisch	128,3	0,0109	0,0504	0,0047	0,1060	0,0033	0,0089
<b>Lebenswegemissionen inkl. Herstellung (CO<sub>2</sub> fossil)</b>	<b>CO<sub>2</sub> netto</b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO</b>	<b>N<sub>2</sub>O</b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>Staub</b>	<b>SO<sub>2</sub></b>
	kg/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh
	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
Stromheizung (Basis Mix Deutschland)	625	1.485	226	27,8	496	42	366
El. Wärmepumpe 6 kW (Luft); ε = 3,3	197	459	70	9	154	13	122
Erdgasheizung-automatisch	240		253		276	12	23
Heizwerk 4 MW Erdgas - automatisch	240		253		276	12	23
HEL-Heizung - automatisch	342	88	149	5	271	8	276
Heizwerk 4 MW HEL - automatisch	342	88	114	5	271	8	276
Steinkohlefeuerung (Mix Dtschl. 1998) ohne RG-Reinigung	424		419		722	85	467
Braunkohlefeuerung ohne RG-Reinigung	509		88		300	39	263
Hackgutheizung 30 kW Fichte - automatisch	16	68	541	15	381	138	59
Scheitholzfeuerung < 30 kW - automatisch	12	68	654	15	397	53	59
Heizwerk 4 MW Hackgut Fichte - automatisch	17	39	182	17	381	12	32

Annahme für Biomasse: CO<sub>2</sub> fossil = Vorkette + Netzstrombedarf**Solarkollektoren**

<b>Betriebsemissionen Solarkollektoranlage</b>	kg/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh	g/MWh
	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
	10,1	24,0	2,8	0,5	9,5	0,4	7,7
<b>Lebenswegemissionen inkl. Herstellung</b>	21,6	50,2	19,2	1,2	36,2	2,7	29,8

z=35, q=350kWh/m<sup>2</sup>aEnergiegewinn 400 kWh/m<sup>2</sup>aEnergieverbrauch [Strom] 6,67 kWh/m<sup>2</sup>a

Tabelle 9-10: Emissionen von Wärmeerzeugern [63], [64], [65], [69].



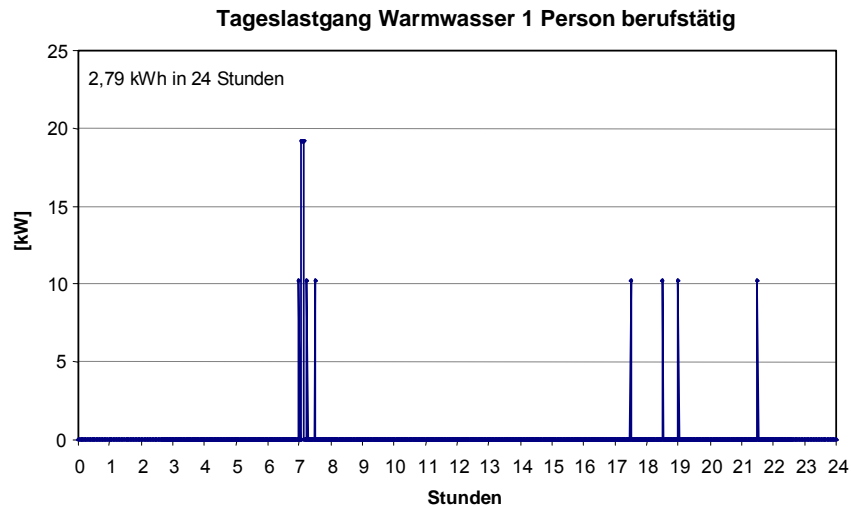


Abbildung 9-4: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser - 1 Person berufstätig [113].

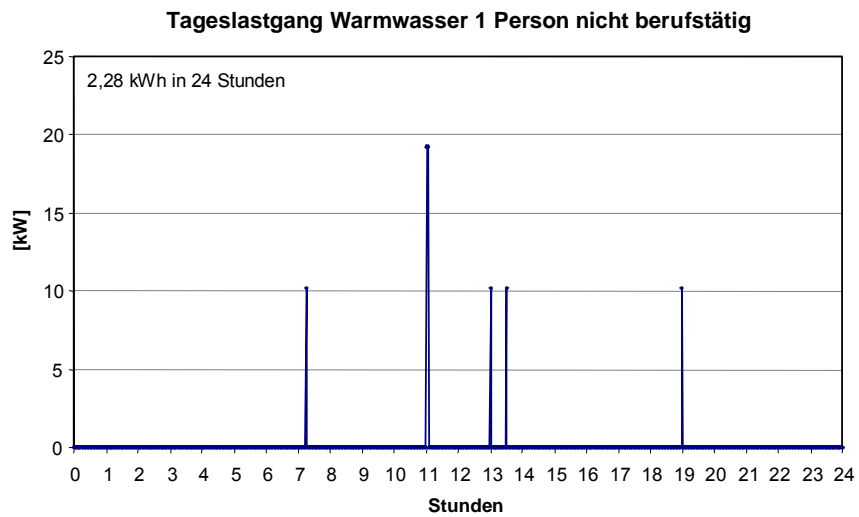


Abbildung 9-5: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser - 1 Person nicht berufstätig.

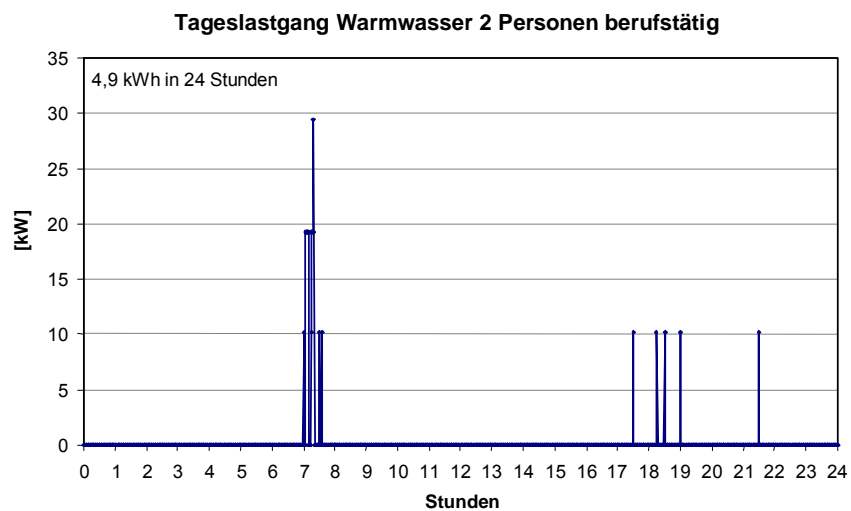


Abbildung 9-6: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser - 2 Personen berufstätig [113].

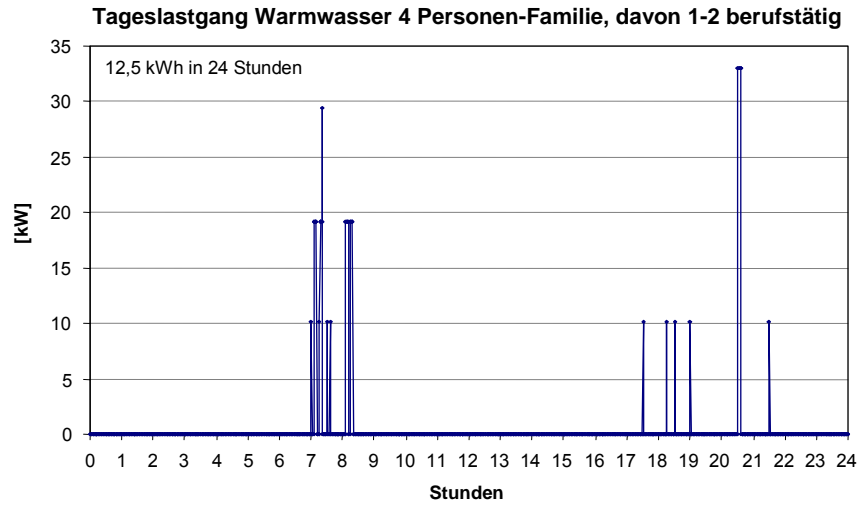


Abbildung 9-7: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser - 4 Personen-Familie, davon 1–2 berufstätig [113].

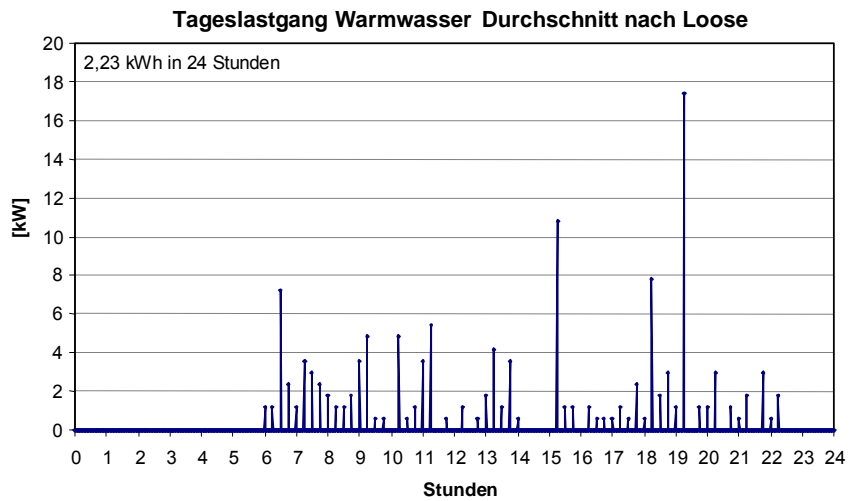


Abbildung 9-8: Tageslastgang minutenaufgelöst für Warmwasser im Durchschnitt [113].

## Datensatz Nr. 038

### Gebäude

Gebäudeart: Reihenhaus - Einliegerwohnung  
 Baujahr: 1989  
 Wohnfläche: 142 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Standard  
 Gebäudelage: Wohngebiet  
 Zusatzheizung: Kachelofen, WW über Elektroboiler  
 Heizung: Elektro-Fußbodenheizung im Bad

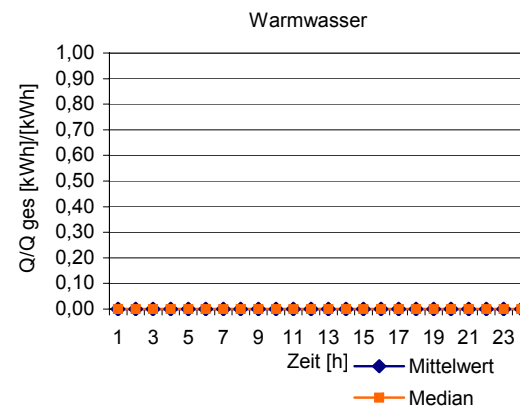
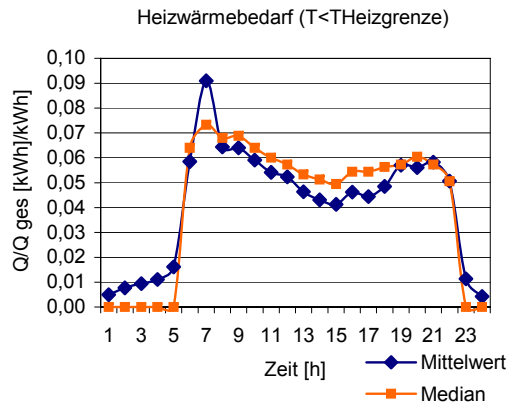
### Nutzung

Nutzungsart- u. dauer: 

0-5	6-16	17-25	26-40	41-64	65-...
1		2			

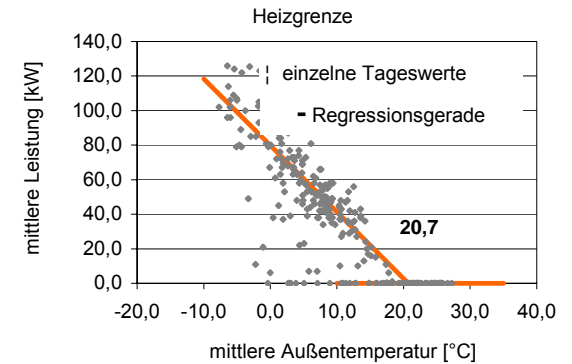
  
 Anzahl der Nutzer:  
 Warmwasserbedarf: WW-Bereitung über Elektroboiler

### Lastgänge



### Heizgrenze

Heizgrenztemperatur 20,7 °C



### Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,005	0,008	0,009	0,011	0,016	0,058	0,091	0,064	0,064	0,059	0,054	0,052	0,046	0,043	0,041	0,046	0,044	0,049	0,057	0,056	0,058	0,051	0,011	0,004

### Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

### Bemerkungen

Diese Wohnung zeigt einen typischen Verlauf des Heizwärmebedarfs mit Bedarfsspitze am Morgen, Rückgang untertags, Wiederabsinken nach Einsetzen der Nachtabsenkung um 22 Uhr. Warmwasser wird über Elektroboiler erzeugt und somit als Verlauf nicht ermittelbar. Die Heizgrenze liegt etwas hoch, ist aber aufgrund der Regelungseinstellung und dem Komfortanspruch der Nutzer durchaus möglich

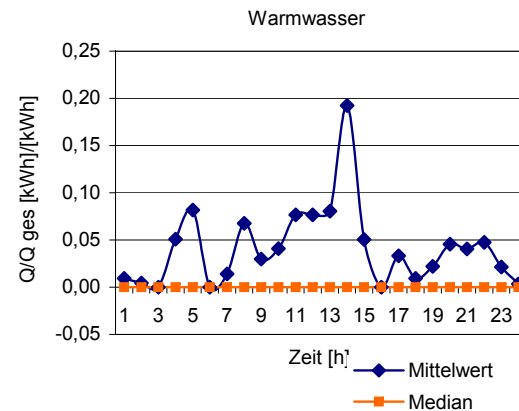
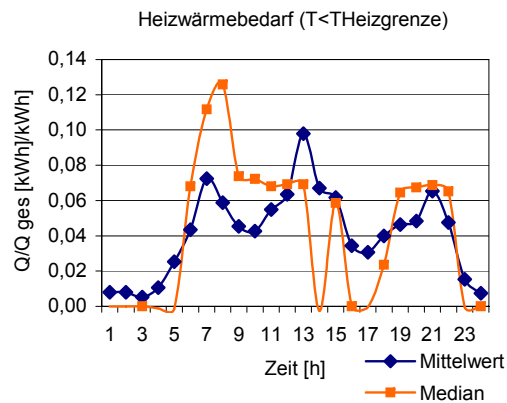
Abbildung 9-9: Datensatz 038, Reihenhaus Baujahr 1989.

**Datensatz Nr. 073**Gebäude

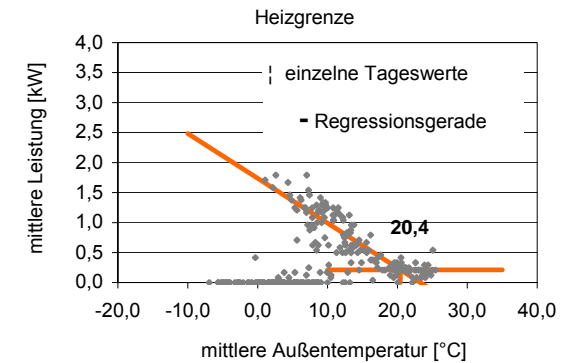
Gebäudeart: Einfamilienhaus  
 Baujahr: 2000  
 Wohnfläche: 108 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Niedrigenergiehaus  
 Gebäudelage: Hanglage  
 Zusatzheizung: Kachelofen  
 Heizung: Radiatoren und Fußbodenheizung

Nutzung

Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 2  
 Warmwasserbedarf: mittags

LastgängeHeizgrenze

Heizgrenztemperatur 20,4 °C

Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,008	0,008	0,005	0,012	0,027	0,043	0,071	0,059	0,045	0,043	0,055	0,064	0,098	0,070	0,061	0,034	0,031	0,039	0,046	0,048	0,065	0,048	0,015	0,007

Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,010	0,004	0,000	0,051	0,082	0,000	0,014	0,068	0,030	0,041	0,077	0,077	0,081	0,193	0,050	0,000	0,033	0,010	0,022	0,046	0,041	0,047	0,021	0,004

Bemerkungen

Der Heizwärmebedarf zeigt eine Spitze am Morgen, am Mittag und am Abend. Die Nachtabenkung ist ebenfalls gut zu erkennen. Die Spitze des Warmwasserbedarfs tritt analog der Angabe der Nutzer um die Mittagszeit auf. Die Heizgrenztemperatur ist hoch, liegt aber noch in einem plausiblen Bereich.

Abbildung 9-10: Datensatz 073, Einfamilienhaus Baujahr 2000, Niedrigenergiehaus. Das Wiederaufheizen des Gebäudes nach der Nachtabenkung ist erkennbar (5–6 Uhr). Die Spitze am Mittag ist noch ein Teil des mittäglichen Warmwasserbedarfs, der nicht vollständig aus dem Wärmebedarf berechenbar ist. Analog kann die Spitze um 21 Uhr gedeutet werden. Gut zu Erkennen ist das Einsetzen der Nachtabenkung nach 21 Uhr und der laut Nutzer hauptsächlich mittags auftretende Warmwasserbedarf.

## Datensatz Nr. 075

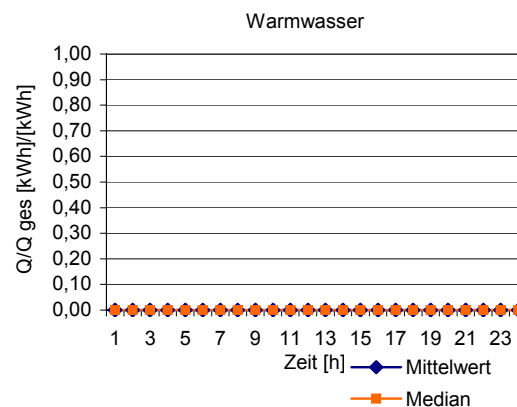
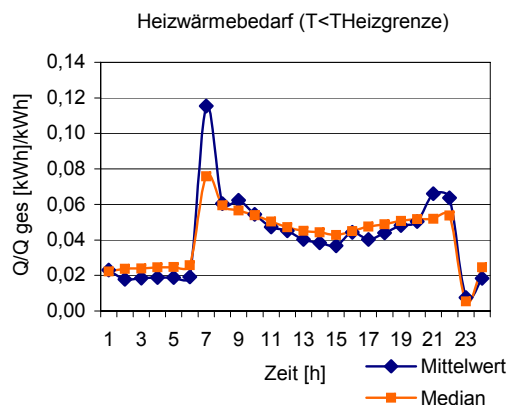
### Gebäude

Gebäudeart: Geschosswohnungen  
 Baujahr: 1975  
 Wohnfläche: ca. 600 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: schlecht gedämmt  
 Gebäudelage: Hanglage  
 Zusatzheizung: zwei Holzöfen im Gebäude  
 Heizung: Radiatoren

### Lastgänge

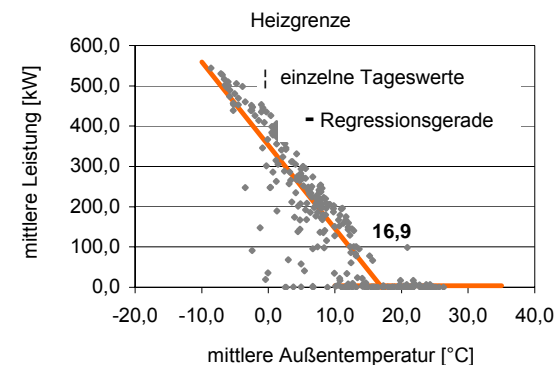
### Nutzung

Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 4 7  
 Warmwasserbedarf: Warmwassererzeugung über Elektroboiler



### Heizgrenze

Heizgrenztemperatur 16,9 °C



### Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mittelwert [-]	0,023	0,018	0,018	0,019	0,019	0,019	0,115	0,060	0,062	0,054	0,047	0,045	0,040	0,038	0,037	0,044	0,040	0,044	0,044	0,048	0,050	0,066	0,064	0,008	0,018

### Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mittelwert [-]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

### Bemerkungen

Der Tagesgang der Heizwärme ist plausibel, man erkennt deutlich die geringere Heizlast in der Nacht, das Aufheizen des Gebäudes am Morgen, sowie das Absinken des Wärmebedarfs aufgrund Sonneneinstrahlung / höheren Außentemperaturen und Abwesenheit der Nutzer am Nachmittag. Ebenfalls zu erkennen ist das Einsetzen der Nachtabsenkung durch Absenken der Vorlauftemperatur. Bis diese abgesenkte Vorlauftemperatur erreicht ist, kühlt das Wasser im Heizkreis ab, Wärme aus dem Netz wird nicht bezogen. Die Heizgrenztemperatur liegt in einem plausiblen Bereich.

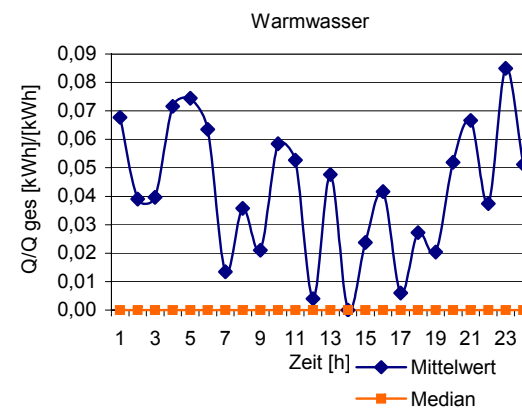
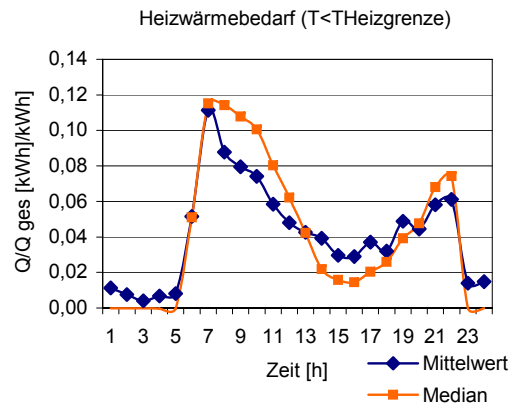
Abbildung 9-11: Datensatz 075, Geschosswohnung Baujahr 1975, schlecht gedämmt.

**Datensatz Nr. 076**Gebäude

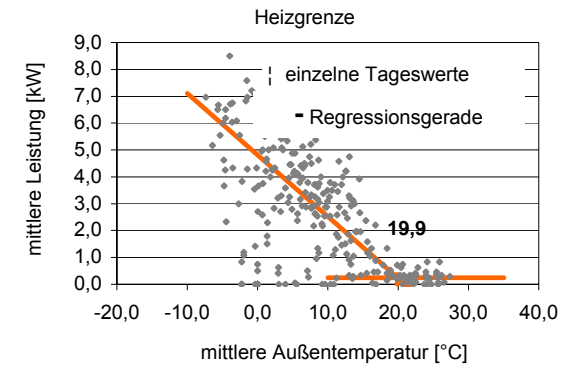
Gebäudeart: Einfamilienhaus  
 Baujahr: 2002  
 Wohnfläche: Keller 120 m<sup>2</sup> Wohnung 220 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Niedrigenergiehaus  
 Gebäudelage: Hanglage  
 Zusatzheizung: Kachelofen und Holzherd  
 Heizung: Fußbodenheizung

Nutzung

Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude und Laden im Keller  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 2 1 2  
 Warmwasserbedarf: meist abends

LastgängeHeizgrenze

Heizgrenztemperatur 19,9 °C

Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,012	0,008	0,004	0,007	0,009	0,052	0,111	0,087	0,079	0,074	0,058	0,048	0,043	0,039	0,030	0,029	0,037	0,032	0,049	0,045	0,058	0,061	0,015	0,015

Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,068	0,039	0,040	0,072	0,074	0,063	0,013	0,036	0,021	0,058	0,053	0,004	0,048	0,000	0,024	0,042	0,006	0,027	0,020	0,052	0,067	0,037	0,085	0,051

Bemerkungen

Der Verlauf des Heizwärmebedarfs folgt dem bekannten Muster: der Anstieg am Morgen, das Absinken des Wärmebedarfs untertags und die Nachtabsenkung sind gut zu erkennen. Der Warmwasserbedarf schwankt stark, lässt aber eine Häufung des Verbrauchs am Morgen und am Abend erkennen. Die Tageswerte der mittleren Heizleistung (zur Ermittlung der Heizgrenztemperatur) streuen stark, dies lässt sich mit dem Vorhandensein der beiden Zusatzheizungen erklären.

Abbildung 9-12: Datensatz 076, Einfamilienhaus Baujahr 2002, Niedrigenergiehaus. Der Warmwasserverbrauch zeigt einen stark schwankenden Bedarf, was auf relativ gleichmäßiges Zapfen und periodisches Laden des Warmwasserspeichers schließen lässt.

## Datensatz Nr. 080

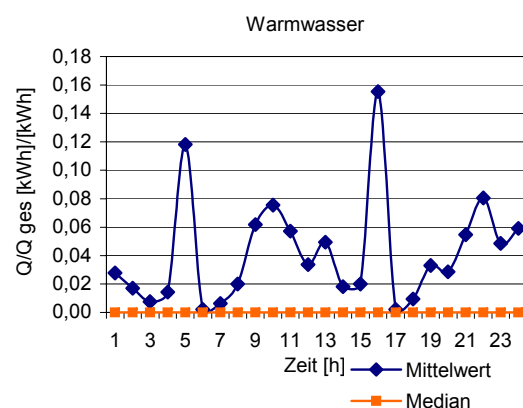
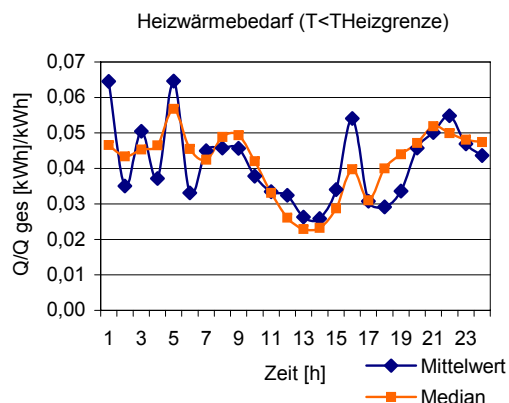
### Gebäude

Gebäudeart: Einfamilienhaus  
 Baujahr: ca. 1700, saniert 2001  
 Wohnfläche: 140 m<sup>2</sup>  
 Dämmstandard: Niedrigenergiehaus  
 Gebäudelage: Stadtgebiet  
 Zusatzheizung: Kachelofen und Holzherd in der Übergangszeit  
 Heizung: Fußbodenheizung

### Nutzung

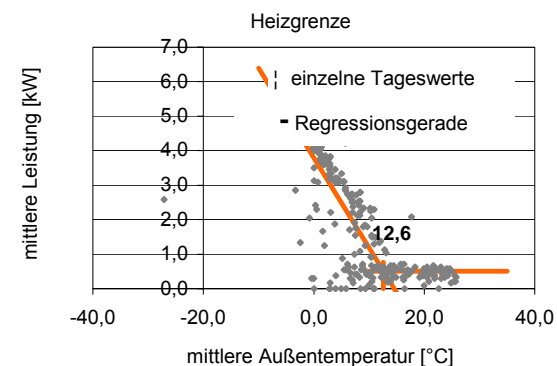
Nutzungsart- u. dauer: Wohngebäude  
 Alter der Nutzer: 0-5 6-16 17-25 26-40 41-64 65-...  
 Anzahl der Nutzer: 2  
 Warmwasserbedarf: meist abends

### Lastgänge



### Heizgrenze

Heizgrenztemperatur 12,6 °C



### Lastgang Heizwärme (Raumwärme)

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,063	0,035	0,050	0,037	0,066	0,033	0,044	0,045	0,046	0,039	0,034	0,033	0,027	0,026	0,034	0,056	0,030	0,029	0,034	0,045	0,050	0,055	0,047	0,044

### Lastgang Warmwasser

Zeit [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mittelwert [-]	0,028	0,017	0,008	0,014	0,118	0,002	0,006	0,020	0,062	0,076	0,057	0,034	0,049	0,018	0,020	0,155	0,002	0,009	0,033	0,029	0,055	0,081	0,049	0,059

### Bemerkungen

Der Heizwärmebedarf weist nur eine geringe Schwankung auf, was auf die Fußbodenheizung und die massive Bauweise zurückzuführen ist. Der Warmwasserbedarf zeigt einen plausiblen Verlauf mit Verbrauchsspitzen am Morgen und am Abend. Die Heizgrenztemperatur ist vergleichsweise niedrig, ist aber durch die gute Isolation des Gebäudes und die Verwendung der Zusatzheizungen in der Übergangszeit erklärbar.

Abbildung 9-13: Datensatz 080, Einfamilienhaus, Niedrigenergiehaus. Das Gebäude besitzt eine Fußbodenheizung und zeigt auch den dafür charakteristischen Verlauf. Die geringere Wärmeabnahme untertags kann aus der Nutzung des Kachelofens als Zusatzheizung in der Übergangszeit erklärt werden. Die Angabe der Nutzer, dass der Warmwasserbedarf meist abends auftritt ist erkennen.

**Raumwärme (RW) Datensatz 038, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)**

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

11,0 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

6,0 kW (Stundenmittelwert)  
 45,6 % (Stundenmittelwert)

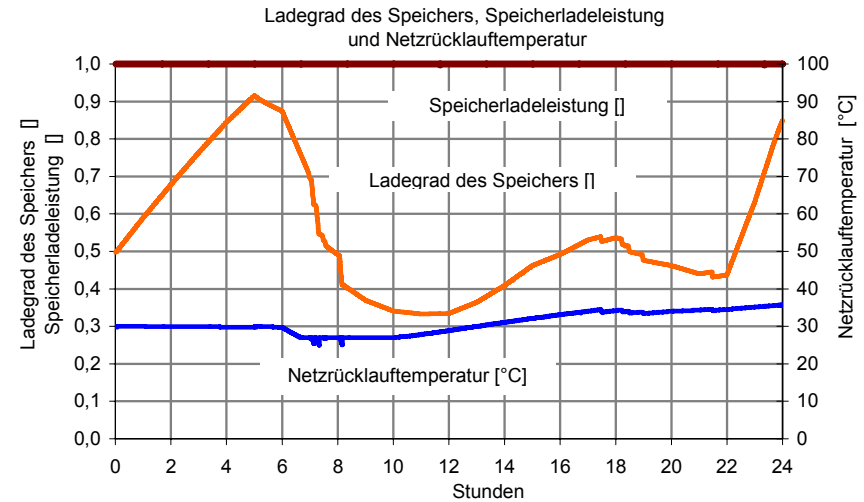
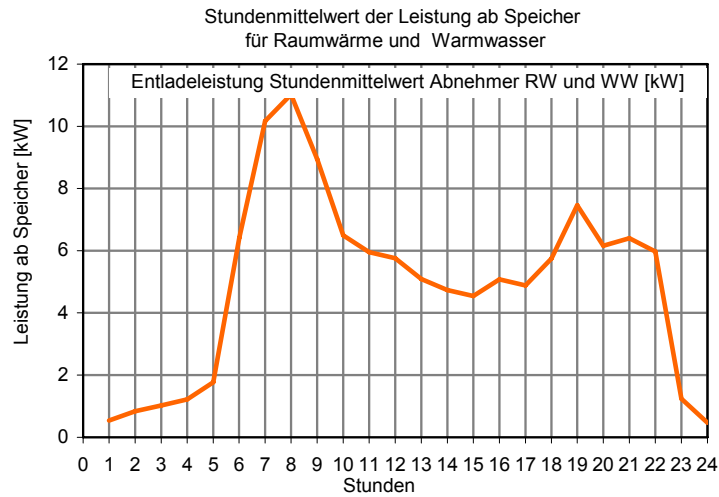
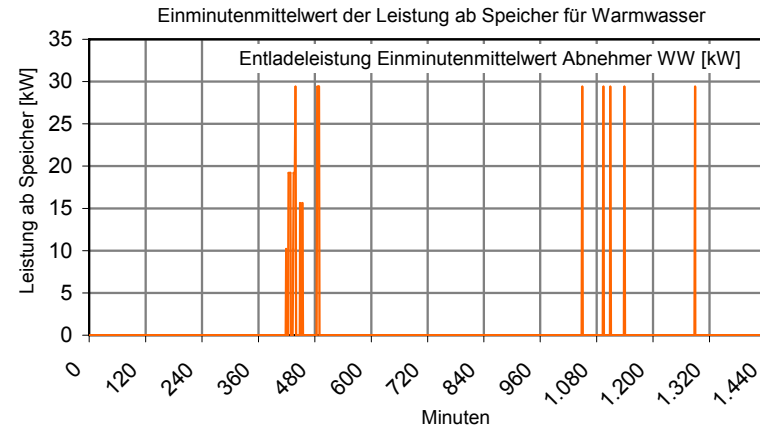
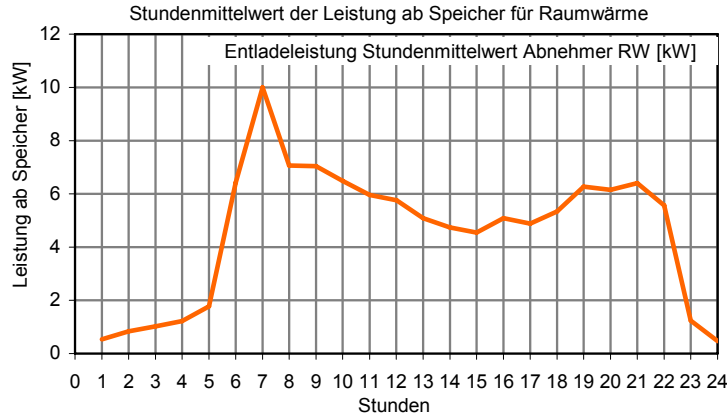


Abbildung 9-14: Kombination des Datensatzes 038 für Raumwärme, Reihenhaus Baujahr 1989 und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).



### Raumwärme (RW) Datensatz 073, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

10,0 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

5,5 kW (Stundenmittelwert)  
 45,0 % (Stundenmittelwert)

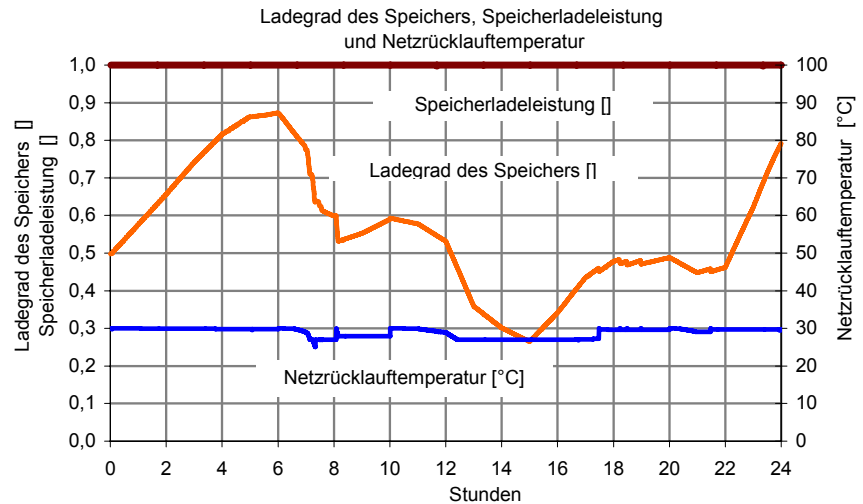
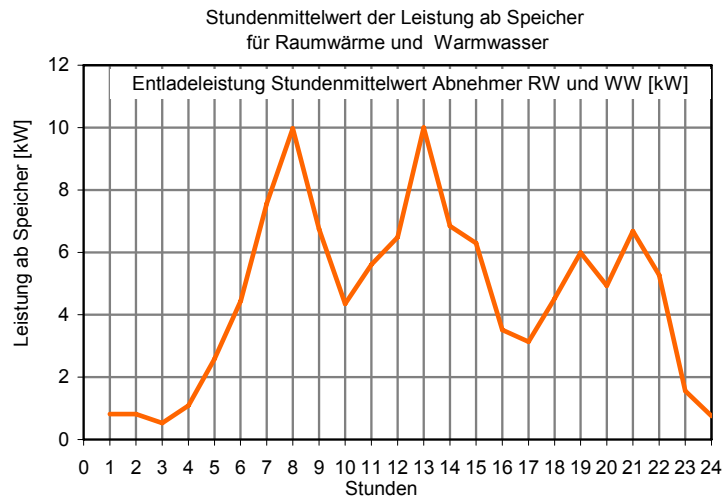
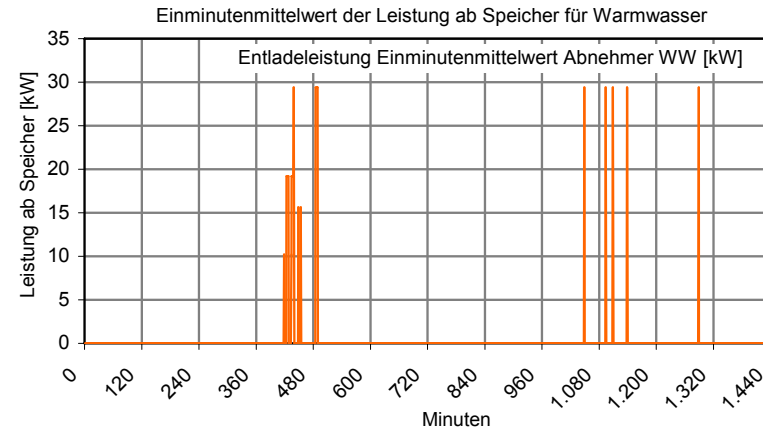
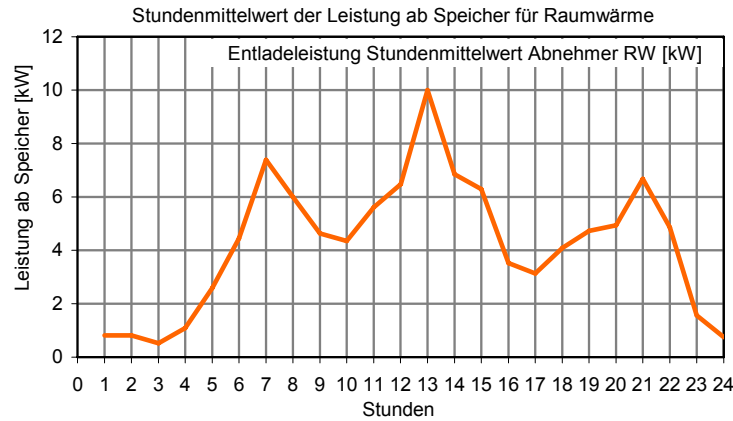


Abbildung 9-15: Kombination des Datensatzes 073 für Raumwärme, Einfamilienhaus Baujahr 2000, Niedrigenergiehaus und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig). Nachtabenkung ab 21 Uhr. Die Raumwärmespitze um 13 Uhr wird verursacht durch die Warmwasserspitz, die mathematisch nicht vollständig vom Gesamtwärmebedarf getrennt werden konnte.

### Raumwärme (RW) Datensatz 075, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

10,2 kW (Stundenmittelwert)

Speicherladeleistung

5,0 kW (Stundenmittelwert)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Leistungsreduktion mit Speicher

50,8 % (Stundenmittelwert)

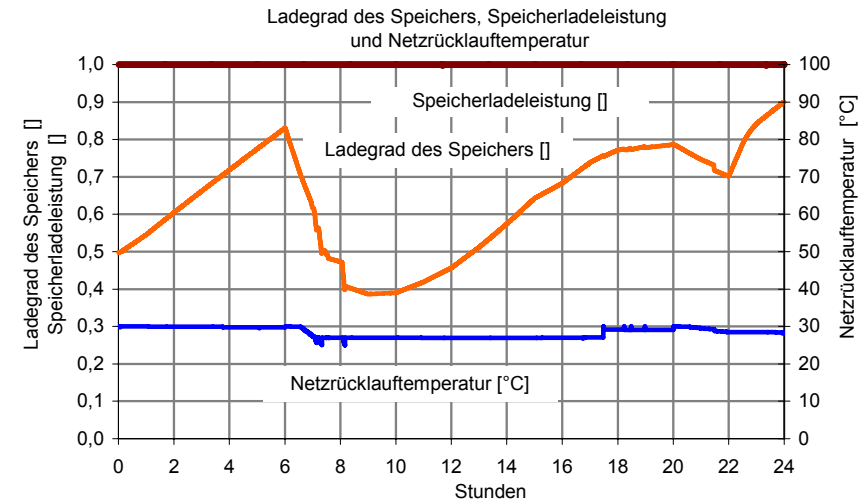
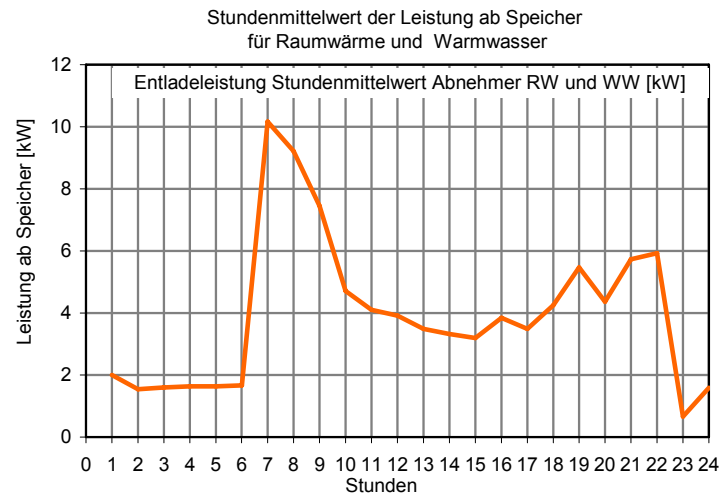
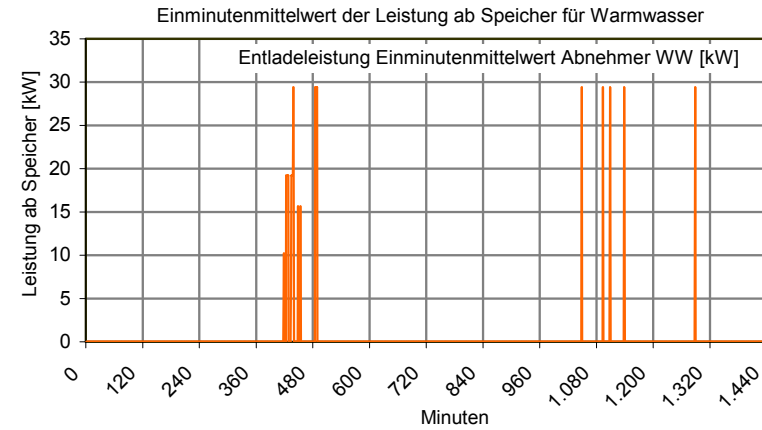
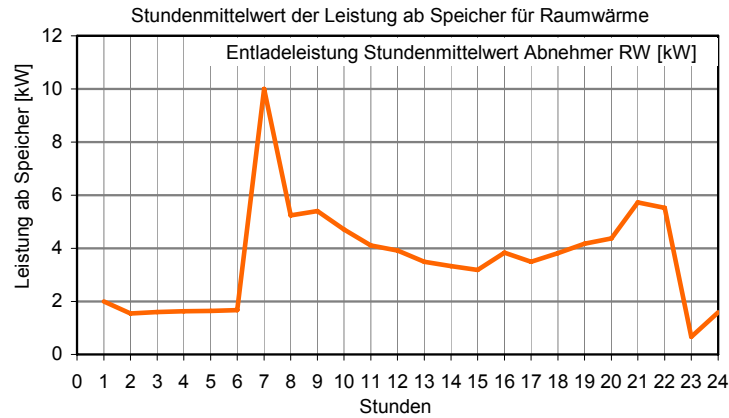


Abbildung 9-16: Kombination des Datensatzes 075 für Raumwärme, Geschosswohnung Baujahr 1975, schlecht gedämmt und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).

**Raumwärme (RW) Datensatz 076, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)**

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang  
 Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

11,8 kW (Stundenmittelwert)  
 29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Speicherladeleistung  
 Leistungsreduktion mit Speicher

5,0 kW (Stundenmittelwert)  
 57,7 % (Stundenmittelwert)

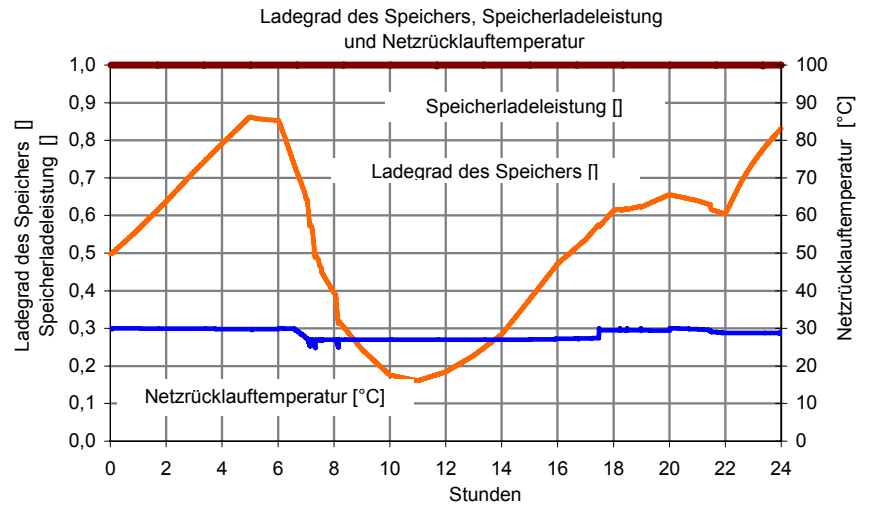
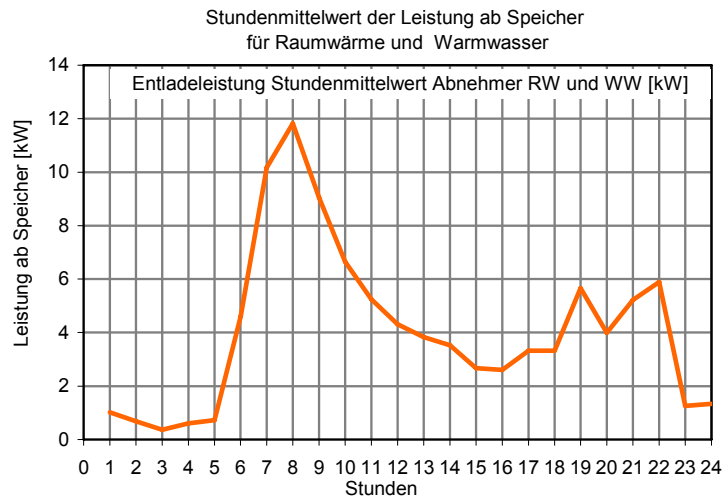
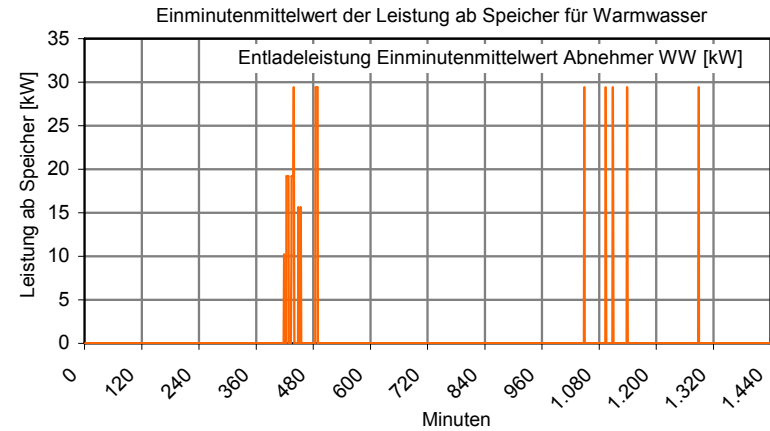
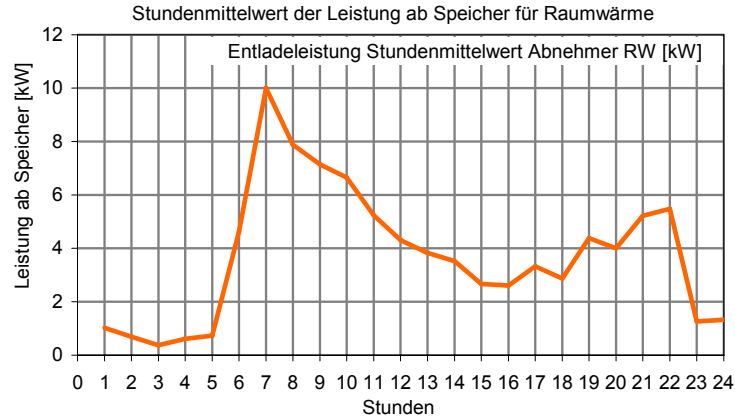


Abbildung 9-17: Kombination des Datensatzes 076 für Raumwärme, Einfamilienhaus Baujahr 2002, Niedrigenergiehaus und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig).

### Raumwärme (RW) Datensatz 080, Warmwasser (WW) 3 Personen-Familie (davon 2 berufstätig)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

11,0 kW (Stundenmittelwert)

Speicherladeleistung

7,0 kW (Stundenmittelwert)

Leistungsbedarf für RW und WW Vorrang

29,4 kW (Einminutenmittelwert)

Leistungsreduktion mit Speicher

36,6 % (Stundenmittelwert)

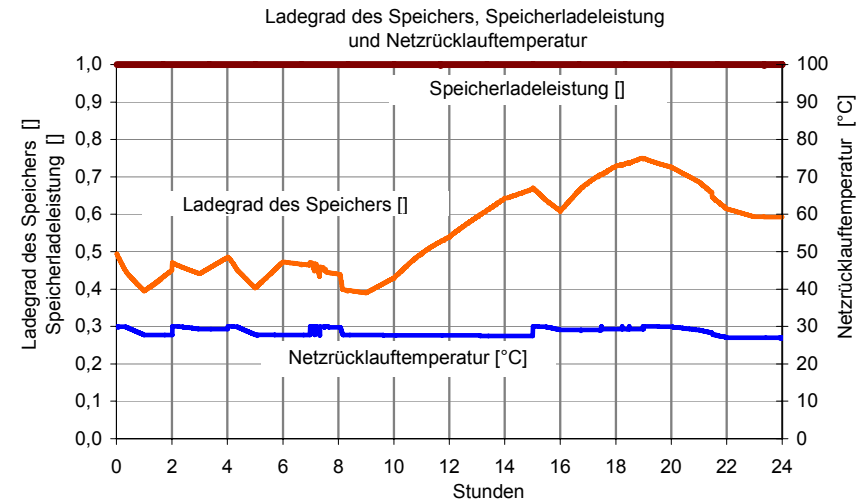
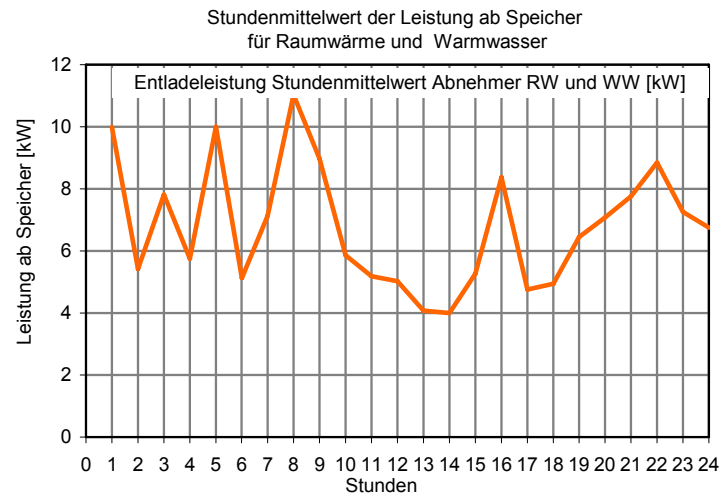
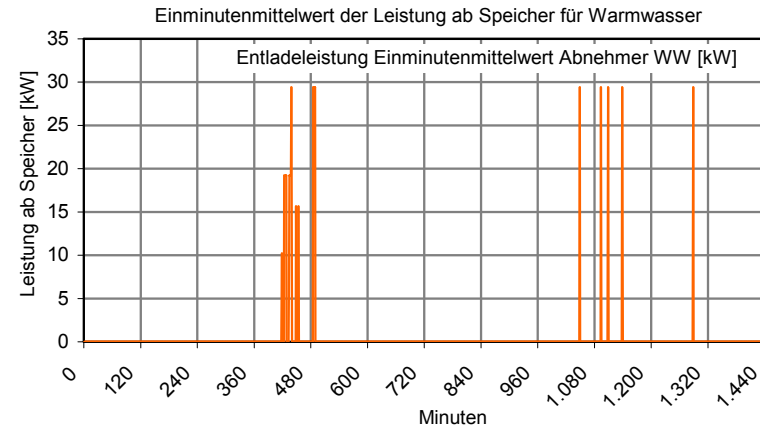
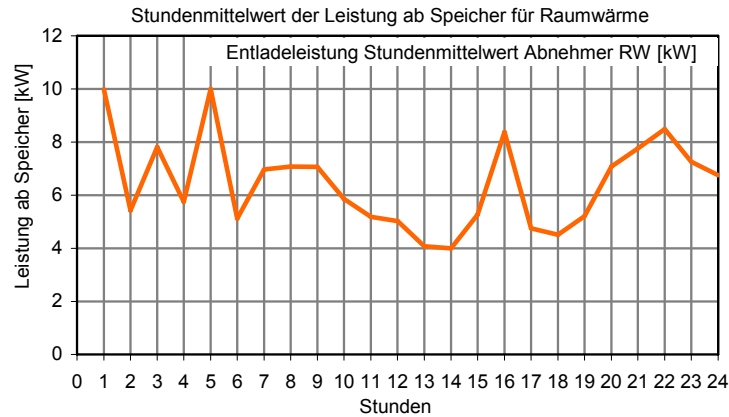


Abbildung 9-18: Kombination des Datensatzes 080 für Raumwärme, Einfamilienhaus, Niedrigenergiehaus und dem Warmwasserverbrauch (Vorrangschaltung) für 3 Personen (davon 2 berufstätig). Das Gebäude besitzt eine Fußbodenheizung und einen Kachelofens als Zusatzheizung in der Übergangszeit.