

Optimierung und
Ausbaumöglichkeiten
von Fernwärmesystemen





umweltbundesamt^U

OPTIMIERUNG UND AUSBAUMÖGLICHKEITEN VON FERNWÄRMESYSTEMEN

Siegmond Böhmer
Michael Gössl

REPORT
REP-0074

Wien, 2009



Projektleitung

Siegmond Böhmer

Autoren

Siegmond Böhmer

Michael Gössl

Lektorat

Maria Deweis

Satz/Layout

Ute Kutschera

Umschlagbild

Fernwärmeleitung © Stadtwerke Chemnitz AG

Weitere Informationen zu Umweltbundesamt-Publikationen unter: <http://www.umweltbundesamt.at/>

Das Umweltbundesamt bedankt sich bei der Fernwärme Wien GmbH, der Wienstrom GmbH, der OMV AG, der Energie Graz GmbH, der Steirischen Gas-Wärme GmbH, der Verbund – Austrian Thermal Power AG, der CMST GmbH, der Stahl- und Walzwerk Marienhütte GmbH, der nahwaerme.at – Energiecontracting GmbH & Co. KG, der Linz AG, der Salzburg AG, der Elektrizitätswerk Wels AG und der Stadtwärme Linz Produktions- & Vertriebs GmbH für die Bereitstellung von Daten und für die gute Zusammenarbeit bei der Erstellung dieser Studie.

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Diese Publikation erscheint ausschließlich in elektronischer Form auf <http://www.umweltbundesamt.at/>.

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2009

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 3-85457-871-7



INHALTSVERZEICHNIS

	TABELLENVERZEICHNIS	6
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	9
	ZUSAMMENFASSUNG	11
1	EINLEITUNG	33
1.1	Hintergrund und Rahmenbedingungen	33
1.2	Aufgabenstellung – Inhalt und Ziele	35
1.3	Vorgangsweise	37
2	WESENTLICHE FAKTOREN DER BETRACHTETEN GESAMTSYSTEME	38
2.1	Allgemeines	38
2.2	Erzeugung	38
2.3	Verteilung	40
2.4	Nutzung	41
3	FERNWÄRMEVERSORGUNG IN ÖSTERREICH	43
3.1	Österreichweite Betrachtung	43
3.2	Wien	45
3.2.1	Netz	45
3.2.2	Anlagenpark	47
3.2.3	Eingesetzte Brennstoffe	54
3.2.4	Nutzung	55
3.3	Graz	56
3.3.1	Netz	56
3.3.2	Anlagenpark	57
3.3.3	Eingesetzte Brennstoffe	60
3.3.4	Nutzung	60
3.4	Linz	61
3.4.1	Netz	61
3.4.2	Anlagenpark	61
3.4.3	Eingesetzte Brennstoffe	63
3.4.4	Nutzung	63
3.5	Salzburg	64
3.5.1	Netz	64
3.5.2	Anlagenpark	65
3.5.3	Eingesetzte Brennstoffe	67
3.5.4	Nutzung	68



3.6	Wels	68
3.6.1	Netz	68
3.6.2	Anlagenpark	69
3.6.3	Eingesetzte Brennstoffe	70
3.6.4	Nutzung	70
3.7	Lienz	70
3.7.1	Netz	70
3.7.2	Anlagenpark	71
3.7.3	Eingesetzte Brennstoffe	72
3.7.4	Nutzung	72
3.8	Überblick über die betrachteten Systeme	72
4	WESENTLICHE UMWELT- UND ENERGIERELEVANTE ASPEKTE DER FERNWÄRMEVERSORGUNG	73
4.1	Erzeugung	73
4.1.1	Energieeffizienz	73
4.1.2	Eingesetzte Brennstoffe und Abfälle	79
4.2	Verteilung	83
4.2.1	Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz	83
4.2.2	Betriebsführung des Verteilnetzes	83
4.2.3	Speicherkonzept	84
4.2.4	Minimierung der Verteilungsverluste	86
4.3	Nutzung	88
4.3.1	Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)	89
4.4	Wärmeabsatz im Sommer	92
4.4.1	Fernkälte	92
4.4.2	Abdeckung des Warmwasserbedarfs	95
4.4.3	Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)	96
4.5	Förderung des Umstiegs auf Fernwärme	97
4.6	Darstellung wesentlicher Faktoren	97
4.6.1	Wirkungsgrad der Erzeugungsanlagen	102
4.6.2	Netzverluste	106
4.6.3	Emissionsfaktor für die Stromerzeugung	107
4.6.4	Emissionsfaktoren für CO ₂	108
5	POTENZIALE UND EFFEKTE EINES FERNWÄRMEAUSBAUS	110
5.1	Ausbaupotenzial der Fernwärme unter Einhaltung der bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen	110
5.1.1	Treibende Kraft für den Ausbau der Fernwärme	110
5.1.2	Ausbauprognosen der Fernwärmeabgabe	112
5.1.3	Möglichkeiten für den Fernwärmeausbau	112
5.1.4	Ausbaupläne einzelner Systeme	115



5.2	Abschätzung der Effekte eines Ausbaus der Fernwärme auf die Emissionen an klassischen Luftschadstoffen	117
5.2.1	NO _x	120
5.2.2	Staub	124
5.2.3	SO ₂	125
5.3	Abschätzung des Beitrags der Fernwärme zur Erreichung des Energieeffizienzziels laut Regierungsprogramm	127
6	MÖGLICHER HANDLUNGSBEDARF IN ZUSAMMENHANG MIT EINEM FORCIERTEN AUSBAU DER FERNWÄRME	133
7	LITERATURVERZEICHNIS	137
	ANHANG 1:	
	ENERGIESPARTIPPS	140
	ANHANG 2:	
	ABKÜRZUNGEN, EINHEITEN UND DEFINITIONEN	142
	Abkürzungen	142
	Einheiten	143
	Definitionen	144



TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle A: Anteil der aus KWK-Anlagen ausgekoppelten Fernwärme.....	15
Tabelle 1: Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme.	38
Tabelle 2: Emissionen der MVA Spittelau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	48
Tabelle 3: Emissionen der MVA Flötzersteig im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	48
Tabelle 4: Emissionen der SVA Simmeringer Haide im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	49
Tabelle 5: Emissionen der beiden Heizkraftwerke der OMV im Jahr 2003 (UMWELTBUNDESAMT 2004a, b).	49
Tabelle 6: Emissionen der KWK-Anlage Simmering 1/2 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).	50
Tabelle 7: Emissionen der KWK-Anlage Simmering 3 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).	50
Tabelle 8: Emissionen der KWK-Anlage Donaustadt 3 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).	50
Tabelle 9: Emissionen der KWK-Anlage Leopoldau im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).	51
Tabelle 10: Emissionen des Heizwerks Spittelau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	51
Tabelle 11: Emissionen des Heizwerks Arsenal im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	51
Tabelle 12: Emissionen des Heizwerks Kagran im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	52
Tabelle 13: Emissionen des Heizwerks Süd im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	52
Tabelle 14: Emissionen des Heizwerks Leopoldau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).	52
Tabelle 15: In das Netz der Fernwärme Wien einspeisende Anlagen (FERNWÄRME WIEN 2005, WIENSTROM 2005a).	54
Tabelle 16: Für die Fernwärmeversorgung in Wien eingesetzte Brennstoffe (FERNWÄRME WIEN 2005, OMV 1999, UMWELTBUNDESAMT 2000).	55
Tabelle 17: Emissionen des FHKW Mellach im Jahr 2003 (VERBUND ATP 2005a).	58
Tabelle 18: Emissionen des FHKW Neudorf/Werndorf im Jahr 2003 (VERBUND ATP 2005a).	58
Tabelle 19: Emissionen der KWK CMST im Jahr 2003 (CMST 2005).	58
Tabelle 20: Emissionen des FHKW Graz im Jahr 2003 (StGW 2005).	59



Tabelle 21: In das Netz der Energie Graz einspeisende Anlagen (VERBUND ATP 2005a, CMST 2005, STREICHER 2005, StGW 2005, NAHWÄRME.AT 2005).....	60
Tabelle 22: Für die Fernwärmeversorgung in Graz eingesetzte Brennstoffe.	60
Tabelle 23: Geplante Emissionen des FHKW Linz-Mitte (LINZ GAS/WÄRME 2005).	61
Tabelle 24: Emissionen des FHKW Linz-Süd im Jahr 2003 (LINZ GAS/WÄRME 2005).....	62
Tabelle 25: In das Netz der Linz Gas/Wärme GmbH einspeisende Anlagen (LINZ GAS/WÄRME 2005, LINZ STROM 2005a, b).....	63
Tabelle 26: Für die Fernwärmeversorgung in Linz eingesetzte Brennstoffe.	63
Tabelle 27: Emissionen des HKW Mitte im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).	65
Tabelle 28: Emissionen des HKW Nord im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).	66
Tabelle 29: Emissionen des HW Süd im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).....	66
Tabelle 30: Emissionen des HKW West im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).....	66
Tabelle 31: In das Netz der Salzburg AG einspeisende Anlagen (SALZBURG AG 2005).	67
Tabelle 32: Für die Fernwärmeversorgung in Salzburg eingesetzte Brennstoffe.....	67
Tabelle 33: Emissionen des FHKW Wels im Jahr 2003 (ELEKTRIZITÄTWERK WELS 2005a).	69
Tabelle 34: In das Netz der Elektrizitätswerk Wels AG einspeisende Anlagen (ELEKTRIZITÄTWERK WELS 2005a, b).	69
Tabelle 35: Für die Fernwärmeversorgung in Wels eingesetzte Brennstoffe.....	70
Tabelle 36: Emissionen des FHKW Lienz im Jahr 2003 (STADTWÄRME LIENZ 2005a).	71
Tabelle 37: In das Netz der Stadtwärme Lienz GmbH einspeisende Anlagen (STADTWÄRME LIENZ 2005a).	71
Tabelle 38: Für die Fernwärmeversorgung in Lienz eingesetzte Brennstoffe.	72
Tabelle 39: Überblick über die untersuchten Fernwärmesysteme (Bezugsjahr: 2003) (NETZBETREIBER 2005).....	72
Tabelle 40: Anteil der aus KWK-Anlagen ausgekoppelten Fernwärme.....	76
Tabelle 41: Vergleich zwischen Absorptionskältemaschinen und Kompressionskältemaschinen.....	94
Tabelle 42: Angenommene Werte für konstante Parameter.	98
Tabelle 43: Standardwerte und Wertebereiche der variierten Parameter.	99
Tabelle 44: spezifische Emissionen der drei Wärmeversorgungssysteme unter den angenommenen Bedingungen (Brennstoff: Erdgas; Brennstoffmehrabdarfsmethode; bezogen auf Nutzenergie).....	100



Tabelle 45: spezifische Emissionen der drei Wärmeversorgungssysteme unter den angenommenen Bedingungen (Brennstoff: Erdgas; Äquivalenzfaktoren; bezogen auf Nutzenergie).....	101
Tabelle 46: Abschätzung der Emissionsfaktoren der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie; alle Brennstoffe).	118
Tabelle 47: Abschätzung der Emissionsfaktoren der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).....	119
Tabelle 48: Wärmewirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerksarten (Berechnung mittels Brennstoffmehrbedarfsmethode).	131



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung A:	Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Österreich bis 2004 – bereinigt nach Heizgradtagen (STATISTIK AUSTRIA 2005, NETZBETREIBER 2005); sowie Prognose 2004 – 2010 (NETZBETREIBER 2005, eigene Abschätzung auf Basis WIFO-Energieprognose).	13
Abbildung 1:	Jahresgang der Fernwärmeerzeugung in Wien im Jahr 2002 (FERNWÄRME WIEN 2005).	40
Abbildung 2:	Entwicklung der Anzahl der mit Nah- und Fernwärme versorgten Wohnungen (FGW 2004).	43
Abbildung 3:	Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Österreich (FGW 2004, STATISTIK AUSTRIA 2005).	44
Abbildung 4:	Entwicklung der Trassenlänge der Fernwärmeversorgung in Österreich (FGW 2004).	45
Abbildung 5:	Entwicklung der Netzlänge und der Wärmeabgabe des Wiener Fernwärmenetzes (FERNWÄRME WIEN 2005).	46
Abbildung 6:	Aufteilung der Wärmeerzeugung auf Grund-, Mittel- und Spitzenlast (FERNWÄRME WIEN 2005).	47
Abbildung 7:	Entwicklung des Grazer Netzes (MAGISTRAT GRAZ 2003, ENERGIE GRAZ 2005).	57
Abbildung 8:	Entwicklung des Anschlusswertes und der Wärmeabgabe des Linzer Fernwärmenetzes (LINZ GAS/WÄRME 2005).	64
Abbildung 9:	Entwicklung des Welser Netzes (Elektrizitätswerk Wels 2005a). ..	68
Abbildung 10:	Anteile der verschiedenen Energieträger an der Wärmebereitstellung in den Kleinanlagen des Haushaltsbereichs und WIFO-Prognose bis 2020.	82
Abbildung 11:	Beispiel des Zusammenspiels zwischen Speicher und Fernheizkraftwerk (LINZ AG 2005).	85
Abbildung 12:	Neuanschlüsse und Reduktionen des Vertragsanschlusswerts (VAW) im Netz der Energie Graz (ENERGIE GRAZ 2005).	91
Abbildung 13:	Schema einer Absorptionskältemaschine.	93
Abbildung 14:	Variation des Wärmewirkungsgrads der Fernwärmeerzeugung (Brennstoff: Erdgas; Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).	102
Abbildung 15:	Variation des Wirkungsgrades der Fernwärmeerzeugung (Brennstoff: Erdgas; Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren).	103
Abbildung 16:	Variation des Wirkungsgrads der Kleinanlagen (HH, DL) bei Einsatz von Erdgas als Brennstoff; Standardparameter für die Systeme 1 und 2; Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarfsmethode.	104

Abbildung 17: Variation des Wirkungsgrads der Kleinanlagen (HH, DL) bei Einsatz von Erdgas als Brennstoff; Standardparameter für die Systeme 1 und 2; Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren...	104
Abbildung 18: Variation des Netzverlusts des Fernwärmenetzes im Winter (Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).	106
Abbildung 19: Variation des Emissionsfaktors für die Stromerzeugung (Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).	107
Abbildung 20: Variation des Emissionsfaktors des bei der Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommenden Brennstoffmixes (Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren)...	108
Abbildung 21: spezifische NO _x -Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren). 121	121
Abbildung 23: Spezifische Staub-Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren). 124	124
Abbildung 24: Spezifische SO ₂ -Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wärmewirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren). 126	126
Abbildung 25: Entwicklung der Energieintensität in Österreich (STATISTIK AUSTRIA 2005, 2006; eigene Berechnungen).	128
Abbildung 26: Vergleich zwischen Fernwärmeversorgung und Kleinanlagen (HH, DL) hinsichtlich Endenergieverbrauch.....	129
Abbildung 27: Vergleich zwischen Fernwärmeversorgung und Kleinanlagen (HH, DL) hinsichtlich Bruttoinlandsverbrauch.....	130



ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Studie werden die großen Fernwärmesysteme in Österreich beschrieben. Datenstand dieser Studie ist das Jahr 2003. Die Betrachtung dieser Systeme ist weit gefasst und umfasst die Schritte Aufbringung, Verteilung und Nutzung der Fernwärme. Weiters werden wesentliche umwelt- und energierelevante Aspekte dargestellt.

Kleine Netze, welche nur von einer Anlage (im Leistungsbereich von wenigen MW) versorgt werden, sind nicht primär Gegenstand dieser Studie. Allerdings können viele in dieser Studie beschriebene Aspekte unmittelbar auch auf kleinere Systeme übertragen werden.

Die beschriebenen Fernwärmesysteme in Österreich sind unter spezifischen Rahmenbedingungen entstanden. In Abhängigkeit von den jeweiligen Standortfaktoren haben sich unterschiedliche Systeme hinsichtlich des eingesetzten Brennstoffmixes, der angewendeten Technologien, des Anlagenparks, der Verteilnetzsysteme und der Verrechnungsstruktur entwickelt.

Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen (z. B. Ökostromgesetz, Deponieverordnung, Liberalisierung des Energiemarkts, Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise) haben in den letzten Jahren eine Veränderung des Kraftwerksparks bewirkt: Neue Abfallverbrennungsanlagen wurden in Wels und Wien gebaut; in Linz und Salzburg wurden anstatt bestehender Anlagen hoch effiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), in Linz, Linz und Wien neue Biomasse-KWK-Anlagen errichtet. Ebenso wurde eine Veränderung des eingesetzten Brennstoffmixes bewirkt: In KWK-Anlagen, welche sowohl mit Heizöl als auch mit Erdgas betrieben werden können, besteht ein Trend zum Einsatz von Erdgas; in Kondensationskraftwerken wird vermehrt Kohle eingesetzt; in diesen Kraftwerken gewinnt auch die Co-Feuerung von Biomasse (gefördert durch die „Umweltförderung im Inland“ und das Ökostromgesetz) an Bedeutung. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Strom, der damit verbundenen Preise und von Förderungen werden Feuerungsanlagen vorwiegend stromgeführt betrieben.

Die österreichische Klimastrategie sieht zur Reduktion der Treibhausgase im Raumwärmebereich Maßnahmen wie thermische Gebäudesanierung, Effizienzanehebung bei Einzelheizungen zur Reduktion der spezifischen Emissionen (z. B. durch Brennwertgeräte und moderne Gaskessel) und Umstieg auf Biomasseheizungen vor. Dem Ausbau der Fernwärmeversorgung wird in der österreichischen Klimastrategie eine wesentliche Bedeutung zugemessen.

Ab dem Jahr 2005 unterliegen alle Feuerungsanlagen – ausgenommen Abfallverbrennungsanlagen – mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 20 MW (einschließlich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung) dem EU-Emissionshandel. Die vom Emissionshandel betroffenen Anlagen bekommen eine bestimmte Menge an Gratiszertifikaten pro Jahr zugeteilt, Überschüsse können am Markt verkauft werden, Fehlbeträge müssen vom Unternehmen zugekauft werden.

Daher besteht ein Spannungsfeld zwischen betriebswirtschaftlichen Interessen (Steigerung des Absatzes von Strom- und Fernwärme, Minimierung der Grenzkosten) und den für die Erreichung des Klimaschutz-Zieles notwendigen Maßnahmen im Fernwärme- und Raumwärmebereich.

Die Studie zeigt unter anderem Möglichkeiten auf, wie ein Ausbau der Fernwärmeversorgung innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen erfolgen kann. Zusätzlich wird dargestellt, welche Emissionsreduktionen durch die Substitution von Energieträgern im Haushalts- und Dienstleistungsbereich erzielt werden können. Allerdings werden auch Bedingungen beschrieben, unter denen eine zentrale Versorgung mit Fernwärme insgesamt zu einer Emissionserhöhung führen kann.

Das Optimierungspotenzial der Fernwärmeversorgung wird abgeschätzt.

Nah- und Fernwärmeversorgung in Österreich

In Österreich wurden im Jahr 2003 ca. 12.700 GWh Fernwärme erzeugt, damit wurden 17 % aller Wohnungen mit Wärme versorgt. Die Struktur des Brennstoffeinsatzes stellte sich 2003 folgendermaßen dar (bezogen auf den Umwandlungsausstoß): 51 % Erdgas, 23 % erneuerbare Energieträger, 14 % Öl, je 6 % Kohle und Abfall.

Der Anteil von KWK-Anlagen an der Fernwärmeerzeugung betrug im Jahr 2003 österreichweit rd. 72 %, der Anteil von Biomasse-Heizwerken ca. 22 %, der Rest entfiel auf Spitzenlastkessel und andere Anlagen (STATISTIK AUSTRIA 2005, FGW 2004).

Die in dieser Studie betrachteten Fernwärmesysteme setzten zusammen im Jahr 2003 ca. 7.300 GWh Fernwärme ab (entsprechend 57 % der gesamtösterreichischen Fernwärmeabgabe). Der (temperaturbereinigte) Fernwärmeabsatz ist in den letzten Jahren in Österreich nur mehr leicht angestiegen (siehe Abbildung A).

Für Österreich wird in der WIFO-Energieprognose ein starker Zuwachs der Fernwärmeabgabe prognostiziert (plus 320 GWh/a). Dieser soll zu ca. zwei Dritteln aus Biomasse-Heizwerken, Biomasse-KWK-Anlagen und Abfallverbrennungsanlagen und zu ca. einem Drittel (120 GWh/a) aus fossilen KWK-Anlagen bereitgestellt werden.

Auch die Betreiber der betrachteten Systeme rechnen in den nächsten Jahren wieder mit einem stärkeren Zuwachs als zuletzt (insgesamt plus 220 GWh/a). Unter Berücksichtigung des Anlagenparks dieser Systeme wird abgeschätzt, dass rund 60 % dieses Zuwachses durch fossile KWK-Anlagen abgedeckt wird.

Die Entwicklung sowie verschiedene Prognosen des Fernwärmeabsatzes sind in Abbildung A dargestellt.¹

¹ Die in dieser Studie verwendeten Prognoseergebnisse stellen den Wissensstand des Jahres 2006 dar. Aktuellere Prognosen können im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

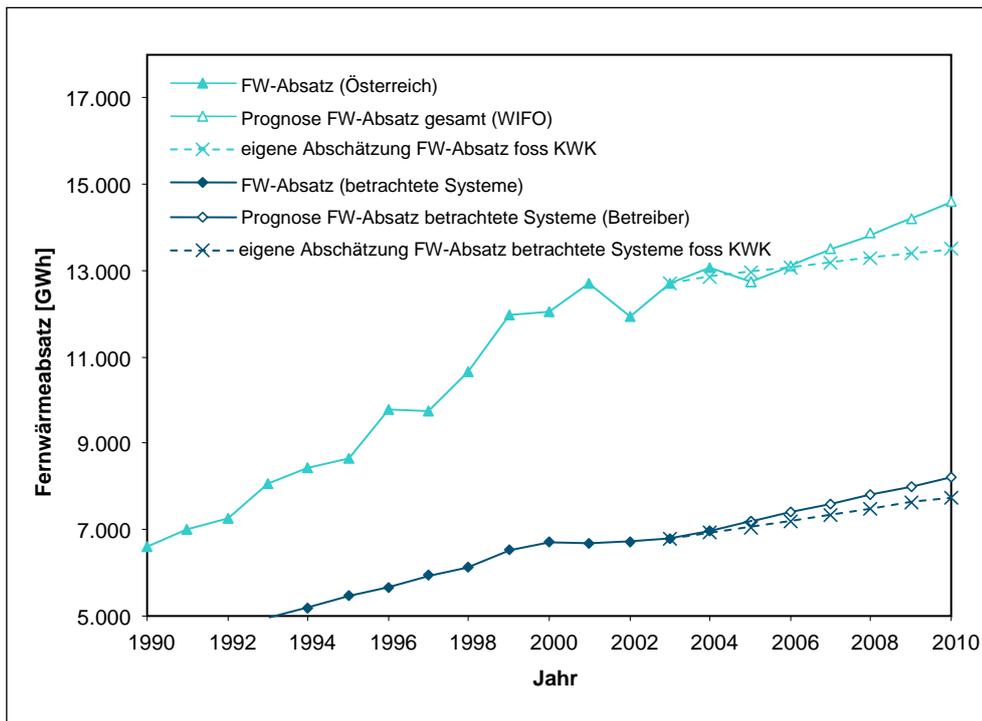


Abbildung A: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Österreich bis 2004 – bereinigt nach Heizgradtagen (STATISTIK AUSTRIA 2005, NETZBETREIBER 2005); sowie Prognose 2004 – 2010 (NETZBETREIBER 2005, eigene Abschätzung auf Basis WIFO-Energieprognose).

Anmerkung:

Unter fossilen KWK-Anlagen werden in dieser Studie Anlagen zusammengefasst, in welchen vorwiegend Brennstoffe fossilen Ursprungs (Kohle, Öl, Gas) eingesetzt werden; Abfallverbrennungsanlagen werden in dieser Studie als eigene Anlagenkategorie geführt.

Umwelt- und energierelevante Aspekte der Fernwärmeversorgung

Zur Darstellung der Energieeffizienz und des Potenzials des Gesamtsystems „Fernwärmeversorgung“ hinsichtlich der Emissionsreduktion werden die Schritte Erzeugung, Verteilung und Nutzung untersucht.

Erzeugung

Energieeffizienz der Einzelanlagen und des Anlagenverbundes

Heißwasserkessel werden in großen Netzen als Spitzenlastkessel eingesetzt, in kleinen Netzen (insbesondere in Nahwärmenetzen) dienen sie der Abdeckung des gesamten Wärmebedarfs. In diesen Anlagen findet eine Umwandlung der Brennstoffenergie ausschließlich in Wärme statt, es wird kein elektrischer Strom produziert. Die erzielbare Brennstoffnutzung liegt bei 90 bis maximal 94 %.

KWK-Anlagen sind für die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme ausgelegt. Man unterscheidet KWK-Anlagen mit Stromverlust (Wärmeauskopplung variierbar, Betrieb im Kondensationsbetrieb möglich) und solche ohne Stromverlust (Verhältnis der Strom- zur Wärmeproduktion nicht variierbar, kein Kondensationsbetrieb möglich). Die Brennstoffnutzung moderner KWK-Anlagen liegt im Koppelbetrieb zwischen 75 und 90 %. Neben der Brennstoffnutzung ist die Stromkennzahl – das ist das Verhältnis der Nettostromerzeugung zur ausgekoppelten Wärme – eine wichtige Kenngröße bei KWK-Anlagen.

In Abfallverbrennungsanlagen werden aufgrund der niedrigeren Dampfparameter geringere Wirkungsgrade erzielt. Wärmegeführte Abfall-KWK-Anlagen haben Brennstoffnutzungsgrade von bis zu 80 %; bei reiner Stromgewinnung betragen diese bei den üblichen Dampfparametern allerdings nur ca. 20 %.

Die Nutzung industrieller Abwärme aus industriellen Verbrennungsanlagen oder Prozessen stellt eine sehr wirksame Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz eines Fernwärmesystems dar.

Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen werden im Anlagenverbund zusammengeschlossen. Das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Art und Größe ist ein wichtiges Kriterium für die Versorgungssicherheit und für die Effizienz der Fernwärmeversorgung.

Eine hohe Energieeffizienz des gesamten Anlagenverbundes wird dann erreicht, wenn zumindest die großen Anlagen dauerhaft unter den auslegungsgemäßen Vollastbedingungen betrieben werden. Ein Nachfahren der Lastspitzen durch große Anlagen geht mit Wirkungsgradverlusten einher, welche je nach Anlage einige Prozent betragen können. Jeder Abstell- und Anfahrvorgang einer Großanlage ist mit Brennstoffverlusten verbunden, z. B. beläuft sich der Brennstoffbedarf für das Anfahren eines Kohlekraftwerkes auf das Äquivalent von drei bis vier Vollaststunden.

Die Entscheidung über den Einsatz der einzelnen Anlagen im Verbundsystem sowie der Betriebsführung der KWK-Anlagen (strom- oder wärmegeführt bzw. gekoppelte Erzeugung oder reine Verstromung) wird aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen getroffen. Die treibenden Parameter sind dabei die Gestehungskosten für die Stromerzeugung im Vergleich zu den jeweiligen Marktpreisen für Strom (Base- und Peakpreise). In die Gestehungskosten fließen Faktoren wie z. B. Anlagenart, Technologie, Alter, eingesetzte Brennstoffe (und Abfälle), Zertifikatspreise sowie Förderungen ein.

Betriebswirtschaftliche Optimierungen bedingen derzeit einen häufigen Wechsel der Lastbedingungen und ein oftmaliges An- und Abfahren auch von Großanlagen. Diese Anlagen werden unter Umständen bis zu 50 % der jährlichen Betriebszeit unter Teil- oder Mindestlast betrieben.

Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die in den betrachteten Systemen eingesetzten Heißwasserkessel (Heizwerke) wiesen im Jahr 2003 Brennstoffnutzungen zwischen 78 und 94 % auf. Der Anteil der Spitzenlastkessel an der Wärmebereitstellung lag zwischen 3 und 9 %.

Die betrachteten KWK-Anlagen erzielten Brennstoffnutzungen von 48 bis 87 %. Die im Vergleich zur Auslegung niedrigeren Brennstoffnutzungsgrade ergeben sich dadurch, dass Anlagen zum Teil im Kondensationsbetrieb oder unter Teillast gefahren werden oder dass das Potenzial der Wärmeabgabe nicht voll ausgeschöpft wurde. In den Ballungsgebieten wird der weitaus größte Teil der Fernwärme in KWK-Anlagen erzeugt (siehe Tabelle A).



Tabelle A: Anteil der aus KWK-Anlagen ausgekoppelten Fernwärme.

Fernwärmenetz	Anteil
Wien ¹⁾	90 %
Großraum Graz	91 %
Linz	keine Angabe
Salzburg	96 %
Wels	92 %
Lienz	48 %

¹⁾ Die Verbrennungsanlagen des Werkes Simmeringer Haide produzieren Strom ausschließlich für den Eigenbedarf.

Die stromgeführten Anlagen der Energieversorgungsunternehmen werden gemäß den jeweiligen Strom- (Peak- und Basepreise) und Brennstoffpreisen eingesetzt. In die Kostenkalkulationen fließen seit 2005 auch die CO₂-Zertifikatspreise ein. Dies führt dazu, dass das Kriterium „energieeffiziente Fahrweise“ im Kondensationsbetrieb weiter an Bedeutung verliert. Große (KWK-)Anlagen werden derzeit in Zeiten hoher Strompreise „strommaximiert“ betrieben, in Zeiten niedriger Preise (z. B. Wochenende, Nachtstunden) unter Teillast gefahren, die Anzahl der Abfahrvorgänge wird aus technischen Gründen gering gehalten. Im Teillastbetrieb sinkt aber der Wirkungsgrad (je nach Anlage) beträchtlich.

Der für die Erfüllung von Wärmelieferverträgen notwendige Betrieb überlagert die oben beschriebene Fahrweise. Allerdings sind die Erlöse aus dem Fernwärmeverkauf derzeit zu gering, um eine effizienzorientierte Fahrweise zu bewirken.

Bei wärmegeführten Anlagen wird Dampf vorwiegend dann kondensiert, wenn die tagsbedingten Lastschwankungen der Wärmenachfrage ausgeglichen werden müssen.

Bei Anlagen, die aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Dampfparameter (z. B. Abfallverbrennungsanlagen, Biomasseanlagen) geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, entspricht die gekoppelte Produktion von Wärme dem Stand der Technik (siehe z. B. BAT-Dokument "BAT for Waste Incineration"; Europäische Kommission 2005). In Österreich wird aber der Energieinhalt des Abfalls (bis auf einige Anlagen im Wiener Raum und an industriellen Standorten) nur zur Stromproduktion verwendet. Von den Wiener Abfallverbrennungsanlagen liefert nur die Müllverbrennungsanlage (MVA) Spittelau Strom aus der gekoppelten Produktion ans Netz, die anderen beiden Anlagen produzieren nur Strom für den Eigenbedarf (mit Auskoppelung von Wärme, Werk Simmeringer Haide) oder nur Wärme (MVA Flötzersteig).

Die beiden Linien der Welser Abfallverwertung (WAV) speisen nicht in das Welser Fernwärmenetz ein, obwohl dies technisch möglich wäre (Wissensstand des Jahres 2006). Die beiden Abfallverbrennungsanlagen könnten theoretisch den Großteil der Grund- und Mittellast für das Welser Netz abdecken.

Ebenso wird feste Biomasse (hauptsächlich als Folge des Ökostromgesetzes (BGBl. I Nr. 149/2002), welches bisher für bestehende Anlagen eine Auskoppelung von Wärme nicht förderte bzw. auch kein entsprechendes Effizienzkriterium von geförderten Anlagen verlangte) vorwiegend verstromt.

In der Ökostromgesetz-Novelle 2006 (BGBl. I Nr. 105/2006) ist allerdings für bestehende Anlagen eine kombinierte Unterstützung für elektrische Energie und Wärme vorgesehen, wenn das bisherige maximale Förderausmaß der Anlage nicht über-

schritten wird. In der Novelle wurde außerdem für neue Biomasseanlagen ein Effizienzkriterium (Brennstoffnutzung von mindestens 60 %) festgelegt. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Novelle auf den Betrieb einzelner Biomasse-Heizkraftwerke auswirken wird.

Im Nahbereich jedes großen Fernwärmesystems werden große Industrieanlagen mit Potenzial zur Abwärmebereitstellung (z. B. Wien – OMV; Linz – VOEST; Graz – SAPPI, Marienhütte) betrieben. Diese speisen z. T. auch in die Fernwärmenetze ein. Der Anteil der Abwärme aus industriellen Prozessen oder industriellen KWK-Anlagen beträgt in Wien ca. 8 % (größtenteils OMV), in Graz ca. 5 % und in Salzburg ca. 0,5 %. Diese Form der Wärmebereitstellung hat noch Ausbaupotenzial.

Berechnungsmethoden für die Energieeffizienz

Um einen Vergleich verschiedener Anlagen zu ermöglichen, werden in dieser Studie Wirkungsgrade abgeschätzt. Dazu wird zum einen die Brennstoffmehrbedarfsmethode herangezogen, zum anderen werden Äquivalenzfaktoren verwendet. Die angewendeten Methoden beeinflussen das Ergebnis der Berechnungen sehr stark.

Eingesetzte Brennstoffe und Abfälle

Ein weiterer wichtiger umweltrelevanter Faktor ist der eingesetzte Brennstoff. Die fossilen Energieträger weisen beträchtliche Unterschiede in ihrer Kohlenstoffintensität auf: Erdgas weist einen Emissionsfaktor von 55,4 t CO₂/TJ (entsprechend 0,199 t/MWh) auf, der entsprechende Wert liegt im Fall von Heizölen zwischen 75 und 80 t CO₂/TJ (0,270–0,288 t/MWh) und bei Steinkohle je nach Qualität bei ca. 95 t CO₂/TJ (0,342 t/MWh). Für Abfall wird in Abhängigkeit vom biogenen Anteil und vom Heizwert ein Emissionsfaktor zwischen 0 und weit über 100 t CO₂/TJ ausgewiesen. Biomasse wird als CO₂-neutral bewertet.

Die Nutzung von Abwärme aus einem industriellen Prozess verursacht in der Regel keine zusätzlichen Emissionen. Grundsätzlich ist daher die Einbindung dieser Abwärme im Sinne einer energieeffizienten Fernwärmeproduktion anzustreben. Probleme können sich ergeben, wenn Angebot und Nachfrage zeitlich nicht übereinstimmen und wenn die Verfügbarkeit der industriellen Abwärme nicht garantiert werden kann.

Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die Versorgung im Fernwärmenetz der Linz AG beruhte im Jahr 2003 auf Erdgas und Heizöl schwer, die Welser Fernwärmeversorgung zur Gänze auf Erdgas.

In Wien werden neben Erdgas als Hauptbrennstoff auch Heizöle, Raffineriemischgas und flüssige Rückstände (Heizkraftwerke der OMV) sowie Abfälle eingesetzt.

In Salzburg wurden 2003 jeweils ca. zur Hälfte Heizöl und Erdgas zur Fernwärmeproduktion eingesetzt. Der Anteil der industriellen Abwärme machte weniger als 1 % aus. Mit der Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasser werden in den kommenden Jahren die Voraussetzungen für eine verstärkte Nutzung von Abwärme geschaffen.



Der überwiegende Anteil der Fernwärme in Graz kommt aus Kohle- und Ölkraftwerken, Erdgas hat derzeit eine untergeordnete Bedeutung. Zusätzlich wird industrielle Abwärme genutzt. In Summe wurden im Großraum Graz im Jahr 2003 58 % der Fernwärme mit Kohle, 20 % mit Erdgas, 18 % mit Erdöl, 4 % durch industrielle Abwärme und 0,1 % durch Solarwärme erzeugt.

Im Jahr 2003 kamen Biomasse-KWK-Anlagen in den untersuchten Netzen nur in Linz zum Einsatz (allerdings mit sehr geringer Stromkennzahl). Daneben wurde auch ein Biomasse-Heißwasserkessel betrieben. Ende 2005 wurde das Biomassekraftwerk Linz mit einem weiteren Biomassekessel erweitert. In Linz stammte 2003 beinahe die gesamte Wärmeproduktion aus Biomasse-Anlagen. Der ölbefeuerte Spitzenkessel (mittlerweile gibt es zwei davon) und eine Solaranlage trugen ca. 2 % zur Wärmeerzeugung bei.

Die neue Biomasse-KWK-Anlage in Linz ist als Grundlastanlage ausgelegt. Die Anlage soll mehr als 6.800 h im KWK-Betrieb (thermische Leistung: 21 MW) gefahren werden und 15–17 % der Wärmeproduktion bereitstellen.

Die geplante Biomasse-KWK-Anlage in Wien wird hingegen vorwiegend als Kondensationsanlage betrieben, da einerseits das Ökostromgesetz (BGBl. I Nr. 149/2002) ausschließlich die Stromproduktion fördert und andererseits mittelfristig ein Wärmeüberschuss aus der Abfallverbrennung vorhanden ist. Für den Betrieb im KWK-Modus sind lediglich 2.500 h/a (von insgesamt 8.000 h/a) vorgesehen. Diese Anlage wird bei dieser Fahrweise nur einen geringen Anteil zur Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen im Wiener Fernwärmenetz liefern. Dieser Anteil könnte bei emissionsoptimierter Fahrweise mehr als verdreifacht werden. Zur Zeit der Berichtlegung kann nicht abgeschätzt werden, inwieweit die Novelle des Ökostromgesetzes 2006 Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage haben wird.

Die im Verhältnis zur Wärmeproduktion großen Erlöse für die Stromproduktion aufgrund der bestehenden Ökostromförderung führen zu geringen Brennstoffnutzungsgraden von bestehenden Biomasse-KWK-Anlagen, da diese großteils im Kondensationsmodus betrieben werden. Für neue Anlagen wurde in der Ökostromgesetz-Novelle 2006 ein Brennstoffnutzungsgrad von > 60 % als Kriterium für die Förderung festgelegt.

Generell leisten Biomasse-KWK-Anlagen in großen Ballungsgebieten aufgrund der im Vergleich zur gesamten installierten Leistung geringen thermischen Leistung nur einen geringen Beitrag zur Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen des Systems (z. B. Wien). Zusätzlich sind die Transportemissionen bei großen Anfahrtswegen aufgrund der geringen Energiedichte nicht zu vernachlässigen.

Verteilung

Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz

Eine Unterteilung in ein Primär- und ein Sekundärnetz hat den Vorteil, dass im Primärnetz große Wärmemengen rasch über größere Distanzen transportiert werden können, während im Sekundärnetz eine relativ verlustarme Verteilung in lokalen Gebieten erfolgt. Dieses Konzept wird in Österreich ausschließlich in Wien verfolgt.

Betriebsführung des Verteilnetzes

Eine aktive Betriebsführung, bei der auf Basis von Wetter- und Bedarfsprognosen im Vorhinein durch entsprechende Maßnahmen (z. B. Anhebung der Vorlauftemperatur) auf Bedarfsspitzen reagiert wird, weisen alle untersuchten Systeme auf.

Speicherkonzept

Die Nutzung eines Warmwasserspeichers hat mehrere Vorteile:

- Die Erzeugungsanlagen können unter konstanten Lastbedingungen gefahren werden, der Teillastbetrieb kann reduziert werden. Dies führt zu höheren Brennstoffnutzungsgraden.
- Der Einsatz von Spitzenlastkesseln kann reduziert und somit Brennstoff eingespart werden.
- Ein wesentlicher Nutzen für den Betreiber ergibt sich auch dadurch, dass bei hohen Strompreisen die GuD-Anlagen im Kondensationsmodus betrieben werden können, während der Fernwärmebedarf aus dem Speicher gedeckt wird.

In Linz wird zur Speicherung der Wärme ein druckloser Wärmespeicher mit einem Speichervermögen von 1.300 MWh verwendet. Auch in anderen Städten wird dieses Konzept der kurzzeitigen Wärmespeicherung verfolgt. In Wels wird ein Wasserwärmespeicher mit einem Speichervermögen von 250 MWh zur Abdeckung der Morgenspitzen eingesetzt; in Lienz steht seit Oktober 2005 ein 350 m³-Pufferspeicher (ca. 15 MWh) zur Verfügung. Zur besseren Ausnutzung der Wärmeerzeuger und zur Verringerung der Anzahl an Kesselstarts wurde in Graz beim Fernheizkraftwerk (FHKW) Graz ein ehemaliger Öltank zu einem Wärmespeicher mit einem Speichervermögen von ca. 100 MWh umgebaut und in Betrieb genommen.

Minimierung der Verteilungsverluste

Eine hohe Wärmebelegung ermöglicht es, Fernwärmenetze mit vergleichsweise geringen Verlusten zu betreiben. In weniger dicht besiedelten Gebieten ohne eine große Anzahl von Großabnehmern kann die Fernwärmeversorgung nicht so effizient erfolgen wie in Ballungszentren. Dampfnetze haben gegenüber Heißwassernetzen bedeutend höhere Verluste und sind daher wesentlich ineffizienter als Heißwassernetze.

Im Sommerbetrieb weisen die Fernwärmenetze wesentlich größere Verluste auf als im Winter. Zwar kann hier die Vorlauftemperatur deutlich abgesenkt werden, allerdings ist die Wärmeabnahme deutlich geringer, wodurch sich die prozentuellen (relativen) Netzverluste erhöhen. Dennoch ist ein Betrieb der Netze im Sommer sinnvoll, da im Allgemeinen die spezifischen Emissionen bei Fernwärmesystemen trotz der (relativ) höheren Verluste niedriger sind als z. B. bei der Warmwasserbereitung mit Elektroboilern. Durch den Ersatz von Elektroboilern zur Warmwasserbereitung kann die Fernwärmeabgabe im Sommer gesteigert werden, wodurch die (relativen) Netzverluste geringer werden.

Eine große Temperaturspreizung bewirkt eine geringere Rücklauftemperatur sowie eine größere Wärmeabgabe beim Kunden bei gleicher Durchflussmenge, was zu Einsparungen an Pumpstrom führt.

Durch eine effiziente Isolierung und Vermeidung bzw. rasche Behebung von Leckagen in den Rohren, können die thermischen Verluste beim Transport minimiert werden.



Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die Verteilungsverluste der betrachteten Fernwärmenetze in Österreich sind stark unterschiedlich und bewegen sich im Jahresdurchschnitt in einem Bereich von 7 bis knapp 20 %. Netze wie das der Fernwärme Wien und das der Linz Gas/Wärme GmbH mit einer sehr hohen Wärmebelegung ($> 4.000 \text{ MWh/km}$) weisen Verluste im einstelligen Bereich auf.

Das Netz der Energie Graz weist zwar in der Stadt auch relativ geringe Verluste von 10 % auf, allerdings kommen hier weitere Verluste entlang der Fernwärmeleitung Mellach – Graz von knapp 2,5 % hinzu.

Das Netz der Salzburg AG, welches als einziges noch (Stand 2003) größtenteils mit Dampf und nicht mit Heißwasser betrieben wird, weist die größten Verluste auf (knapp 20 %). Hier wurde aber bereits mit Verbesserungsmaßnahmen begonnen: Das Dampfnetz wird ab 2005 bis voraussichtlich 2010 auf Heißwasserbetrieb umgestellt; die alten Dampfleitungen (Haubenkanalleitungen) sollen in den nächsten 20 Jahren schrittweise durch Kunststoffmantelrohrsysteme ersetzt werden.

Das Netz der Stadt Liez ist mit Abstand das kleinste der betrachteten Fernwärmesysteme und weist auch die bei weitem niedrigste Wärmebelegung auf (ca. 1.400 MWh/km), wodurch die vergleichsweise sehr hohen Netzverluste von knapp 15 % erklärt werden können.

Die Netze aller betrachteten Städte werden auch im Sommer betrieben, um einen Teil der Kunden mit Warmwasser zu versorgen, allerdings wird die Fernwärmeleitung Mellach – Graz in den Sommermonaten nicht genutzt. Daher werden auch die kleineren Netze der Steirischen Gas-Wärme GmbH im Süden von Graz nicht mit Wärme versorgt.

Nutzung

Je größer der Anteil verbrauchsabhängiger Kosten, desto größer ist der Anreiz für den Verbraucher, Energie sparsam einzusetzen. Die Gewährung von Rabatten, nach Abnahmemenge gestaffelte Tarife oder etagenweise bzw. pauschalierte Abrechnungen sind für Energiesparmaßnahmen kontraproduktiv. Das Ausmaß der Sensitivität der Kunden für die Preisgestaltung ist allerdings individuell sehr unterschiedlich.

Eine wichtige Maßnahme zur Senkung des Verbrauches ist die Optimierung des Anschlusswertes der Fernwärmeversorgung. Die leistungsabhängigen Kosten für den Verbraucher sind vom Verrechnungsanschlusswert abhängig. Der Verrechnungsanschlusswert kann durch optimale Einstellung der Regelung der Hausübergabestationen, maximale Ausnutzung der Temperaturspreizung (Verhältnis von Vorlauf- zu Rücklauf-temperatur), durch Vermeidung von Verbrauchsspitzen sowie durch Reduktion des Gesamtverbrauches (z. B. durch Dämmung der Fassade) reduziert werden.

Die Vorteile einer Optimierung des Verrechnungsanschlusswertes liegen für den Erzeuger und den Verteiler in einer Reduktion der Netzverluste und des Pumpstrombedarfs sowie in einer Vermeidung von Spitzen, wodurch insgesamt Brennstoff eingespart werden kann.

Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die Tarifgestaltung der Fernwärme Wien sieht je nach Einstufung des Kunden unterschiedliche Preise vor. Für Großkunden (42 % der Wärmeabnahme im Wiener Fernwärmenetz) setzt sich der Tarif aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis zusammen; diese beiden Preise ergeben einen kundenspezifischen Mischpreis. Der Leistungspreis wird aufgrund der Einstellung der Hausanlage, der Arbeitspreis aufgrund des Verbrauchs verrechnet.

Für Haushaltskunden setzt sich der Preis aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis zusammen. Der Grundpreis stellt Fixkosten dar, die von der Objektgröße abhängen, der Arbeitspreis richtet sich nach dem Verbrauch. Dieses Tarifmodell bezieht sich nur auf den Raumwärmeverbrauch der Wohnungskunden und betrifft somit rund 22 % der Wärmeabnahme. Das Warmwasser dieser Kunden (rund 8 % der Wärmeabnahme) wird rein nach Verbrauch verrechnet.

Abnehmer, die nach Bund- und Gemeindetarifen abgerechnet werden, welche nur aus einem Arbeitspreis bestehen, nutzen 28 % der Wärme des Wiener Fernwärmenetzes.

Bei der Wärmeabrechnung der Linz AG gibt es je Anschlussobjekt einen Leistungspreis und einen Messpreis sowie einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis. Die Heizkostenabrechnung erfolgt bei ca. 23.000 Wohnungen – somit knapp 60 % der versorgten Wohnungen – durch die Linz AG, bei den Wohnungsgenossenschaften bzw. Eigentümern wird die Aufteilung der Heizkosten selbst durchgeführt.

Im Fall der anderen Systeme liegen dem Umweltbundesamt keine Informationen über die genauen Abrechnungsmodalitäten vor.

Regelmäßige Wartungen der Hausanlagen sowie Anpassungen der eingestellten Leistungen (z. B. nach Wärmedämmungsmaßnahmen) werden von allen betrachteten Fernwärmeunternehmen in unterschiedlichem Ausmaß durchgeführt. Auf Wunsch des Kunden wird die Anschlussleistung überprüft.

Wärmeabsatz im Sommer

Fernkälte

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Wärmeabgabe im Sommer stellt die Verwendung von Fernwärme zur Raumklimatisierung dar, was in so genannten Absorptionskältemaschinen durch einen „thermischen Verdichter“ geschieht. Es handelt sich dabei um eine relativ neue Technologie, die noch nicht weit verbreitet ist.

Aus Sicht des Umweltschutzes ist anzumerken, dass zur Senkung der Raumtemperatur im Sommer vorrangig bautechnische Maßnahmen getroffen werden sollten und auf diese Weise primär der Kühlbedarf gesenkt werden sollte. Erst nach Ausschöpfen diesbezüglicher Möglichkeiten sollte die Option einer Kältemaschine in Betracht gezogen werden.

Dem geringeren Stromverbrauch von einstufigen Absorptionskältemaschinen steht ein hoher Wärmebedarf gegenüber, so dass der gesamte Energieverbrauch der einstufigen Absorptionskältemaschine fast zehnmals höher als der von Kompressionskältemaschinen ist. Daher ist derzeit der Einsatz von Absorptionskältemaschinen nur bei Fernwärmenetzen mit sehr niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen, die nur mit einem hohen Anteil an Abwärme erreicht werden können, sinnvoll.

Zurzeit gibt es in Österreich nur Pilotprojekte zur Fernkälteerzeugung.



Abdeckung des Warmwasserbedarfs

In der Regel ist es sinnvoll, mittels Fernwärme sowohl den Raumwärme- als auch den Warmwasserbedarf zu decken. Zum einen wird dadurch die Brennstoffnutzung der Erzeugungsanlagen erhöht, die bestehende Infrastruktur (Transportleitung; Übergabestation) genutzt und der Einbau zusätzlicher Systeme zur Bereitstellung von Warmwasser vermieden. Zum anderen kommt es zu einer weiteren Energieeinsparung – insbesondere wird durch den Ersatz von Elektroboilern Strom gespart.

Falls sich die Netzverluste von kleineren Fernwärmenetzen nicht reduzieren lassen, sollten sie im Sommer komplett abgestellt werden (dies betrifft v. a. Biomasse-Nahwärmeanlagen). Der Warmwasserbedarf sollte hier nach Möglichkeit „stromlos“ gedeckt werden (z. B. solarthermisch).

Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Der Anteil der Wohnungskunden, der den gesamten Wärmebedarf durch Fernwärme abdeckt, liegt in Wien bei ca. 200.000 Wohnungskunden (ca. 80 % gemessen an der Gesamtkundenzahl). Dies entspricht einer abgeschätzten Wärmeabgabe von ca. 40 MW, die gesamte Wärmeabgabe (Wohnungskunden und Großkunden) liegt im Sommer bei rund 160 MW am Tag und bei 120 MW in der Nacht.

In Salzburg werden ca. 40 % der Kunden sowohl mit Raumwärme als auch mit Warmwasser versorgt. In Lienz beziehen ca. 375 von ca. 600 Anlagen, in Wels 591 von 819 Anlagen Fernwärme nur für die Abdeckung des Raumwärmebedarfs, der Anteil der Wohnhäuser an der Gesamtzahl der Anlagen ist nicht bekannt.

Die kleineren Netze im Süden von Graz werden im Sommer nicht mit Wärme versorgt. Die Warmwasserbereitung erfolgt hier in der Regel durch Elektroboiler. Von den anderen Städten liegen diesbezüglich keine genauen Angaben vor.

Unter der Annahme eines Elektroboiler-Anteils von 100 %, eines Wirkungsgrades von Elektroboilern von 90 % und von Netzverlusten für den Stromtransport von 6 % wird das Reduktionspotenzial, welches sich durch die Bereitstellung des gesamten Warmwasserbedarfs der derzeit an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte durch Fernwärme ergibt, mit rund 64.000 t CO₂/a abgeschätzt.

Faktoren hinsichtlich der CO₂-Reduktion der Fernwärmeversorgung

Die Auswirkungen der Parameter

- (Wärme)wirkungsgrade,
- Netzverluste,
- Emissionsfaktor der Stromerzeugung,
- Emissionsfaktor des „Fernwärmebrennstoffmixes“

auf die spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung (bezogen auf Nutzenergie) wurden beispielhaft an drei verschiedenen Systemen untersucht:

1. Fernwärmesystem mit ganzjähriger Wärmeversorgung für Heizung und Warmwasser,
2. Fernwärmesystem mit ganzjähriger Wärmeversorgung für Heizung, Warmwasserbereitung mittels Elektroboiler,
3. „Kleinanlagen“ (Einzelfeuerung/Zentralheizung, wie z. B. eine Gastherme) zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme.

Aus den Ergebnissen können folgende generelle Aussagen abgeleitet werden:

- Die Berechnungsmethode beeinflusst sehr stark die Untersuchungsergebnisse und muss daher immer in transparenter Weise dokumentiert werden.
- Ein hoher (Wärme)wirkungsgrad ist sowohl bei der Fernwärmeerzeugung als auch bei den Kleinanlagen (HH, DL) von essenzieller Bedeutung für eine emissionsarme und ressourcenschonende Wärmeversorgung.
- Ein merkbarer Reduktionseffekt durch die Fernwärmeversorgung ergibt sich erst ab einem (Wärme)wirkungsgrad von deutlich über 100 % (unabhängig von der Berechnungsmethode). Dies führt dazu, dass Heißwasserkessel bei gleicher Brennstoffart keinen CO₂-Reduktionseffekt im Vergleich zu Kleinanlagen (HH, DL) aufweisen. Hausmüllverbrennungsanlagen², in denen ausschließlich Wärme erzeugt wird, erzielen gegenüber gas- und ölbefeuerten Kleinanlagen keine Emissionsminderung (bei den klassischen Luftschadstoffen jedoch schon).
- Gut ausgelegte und betriebene Erdgas-GUD-Anlagen erreichen sehr hohe Wärmewirkungsgrade bis zu 330 % (Berechnung nach der Brennstoffmehrbedarfsmethode), bzw. Wirkungsgrade von 130 % (Berechnung anhand von Äquivalenzfaktoren).
- Bei hohen (Wärme)wirkungsgraden und geringen Kohlenstoffintensitäten der eingesetzten Brennstoffe haben KWK-Anlagen wesentlich geringere spezifische CO₂-Emissionen als Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich. Bei diesen Systemen führt daher die Fernwärmeversorgung zu erheblichen Emissionsreduktionen. Die Methode zur Wirkungsgradberechnung wirkt sich allerdings deutlich auf das berechnete Einsparungspotenzial aus. Kohle-KWK erzielen im Allgemeinen keine Reduktion gegenüber den Kleinanlagen.
- Biomasseheizwerke und Biomasse-KWK-Anlagen sind CO₂-neutral und erzielen gegenüber den Kleinanlagen den vollen Reduktionseffekt.
- Erdgas-GUD-Anlagen führen in Ballungsgebieten (wenn hauptsächlich Gas und Öl substituiert wird) zu deutlichen Emissionsminderungen gegenüber Kleinanlagen.
- Das Potenzial der Fernwärme wird erst durch die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser voll genutzt. Wird Warmwasser durch eigene Systeme (z. B. durch Elektroboiler) bereitgestellt, werden die Vorteile der Fernwärmeversorgung sehr stark gemindert. Bei Anwendung von Äquivalenzfaktoren ist die Warmwasserbereitstellung durch Elektroboiler das System mit den höchsten THG-Emissionen.
- Bei Kleinanlagen ist eine Anpassung der Leistung an den tatsächlichen Energiebedarf eine wesentliche Maßnahme zur Energieeinsparung, da dadurch die Auslastung der Anlagen verbessert und der Brennstoffnutzungsgrad erhöht wird.
- Die Senkung der Netzverluste stellt eine wirksame Maßnahme zur Effizienzsteigerung bei gegebenen Fernwärmesystemen dar (bei einer gesamten Erzeugung von rund 13.000 GWh Wärme bedeutet ein Netzverlust von einem Prozent einen Wärmeverlust von 130 GWh).

² In der österreichischen Luftschadstoffinventur wird für Hausmüll ein Emissionsfaktor von 48 t CO₂/TJ verwendet. Im Vergleich weist Erdgas einen Emissionsfaktor von 55 t CO₂/TJ auf.

Ausbaupotenzial der Fernwärme

Die Ziele Österreichs im Rahmen des Burden Sharings zum Kyoto-Protokoll (Reduktion der Treibhausgasemissionen um 13 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2012; Stand 2003: plus 16,6 %) und der Richtlinie zur Festlegung von nationalen Emissionshöchstgrenzen (NEC-Richtlinie; Zielwert NO_x im Jahr 2010: 103.000 t; Emission im Jahr 2003: 230.000 t) sind nur mit weit reichenden Maßnahmen in allen emittierenden Sektoren zu erreichen³.

Diese Maßnahmen haben aber zum Teil gegenläufige Wirkungen, wie z. B.:

- Die Fernwärmeversorgung bei Haushalten und Gewerbebetrieben führt zu höheren Treibhausgasemissionen der zentralen Erzeugungsanlagen, welche am Emissionshandel teilnehmen. Eine Minderung von Emissionen in anderen Sektoren ist im Rahmen des Emissionshandels aber nicht anrechenbar.
- Der Einsatz von Biomasse kann zu beträchtlichen Einsparungen von CO₂-Emissionen führen, erhöht aber gleichzeitig die Staub- und NO_x-Emissionen. Diese Erhöhung kann aber durch den Einsatz effizienter Rauchgasreinigungssysteme relativ niedrig gehalten werden.

Im Rahmen des Emissionszertifikatgesetzes wurde in Österreich eine nationale Obergrenze hinsichtlich der gesamten CO₂-Emissionen der betroffenen Anlagen festgelegt. Jede einzelne Anlage erhält dabei eine bestimmte Menge an CO₂-Emissionen gratis zugeteilt. Die Berücksichtigung von KWK-Anlagen im Rahmen des Emissionshandels erfolgt derzeit auf Basis von historischen Daten, wobei nicht unmittelbar Anreize bestehen, für Wärmeerzeugung gedachte Zertifikate tatsächlich als solche zu verwenden. In Zeiten hoher Strompreise wird daher aus betriebswirtschaftlichen Interessen die Abgabe von Wärme nach Möglichkeit reduziert werden, bei niedrigen Strompreisen wird die Anlage zurückgefahren oder eventuell ganz abgestellt.

Die Zuteilung der Emissionszertifikate wird für Einzelanlagen erteilt, die effiziente Abdeckung des Fernwärmebedarfs erfordert aber einen abgestimmten Verbundbetrieb. Daher ist eine Bewertung des gesamten jeweils betroffenen Fernwärmenetzes (Ist-Situation und Ausbaupläne) für eine faire Zuteilung von Emissionszertifikaten auf Einzelanlagen notwendig. Eine isolierte Betrachtung von Einzelanlagen könnte damit zu einer Über- bzw. Unterallokation führen.

Zusätzlich sollte das Potenzial zur Wärmeabgabe von Erzeugungsanlagen, welche nicht vom Emissionshandel betroffen sind (z. B. Abfallverbrennungsanlagen) oder keine CO₂-Emissionen verursachen (z. B. Biomasseanlagen) berücksichtigt werden. Bei einer entsprechenden Zuteilung kann die Wärmeabgabe aus diesen Anlagen initiiert oder gefördert werden, wodurch das hohe Reduktionspotenzial dieser Anlagen besser genutzt werden kann.

Durch einen so genannten KWK-Bonus können innerhalb des Emissionshandels Anreize zur Fernwärmeabgabe aus KWK-Anlagen erzielt werden. Der Bonus sollte einerseits zu einer deutlicheren Besserstellung von effizienten KWK-Anlagen gegenüber Kondensationsanlagen führen, andererseits auch nach der Kohlenstoffintensität der eingesetzten Brennstoffe gestaffelt sein.

³ Das Klima- und Energiepaket der EU sieht für Österreich eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch auf 34 % im Jahr 2020 vor. Für den Nicht-EH-Bereich ist eine Emissionsminderung von minus 16 % im Vergleich zu 2005 festgelegt. Die Bewertung des Klima- und Energiepakets ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Eine weitere Differenzierung, z. B. nach Wärmewirkungsgraden und Netzverlusten, wäre denkbar.

Die Fernwärmeauskopplung aus Heißwasserkesseln führt gegenüber Kleinanlagen zu keinen Energieeinsparungen. Daher sollte der in der ersten Zuteilung gewährte Fernwärmebonus nicht mehr angewendet werden.

Der Abwärmebonus für Fernwärme aus industriellen Prozessen, welche nicht mit zusätzlichen Emissionen verbunden ist, sollte erhöht werden.

Prognose und Potenziale des Fernwärmeausbaus

Die Prognose des Fachverbands Gas Wärme geht von einem jährlichen Zuwachs des Nah- und Fernwärmeabsatzes an Endkunden von 1,8 % aus (ca. 235 GWh/a). Die WIFO-Energieprognose aus dem Jahr 2005 prognostiziert im Szenario „Business as usual“ (BAU-Szenario) eine Steigerung des Fernwärmeeinsatzes im Haushalts- und Dienstleistungsbereich von 2.848 GWh im Zeitraum 2003–2012 (ca. 320 GWh/a).

Der Anteil verschiedener Anlagentechnologien am Zuwachs der Fernwärmeaufbringung (diese liegt um rund 10 % höher als der energetische Endverbrauch) wird wie folgt abgeschätzt (BAU-Szenario):

- Biomasse-Heizwerke: ca. 1.000 GWh,
- Biomasse-Heizkraftwerke: ca. 440 GWh (davon etwa 150 GWh im Bereich der Industrie),
- Abfallverbrennungsanlagen (KWK): ca. 590 GWh,
- fossil befeuerte KWK-Anlagen: ca. 1.140 GWh.

In den bestehenden Netzen bestehen durchaus Möglichkeiten, auch unter den gegebenen emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen eine Steigerung des Fernwärmeabsatzes zu erzielen.

Einige der in Folge angeführten Maßnahmen wurden in einigen Netzen bereits verwirklicht, zum Teil gibt es aber noch ein zusätzliches Optimierungspotenzial.

Das technische Potenzial einiger Maßnahmen (zusätzlich zu BAU) wird wie folgt abgeschätzt (Zahlenangaben beziehen sich in Folge auf den Zeitraum 2003 bis 2012 und umfassen ganz Österreich, d. h. sie gehen über die in dieser Studie betrachteten Systeme hinaus):

Verbrauchssenkung

Derzeit werden jährlich 1,0 % der Gebäude saniert; bei den Wohnungen ist die Rate mit 1,3 % pro Jahr etwas höher. Wird davon ausgegangen, dass nach einer thermischen Gebäudesanierung rund 40 % weniger Heizenergiebedarf besteht, würde sich beim gegenwärtigen Trend (BAU-Szenario) somit durch Gebäudesanierungen eine Reduktion des Energieverbrauchs der bestehenden Gebäude im Ausmaß von ca. 400 GWh/a ergeben. Durch weitere Maßnahmen könnte eine zusätzliche Energieverbrauchsreduktion von ca. 175 GWh/a erzielt werden (UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR 2006).



Auch beim Nutzer besteht Potenzial zur Reduktion des Wärmebedarfs, z. B. durch den Einbau von Thermostatventilen, die zu Raumwärmeeinsparungen von ca. 10 % führen können. Daten über den Anteil der mit Thermostatventilen ausgestatteten Haushalte sind nicht verfügbar, er dürfte aber gering sein. Eine Einsparung von 10 % an Nutzenergie bei den mit Fernwärme versorgten Haushalten würde zu einer Reduktion der Wärmeerzeugung von ca. 70 GWh/a führen (UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR 2006).

Nutzung der Abwärme aus Abfallverbrennungsanlagen

Der Evaluierungsbericht der Klimastrategie (UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR 2006) weist das technische Potenzial der zusätzlichen Fernwärme-Auskopplung aller Abfall-KWK-Anlagen in Österreich mit ca. 880 GWh (für den Zeitraum bis 2012) aus.

Nutzung industrieller Abwärme

Anhand der verfügbaren Daten kann das Potenzial nicht abgeschätzt werden.

Abwärme aus Biomasse-KWK

Der Steigerung der Fernwärmeproduktion aus Biomasse-KWK-Anlagen wird auf Basis von Anlagendaten mit 440 GWh abgeschätzt. Durch die Novellierung des Ökostromgesetzes im Jahr 2006, die ein Effizienzkriterium hinsichtlich der Brennstoffnutzung (> 60 %) für Neuanlagen sowie unter bestimmten Voraussetzungen eine Förderung der Wärmeauskopplung von bestehenden Anlagen vorsieht, ist in Hinkunft mit einer stärker steigenden Auskopplung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen zu rechnen. Laut Evaluierungsbericht der Klimastrategie werden dadurch etwa 780 GWh zusätzlich nutzbare Wärme bis 2012 erzeugt (davon etwa 150 GWh im Bereich der Industrie).

Abwärme aus Biomasse-Heizwerken

siehe BAU-Szenario; ein zusätzliches Potenzial kann anhand der Daten nicht abgeschätzt werden.

Minimierung der Netzverluste

Die Reduzierung der Netzverluste um theoretisch 1 % entspricht bei einer Erzeugung von ca. 13.000 GWh einer Einsparung von ca. 130 GWh/a. Die Möglichkeiten, Netzverluste in der Praxis zu reduzieren, hängen von den jeweiligen Gegebenheiten ab. In einigen Netzen ist aber durchaus ein Reduktionspotenzial gegeben.

Minderung der C-Intensität

Die fossilen Brennstoffe unterscheiden sich deutlich in ihrer CO₂-Intensität. Erdgas weist von diesen mit 0,198 t CO₂/MWh den geringsten Emissionsfaktor auf. Heizöl schwer hat einen um 45 % höheren Emissionsfaktor (0,288 t CO₂/MWh), Kohle einen um 73 % höheren (0,342 t CO₂/MWh). Ein Brennstoffwechsel führt daher zu großen Emissionsreduktionen.

Abdeckung von Verbrauchsspitzen

Nach Angaben des Betreibers können z. B. in Linz durch den neuen Wärmespeicher 40 GWh Brennstoff eingespart werden. Auch bei anderen Fernwärmesystemen (z. B. Wels, Graz, Lienz) sind Wärmespeicher vorhanden, das Ausmaß der Brennstoffeinsparung kann aber im Rahmen dieser Studie nicht abgeschätzt werden.

Optimierung von bestehenden Anlagen/Neubau von Anlagen

Eine wichtige Maßnahme stellt die Optimierung von bestehenden Anlagen bzw. der Neubau von Anlagen dar. Beispielsweise liegen die Wärmewirkungsgrade von neuen GuD-Anlagen auf Basis des Brennstoffs Erdgas bei 250–330 % (Berechnung nach der Brennstoffmehrbedarfsmethode). Bei Anwendung von Äquivalenzfaktoren errechnen sich für die gleiche Anlage Gesamtwirkungsgrade zwischen 1,15 und 1,3. Diese hohen Wirkungsgrade werden von keiner anderen Technologie erreicht.

Wahl des Standortes neuer Anlagen

Die aus energiepolitischer Sicht effizienteste Maßnahme stellt die Errichtung neuer Kraftwerke ausschließlich in der Nähe von ausreichend großen Wärmeabnehmern dar. Um eine hohe Brennstoffnutzung zu ermöglichen, sollte die Auslegung der Anlage auf den Wärmebedarf abgestimmt sein.

Die (gemäß Auslegung) hoch effizienten GuD-Anlagen der Energie AG und des Verbund werden aufgrund fehlender Abnehmer (Timelkam) bzw. beschränkter Kapazität der Transportleitung (Mellach) praktisch nur im Kondensationsmodus betrieben werden. Diese Anlagen hätten ein Potenzial zur Wärmeauskopplung von mehr als 700 MW.

Die KWK-Anlage der Wienstrom in Simmering wird mit einem maximalen Wirkungsgrad von knapp 80 % die hohe Effizienz von Donaustadt Block 3 nicht erreichen. Nach Errichtung der Anlage im Jahr 2009 wird sich die installierte thermische Leistung in Wien um rund 260 MW (inklusive Pfaffenau und Biomasseanlage) gegenüber dem Jahr 2005 erhöhen. Daher wird die Anlage zumindest mittelfristig entweder teilweise im Kondensationsmodus betrieben oder einen Teil der Fernwärme aus anderen KWK-Anlagen substituieren.

Die Standortwahl könnte z. B. eine weitere Ökostromgesetznovelle dann positiv beeinflusst werden, wenn die vorgesehene Investitionsförderung für neue KWK-Anlagen an ambitionierte Effizienzkriterien (harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte gemäß der Richtlinie über die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung) für den Betrieb (= Brennstoffnutzung) verknüpft wird.



Ausbaupläne der betrachteten Systeme (Datenstand 2003)

In Wien soll der geplante Ausbau von 100 MW/a durch eine in Bau befindliche Biomasse-KWK-Anlage (thermische Leistung: 37 MW) sowie die geplante Müllverbrennungsanlage Pfaffenau (thermische Leistung: 54 MW) gedeckt werden. Außerdem ist bis 2008 eine Modernisierung des Kraftwerks Simmering 1/2 (thermische Leistung von 280 MW auf 450 MW) geplant. Einen kleinen Anteil der Wärmeproduktion soll ab 2006 die Biogasanlage Simmering abdecken.

Der in Graz geplante Ausbau von ca. 18 MW/a soll z. T. durch das bestehende FHKW Graz gedeckt werden. Eine Steigerung der Fernwärmeauskopplung vom Standort Mellach ist nicht vorgesehen.

In Linz wird derzeit ein Biomasse-Heizkraftwerk in Betrieb gesetzt, das als Grundlastanlage (mehr als 6.800 h/a) ausgelegt ist. Diese Anlage wird die Wärme für den geplanten Ausbau der nächsten Jahre (ca. 12–15 MW/a laut Betreiberangabe) bereitstellen.

Der geplante Ausbau in Salzburg beträgt laut Betreiberangaben ca. 10 MW/a. Ab 2006 soll eine Einspeisung von industrieller Abwärme in das Netz der Salzburg AG über die Wärmeschiene Hallein – Salzburg erfolgen.

In Wels soll in den kommenden Jahren die Fernwärmeabgabe in etwa gleich bleiben. Es sind keine zusätzlichen Kraftwerke geplant. Auch eine Wärmeauskopplung aus der bestehenden Abfallverbrennungsanlage soll nur bei hohen Förderungen realisiert werden.

In Lienz wird der laut Betreiberangaben geplante Ausbau des Fernwärmenetzes von ca. 2–3 MW/a vorwiegend durch das neue Biomasse-Kraftwerk Lienz II mit einer Brennstoffwärmeleistung von 10 MW abgedeckt.

Effekte eines Fernwärmeausbaus auf die Emissionen an klassischen Luftschadstoffen

Bei Fernwärmesystemen handelt es sich um dynamische Systeme hinsichtlich des Anlagenparks, der Art und des Einsatzes der Energieträger und der Substitution der Energieträger bei den Kleinanlagen.

In dieser Studie werden die Effekte der Fernwärmeaufbringung durch

- Biomasse-Heizwerke,
- Biomasse-KWK-Anlagen,
- Abfall-KWK-Anlagen,
- GuD-Anlagen (auf Basis Erdgas),
- KWK-Anlagen (Brennstoff Kohle),
- KWK-Anlagen (Brennstoff Öl)

auf die spezifischen Emissionen der klassischen Schadstoffe NO_x, Staub und SO₂ anhand statischer Modelle untersucht.

NO_x

Anhand der dargestellten Zusammenhänge wird deutlich:

- In Stadtgebieten führt die Fernwärmebereitstellung durch MVAs und gasbefeuerten GUD Anlagen zu einer Minderung der NO_x-Emissionen.
- Biomasse-KWK-Anlagen führen in Ballungsgebieten im Vergleich zu Kleinanlagen zu höheren NO_x-Emissionen, auch wenn sie niedrige Emissionswerte erreichen.
- Biomasse-KWK-Anlagen können im ländlichen Raum (wenn ein Mix aus festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zum Einsatz kommt) dann zu einer Emissionsminderung gegenüber Kleinanlagen führen, wenn sie hohe Wirkungsgrade aufweisen und über eine effiziente Rauchgasreinigung verfügen (bei stromgeführter Fahrweise sind die erzielten durchschnittlichen Wirkungsgrade eher gering).
- Bei Ausschöpfen des Potentials zur Emissionsminderung können Biomasseanlagen mit Grundlastanlagen ähnlicher Größe (z. B. Ölkessel) mithalten.

Staub

- Die spezifischen Staub-Emissionen aller betrachteten Anlagenarten und der meisten Biomasseanlagen liegen deutlich unter den durchschnittlichen spezifischen Staub-Emissionen der Kleinanlagen im Haushaltsbereich (0,189 kg Staub/MWh NE), wenn bei letzteren alle Brennstoffe in die Berechnungen einbezogen werden.
- Die spezifischen Staub-Emissionen von Biomasse-Heizwerken und Biomasse-KWK-Anlagen sind auf Basis der angenommenen Standardwerte deutlich höher als die von Kleinanlagen, welche mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen betrieben werden.
- Biomasseanlagen in Ballungsgebieten führen daher zu einer Erhöhung der Staub-Emissionen, da hier vor allem flüssige und gasförmige Brennstoffe ersetzt werden. Eine Ausnahme bilden Biomasseanlagen mit einer effizienten Entstaubungsanlage (z. B. Gewebefilter, Emissionswerte unter 10 mg Staub/Nm³). Damit sind die Emissionsfaktoren für Staub bei Fernwärmesystemen auf Basis von Biomasse-KWK-Anlagen nur geringfügig höher als die der Kleinanlagen im Haushaltsbereich auf Basis flüssiger und gasförmiger Brennstoffe bzw. können sie sogar unterschreiten.
- In ländlichen Gebieten sind Biomasseanlagen im Hinblick auf die Minderung von Staubemissionen dann sinnvoll, wenn feste Brennstoffe ersetzt werden.
- Fernwärmesysteme auf Basis von Gas-KWK-Anlagen bzw. auf Basis von Abfall-KWK-Anlagen führen zu einer beinahe 100%igen Reduktion der spezifischen Staub-Emissionen. Aufgrund der effizienten Entstaubung beim Kraftwerk Mellach (zum Untersuchungszeitpunkt einziges Kohlekraftwerk mit einer maßgeblichen Fernwärmeauskopplung) kommt es auch durch diese Anlagenkategorie zu vergleichsweise niedrigeren Emissionen.
- Ölkessel mit einer Brennstoffwärmeleistung < 50 MW (i.d.R. handelt es sich um Reserve- und Spitzenlastkessel mit geringen Betriebszeiten) verursachen höhere Emissionen als Biomasseanlagen mit effizienter Entstaubung.



SO₂

- Die spezifischen SO₂-Emissionen aller betrachteten Fernwärmesysteme liegen mit Ausnahme von Ölkesseln < 50 MW unter den durchschnittlichen spezifischen SO₂-Emissionen der Kleinanlagen im Haushaltsbereich, wenn bei letzteren alle Brennstoffe berücksichtigt werden.
- Fernwärmesysteme auf Basis von Steinkohle- oder Öl-KWK-Anlagen haben geringere spezifische SO₂-Emissionen als Kleinanlagen auf Basis flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe. Hier wirkt sich die effiziente Rauchgasreinigung des Kraftwerks Mellach (Kohle) bzw. der Kraftwerke Werndorf, Salzburg Nord und Simmering 3 aus.

Abschließend sei erwähnt, dass die Eignung eines Fernwärmesystems vor allem vom gewählten Kriterium abhängt: Aus Gründen des Klimaschutzes sind Biomasseanlagen fossilen Erzeugungsanlagen eindeutig vorzuziehen, falls das Hauptkriterium aber die Senkung der Emissionen von Luftschadstoffen ist, sind z. B. Erdgas-GUD-Anlagen mit hohem Wirkungsgrad und einer SCR-Anlage am besten geeignet.

Das Spannungsfeld „Reduktion fossiler CO₂-Emissionen – Erhöhung der Emissionen klassischer Luftschadstoffe“, in dem sich Biomasseanlagen befinden, kann technisch durch die Installation von effizienten Entstaubungsaggregaten und effizienter NO_x-Minderung (z. B. SNCR), sowie einer guten Verbrennungsführung deutlich gemindert werden. Auch die Erhöhung des Wirkungsgrades ist diesbezüglich eine sehr wirksame Maßnahme, wobei wärmegeführte KWK-Anlagen schon aus Gründen der Ressourcenschonung bevorzugt werden sollten.

Primär sind aber jene Maßnahmen am wirkungsvollsten, die eine Verbrauchssenkung bewirken. Diese umfassen v. a. Maßnahmen im Bereich der Raumordnung, die auf eine erhöhte Wärmebelegung abzielen (Stichwort: verdichteter Siedlungsbau), bautechnische Maßnahmen zur Minderung des Wärme- und Kältebedarfs, die thermische Sanierung der Gebäudehülle, sowie die Anpassung des Anschlusswertes an den tatsächlichen Bedarf. Die Reduktion von Netzverlusten durch technische und logistische Maßnahmen ist hier ebenfalls anzuführen. Durch Änderung des Nutzerverhaltens ist eine zusätzliche Reduktion des Verbrauches möglich.

Empfehlungen für Maßnahmen

Über das bisher Gesagte hinaus ermöglichen folgende Maßnahmen einen Ausbau der Fernwärme bei hoher Energieeffizienz und niedrigen Emissionen:

Primär sollte Fernwärme aus industriellen Prozessen, welche nicht mit zusätzlichen Emissionen verbunden ist, der Vorrang gegeben werden. Dies könnte z. B. durch zielgerichtete Förderungen erfolgen.

Der Wahl des Standortes sollte bei der Genehmigung von neuen KWK-Anlagen (insbesondere in UVP-Verfahren) hinsichtlich vorhandener Wärmesenken und optimaler Auslegung an den Bedarf von Strom und Wärme stärkere Bedeutung zuerkannt werden.

Bei neuen Anlagen, die aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Dampfparameter (z. B. Abfallverbrennungsanlagen, Biomasseanlagen) geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, sollte die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme ein Genehmigungskriterium sein. Bei bestehenden Anlagen ohne KWK-Technologie sollte bei Vorhandensein von Wärmesenken die Umrüstung verlangt (z. B. im Zuge eines IPPC-Bescheids) oder durch geeignete Mechanismen gefördert werden.

Investitionsförderungen für Biomasse- und KWK-Anlagen sollten an ein ambitioniertes Effizienzziel für den Betrieb geknüpft sein.

Ebenso sollte die Ökostromförderung für die Biomasseverstromung in neuen Anlagen an die Auskopplung von Wärme gebunden sein. Entsprechende Übergangsbestimmungen für bestehende Anlagen, bei denen eine Wärmesenke vorhanden ist, sollten in der Novelle des Ökostromgesetzes vorgesehen werden. Für die Realisierung der Potenziale, die sich durch die Änderung des Ökostromgesetzes ergeben, ist die Festlegung adäquater Einspeisetarife auch für die Wärmeabgabe notwendig.

Der Anteil der Spitzenlastkessel und reiner Heißwasserkessel an der Fernwärmebereitstellung sollte möglichst gering gehalten werden. Dies kann je nach Netz durch einen Mix von Maßnahmen (z. B. aktive Betriebsführung, optimale Temperaturspreizung, Wärmespeicher, Anpassung der Anschlussleistung, Verbundbetrieb der Anlagen, geeignete Auslegung der Anlagen) erfolgen.

Es sollte ein Umweltmanagementsystem für Fernwärmesysteme unter Betrachtung des gesamten Systems aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung gefördert werden. Mit Hilfe dieses UMS sollte die Performance des gesamten Systems der Fernwärmeversorgung (Erzeugung, Verteilung und Nutzung) regelmäßig evaluiert werden.

Verteilung der Fernwärme

Die Netzverluste und der Pumpstrombedarf sollten möglichst gering gehalten werden. Dies kann durch einen Mix von Maßnahmen (z. B. Isolierung und Wartung, Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz, Erhöhung der Wärmebelegung, optimale Temperaturspreizung) erfolgen. Große Einsparungen könnten durch eine Neuausrichtung der Raumordnung (verdichteter Siedlungsbau) erzielt werden.

In Fernwärmevorranggebieten soll die Möglichkeit der Förderung des Leitungsbaus geprüft werden. Diese Förderung sollte aber in jedem Fall an die Verpflichtung zur Durchführung von verbrauchsmindernden Maßnahmen (z. B. Wärmedämmung) gekoppelt sein. Die Auslegung der Leitung soll sich am (prognostizierten) Bedarf (unter Berücksichtigung von verbrauchssenkenden Maßnahmen) orientieren.

Nutzung der Fernwärme

Je größer der Anteil verbrauchsabhängiger Kosten, desto größer ist der Anreiz für den Verbraucher, Energie sparsam einzusetzen. Daher sollte der verbrauchsabhängige Anteil an den Gesamtkosten erhöht werden.

Die Anpassung des Anschlusswerts nach Fassadensanierungen sollte forciert werden. Regelmäßige Überprüfungen des Verhältnisses Anschlusswert zu tatsächlichem Bedarf sollten verlangt werden.

Für ein gut funktionierendes und Energie sparendes Heizverteilsystem ist ein hydraulischer Abgleich der unterschiedlichen Heizungsstränge und die Anpassung der Heizungsumwälzpumpe (mit Frequenzumformer und Regelung) von entscheidender Bedeutung. Dadurch wird die Spreizung optimal ausgenutzt und Verluste minimiert.

Eine regelmäßige Beratung der Nutzer der Fernwärme über optimale Verwendung sollte stattfinden (siehe Anhang 1).



Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser führt zur vollen Ausschöpfung des Potenzials der Fernwärme. Die Verwendung von Elektroboilern sollte durch geeignete Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Wohnbauförderung) eingeschränkt werden. Informationskampagnen sollten die Kunden zum Umstieg auf volle Fernwärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) anregen.

Der Einbau von Thermostatventilen sollte gefördert werden, da diese zu beträchtlichen Raumwärmeeinsparungen führen können.

Hinsichtlich der Option „Fernkälte“ ist eine hierarchische Vorgangsweise sinnvoll:

- An erster Stelle steht die Verbrauchssenkung, z. B. durch verbesserte Dämmung und andere bautechnische Maßnahmen.
- In Pilotversuchen sollte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Nutzung der Fernwärme zur Kälteerzeugung getestet werden. Dabei sollte u. a. ein ökologischer Vergleich mit der Erzeugung in Kompressionskältemaschinen – v. a. in Bezug auf die entstehenden CO₂-Emissionen – erfolgen.
- Bei einem positiven Abschluss der Pilotversuche sollten Absorptionskältemaschinen dann eingesetzt werden, wenn nicht nutzbare Wärmeüberschüsse (z. B. aus Abfallverbrennungsanlagen) vorliegen oder wenn die Wärmebereitstellung mit keinen zusätzlichen Emissionen (z. B. industrielle Abwärme) verbunden ist. Die Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen erscheint beim derzeitigen Entwicklungsstand nicht sinnvoll, da diese zu keinen Emissionseinsparungen führt. Dafür wären eine höhere Leistungsziffer und damit ein geringerer Wärmebedarf der Absorptionskältemaschinen erforderlich.

Neue Entwicklungen

Wenn die Effizienz von Absorptionskältemaschinen gesteigert werden kann, könnten sie zu einer Emissionsreduktion führen.

Im Haushaltsbereich ist die Anwendung von Mikrogasturbinen und Miniblockheizkraftwerken eine effektive, aber noch nicht weit verbreitete Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Senkung der Emissionen. Eine neue Entwicklung bei den Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich stellen Mikrogasturbinen dar, bei welchen die Erzeugung von Raumwärme mit der Erzeugung von Strom gekoppelt ist. Durch diese hohe Effizienz der Energieumwandlung (Wärmewirkungsgrade bis 250 %) sind die spezifischen CO₂-Emissionen dieser Anlagen deutlich niedriger als bei den üblichen Kleinanlagen (HH, DL). Mikrogasturbinen wurden im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht bzw. bewertet.



1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund und Rahmenbedingungen⁴

In dieser Studie werden die großen Fernwärmesysteme in Österreich beschrieben (Datenstand 2003). Die Betrachtung dieser Systeme ist weit gefasst und umfasst die Schritte Aufbringung, Verteilung und Nutzung der Fernwärme. Weiters werden wesentliche umwelt- und energierelevante Aspekte dargestellt. Kleine Netze, welche nur von einer Anlage (im Leistungsbereich von wenigen MW) versorgt werden, sind nicht primär Gegenstand dieser Studie. Allerdings können viele in dieser Studie beschriebene Aspekte unmittelbar auch auf kleinere Systeme übertragen werden.

Die größeren Anlagen zur Fernwärmeauskopplung in Österreich werden überwiegend auf Basis fossiler Energieträger betrieben (v. a. Erdgas). Die Abwärme aus Abfallverbrennungsanlagen wird derzeit in Wien genutzt; während in den anderen großen Ballungszentren in Österreich dieses Konzept auch in naher Zukunft nicht verfolgt werden wird. Die Nutzung bzw. der Zukauf von Abwärme aus Industrie und Gewerbe sowie der Einsatz biogener oder anderer erneuerbarer Energieträger haben bei größeren Fernwärmenetzen – bis auf wenige Ausnahmen – zurzeit noch kaum nennenswerte Anteile. Allerdings befinden sich einige (größere) Biomasse-Heizkraftwerke in der Bau- bzw. Inbetriebsetzungsphase.

Die bestehenden Fernwärmesysteme in Österreich sind unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen entstanden. In Abhängigkeit von den jeweiligen Standortfaktoren haben sich unterschiedliche Systeme hinsichtlich des eingesetzten Brennstoffmixes, der angewendeten Technologien, des Anlagenparks, der Verteilnetzsyste-me und der Verrechnungsstruktur entwickelt. Derzeit ist eine Vielzahl an Projekten bei unterschiedlichen Fernwärmesystemen in Bezug auf Netz, Anlagenpark und Brennstoffen geplant (bzw. bereits realisiert).

Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen (z. B. Ökostromgesetz, Deponieverordnung, Liberalisierung des Energiemarkts, Entwicklung der Brennstoff- und Strompreise) haben in den letzten Jahren eine Veränderung des Kraftwerks-parks bewirkt: Neue Abfallverbrennungsanlagen wurden bzw. werden in Wels und Wien gebaut; in Linz und Salzburg wurden anstatt bestehender Anlagen hoch effiziente KWK-Anlagen; in Linz, Linz und Wien neue Biomasse-KWK-Anlagen er-richtet. Ebenso wurde eine Veränderung des eingesetzten Brennstoffmixes bewirkt: In KWK-Anlagen, welche sowohl mit Heizöl als auch mit Erdgas betrieben werden können, besteht ein Trend zum Einsatz von Erdgas; in Kondensationskraftwerken wird vermehrt Kohle eingesetzt; in diesen Kraftwerken gewinnt auch die Co-Feuerung von Biomasse (gefördert durch die „Umweltförderung im Inland“ und das Ökostromge-setz) an Bedeutung. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Strom, der damit verbundenen Preise und von Förderungen werden Feuerungsanlagen vorwiegend stromgeführt betrieben.

Auf der Verbraucherseite ist die Richtlinie über Gesamtenergieeffizienz von Gebäu-den (RL 2002/91/EG) zu erwähnen. Gemäß dieser Richtlinie wird bei Bau, Verkauf oder Vermietung von Gebäuden künftig ein Energieausweis vorzulegen sein. Dieser

⁴ Anmerkung: Das Konzept dieser Studie wurde in den Jahren 2006 und 2007 fertig gestellt; eine Aktu-alisierung (z. B. Berücksichtigung des Klima- und Energiepakets der EU und der Ökostromnovelle 2008) erfolgt hier nicht.

Energieausweis soll einen Vergleich und eine Beurteilung der Energieeffizienz des Gebäudes ermöglichen, muss Empfehlungen für Verbesserungsmaßnahmen enthalten und darf nicht älter als zehn Jahre sein. In größeren öffentlichen Gebäuden oder Gebäuden mit hoher Publikumsfrequenz – wie etwa Einkaufszentren – ist der Energieausweis außerdem an einer gut sichtbaren Stelle anzubringen.

Die österreichische Klimastrategie sieht zur Reduktion der Treibhausgase im Raumwärmebereich Maßnahmen wie thermische Gebäudesanierung, Effizienzanziehung bei Einzelheizungen zur Reduktion der spezifischen Emissionen (z. B. durch Brennwertgeräte oder moderne Gaskessel) und Umstieg auf Biomasseheizungen vor.

Dem Ausbau der Fernwärmeversorgung wird in der österreichischen Klimastrategie eine wesentliche Bedeutung zugemessen. Die Klimastrategie wird derzeit evaluiert und die Maßnahmen einer Bewertung unterzogen.

Im Rahmen des Emissionszertifikatesgesetzes (EZG) wurde ein nationaler Plafond hinsichtlich der CO₂-Emissionen aus allen Feuerungsanlagen über 20 MW festgesetzt. Seit 1. Jänner 2005 unterliegen Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung größer 20 MW – einschließlich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung – dem Emissionshandel (gemäß RL 2003/87/EG), wodurch die von den Einzelanlagen emittierte CO₂-Menge im nationalen Allokationsplan gedeckelt wurde.

Die CO₂-Einsparung durch den Ersatz von (zum Teil ineffizienten) Einzelfeuerungen und Zentralheizungen ist im Emissionshandel nicht direkt anrechenbar. Allerdings ist in Österreich im Rahmen der Zuteilung von Emissionszertifikaten effizienten KWK-Anlagen ein so genannter KWK-Bonus gewährt worden. Ebenso wurde auch für die Abgabe von Abwärme (z. B. aus industriellen Anlagen) ein Bonus zuerkannt.

Die Herausforderung für den Gesetzgeber und für die Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft besteht darin, dem gemäß der österreichischen Klimastrategie vorgesehenen Ausbau der Fernwärme bei gleichzeitig gedeckelten CO₂-Emissionen nachzukommen.

Daher besteht ein Spannungsfeld zwischen betriebswirtschaftlichen Interessen (Steigerung des Absatzes von Strom- und Fernwärme, Minimierung der Grenzkosten) und den für die Erreichung des Klimaschutz-Zieles notwendigen Maßnahmen im Fernwärme- und Raumwärmebereich. Es ist davon auszugehen, dass Elektrizitäts- und Fernwärmeunternehmen ihre Anlagen auch weiterhin aus betriebswirtschaftlichen Interessen betreiben, d. h. bestehende Stromerzeugungsanlagen auf Basis der Grenzkosten betreiben und effiziente KWK-Anlagen stromgeführt fahren – auch wenn eine Änderung des Anlagenparks und der Fahrweise ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoll wäre.

Bei fairer Zuteilung von CO₂-Zertifikaten kann durch den Emissionshandel ein Anreiz geschaffen werden, dass die betroffenen Unternehmen die spezifischen Emissionen ihrer Anlagen senken, d. h. bei unveränderten oder sinkenden CO₂-Emissionen mehr Fernwärme (und Strom) produzieren.

Dies kann beispielsweise durch Brennstoffwechsel (z. B. von Öl oder Kohle auf Erdgas), durch den Zukauf von Abwärme aus Industrie oder Abfallverbrennungsanlagen, durch technische Optimierung der Erzeugung (Ersatz alter Anlagen durch neue), durch Optimierung des Anlagenverbunds und der Verteilung oder durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger wie Biomasse und Biogas (eventuell auch Solarenergie) erfolgen.



Die Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt (RL 2004/8/EG) hat das Ziel, die Energieeffizienz zu erhöhen und die Versorgungssicherheit zu verbessern. Dazu soll ein Rahmen für die Förderung und Entwicklung einer hoch effizienten, am Nutzwärmebedarf orientierten und auf Primärenergieeinsparungen ausgerichteten KWK im Energiebinnenmarkt geschaffen werden. Die Mitgliedstaaten müssen dazu eine Potenzialerhebung für hoch effiziente KWK-Anlagen durchführen und können selbst Ziele für den Ausbau dieser Anlagen vorgeben.

Der forcierte Einsatz von Fern- und Nahwärme zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser kann auch einen Beitrag zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen gemäß NEC-Richtlinie (RL 2001/81/EG) für SO₂, NO_x und VOC leisten. Eine Verbesserung der in einigen österreichischen Städten und Regionen hohen Staub-Immissionsbelastung ist durch den Ersatz von Einzelheizungen durch Fernwärme zu erwarten.

Das Regierungsprogramm der Österreichischen Bundesregierung für die laufende Legislaturperiode 2003–2006 sieht eine Forcierung der Energieeffizienz vor. Als Ziel ist eine Verbesserung der Energieintensität⁵ um 1,6 % p. a. gemäß der österreichischen Nachhaltigkeitsstrategie, die im April 2002 von der Bundesregierung beschlossen wurde, vorgegeben. In der Nachhaltigkeitsstrategie und im Regierungsprogramm ist ebenso eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Gesamtenergieverbrauch um 1 % p. a. vorgesehen.

Als weitere Rahmenbedingungen für Fernwärmeversorger sind die hohe Volatilität der Brennstoff- und Strompreise, vertragliche Verpflichtungen zur Wärmelieferung und eine in Abhängigkeit von Tageszeit und klimatischen Bedingungen stark schwankende Nachfrage zu nennen.

1.2 Aufgabenstellung – Inhalt und Ziele

Gesetzliche Regelungen zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Verringerung des Schadstoffausstoßes (z. B. Emissionszertifikatengesetz, Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen) betreffen ausschließlich Einzelanlagen. So wurde z. B. in Österreich der im Rahmen der Zuteilung von CO₂-Zertifikaten gewährte Fernwärme-Bonus und KWK-Bonus jeweils für Einzelanlagen gewährt. Ebenso wird der gemäß Ökostromgesetz gewährte KWK-Zuschlag auf Einzelanlagenebene vergeben.

Um eine hohe Energieeffizienz zu erreichen und die theoretisch erzielbaren Umweltvorteile der Fernwärmeversorgung voll auszuschöpfen, sollte jedoch die Betrachtung auf das gesamte Fernwärmesystem (Erzeugung, Verteilung, Nutzung) ausgedehnt werden.

Zum einen sollte daher im Sinne einer ganzheitlichen energetischen Betrachtung neben der Wärmeaufbringung auch Augenmerk auf die Schritte Verteilung und Nutzung gelegt werden. Zum anderen sollte auch das Zusammenspiel einzelner Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Größe und unterschiedlicher Designs (Anlagenverbund) im System mit Verteilung und Nutzung energetisch und nach Umweltgesichtspunkten optimiert werden. Ziel dabei ist eine Optimierung des gesamten Fernwärmesystems und nicht ausschließlich die Optimierung der einzelnen Teilbereiche.

⁵ Verhältnis von Energieverbrauch zu Bruttoinlandsprodukt.

Wesentliche Faktoren für eine effiziente Aufbringung sind u. a. der Betrieb von Anlagen im auslegungsmäßigen Optimum (hinsichtlich eingesetzter Brennstoffe, Lastbedingungen und Betriebszeiten), der Verbund von Anlagen verschiedener Größe und Auslegung, der Einsatz verschiedener Technologien (z. B. KWK-Anlagen, Heizwerke, Müllverbrennungsanlagen) und das Einbeziehen industrieller Wärmeerzeuger.

Neben der Aufbringung der Fernwärme stellt die Verteilung einen wesentlichen umwelt- und energietechnischen Faktor dar. Große Energieverbraucher sind Pumpen (interne Pumpen und Umlaufpumpen) der Primär- und Sekundärnetze, die Aufbereitung des Speisewassers zur Abdeckung von Wasserverlusten und die Wärmeverluste innerhalb des Leitungsnetzes. Hier ist durch Optimierung der Rohrnetze (Geometrie und Isolierung) ein großes Energieeinsparungspotenzial gegeben. Ebenso spielt die Entfernung des Verbrauchers zum Erzeuger eine wesentliche Rolle.

Das Nutzerverhalten wird wesentlich davon geprägt, in welcher Form die Abrechnung des Fernwärmeverbrauchs erfolgt. So tragen verbrauchsabhängige Kosten eher zum Energiesparen bei als Fixkosten. Im optimalen Fall werden sowohl Raumwärme als auch Warmwasser durch Fernwärme bereitgestellt. Falls im Einzelhaushalt Warmwasser z. B. durch Elektroboiler erzeugt wird, wird das Potenzial des Fernwärmesystems nicht ausgeschöpft. Ebenso könnten innovative Fernwärmeeinsatzkonzepte (z. B. Kühlung mit Fernwärme) einen bedeutenden positiven Umweltnutzen bringen.

Im Rahmen dieser Studie wird das gesamte Fernwärmesystem betrachtet, um Kriterien für eine hohe Energieeffizienz zu erarbeiten und die erzielbaren Umweltvorteile der Fernwärmeversorgung darzustellen. Im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung werden neben der Wärmeaufbringung auch die Schritte Verteilung und Nutzung sowie das Zusammenspiel der einzelnen Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Größe und Design (Anlagenverbund) im System mit Verteilung und Nutzung energetisch und nach Umweltgesichtspunkten analysiert.

Vor dem Hintergrund dieser Rahmenbedingungen und Herausforderungen ergeben sich folgende zentrale Fragestellungen:

- Bis zu welchem Ausmaß kann der in der Klimastrategie vorgesehene Ausbau der Fernwärme im Rahmen der bestehenden Zuteilung (nationaler Allokationsplan) erfolgen?
- Welches Fernwärmeausbaupotenzial ergibt sich durch Optimierung der Einzelanlagen und des Anlagenverbunds?
- Welche Potenziale bestehen hinsichtlich Energieträgerwechsel, Zukauf von Abwärme, Optimierung der Verteilung und des Einsatzes erneuerbarer Energieträger?
- Gibt es sonstigen Handlungsbedarf in Zusammenhang mit einem forcierten Ausbau der Fernwärme (Tarifgestaltung, gesetzliche Rahmenbedingungen, Image der Fernwärme, Energiepolitik, Optimierung der bestehenden Förderungen etc.)?
- Welche Effekte hat ein Fernwärmeausbau unter den im Jahr 2006 gegebenen emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Emissionen der Fernwärmeerzeugungsanlagen an klassischen Luftschadstoffen?
- Welchen Beitrag kann die Fernwärme zur Erreichung des Energieeffizienzziels laut Regierungsprogramm⁶ leisten?

⁶ Verbesserung der Energieintensität um 1,6 % p. a.



Das Ziel dieser Studie ist es, Möglichkeiten und Wege aufzuzeigen um das Potenzial der Fernwärme zur Verbesserung der Umweltsituation und zur Erreichung der Klimaziele in möglichst hohem Maße auszuschöpfen, so dass durch eine Senkung des Energieeinsatzes und der Emissionen im Raumwärme- und im Energiesektor die auf nationaler Ebene festgelegten Ziele hinsichtlich der Treibhausgase und Luftschadstoffe (NEC-Richtlinie, Staub) erreicht werden können. Dazu werden für den Umweltschutz relevante Aspekte der Fernwärmeversorgung identifiziert und Anforderungen an ein umweltschonendes und energieeffizientes Fernwärmesystem definiert. Ebenso werden Hemmnisse und Möglichkeiten für eine auf Ressourcenschonung und Umweltschutz ausgerichtete Fernwärmeversorgung identifiziert.

1.3 Vorgangsweise

Im Rahmen dieser Studie wurden die Fernwärmesysteme einiger größerer österreichischer Ballungszentren (Wien, Graz, Linz, Salzburg, Wels) beschrieben. Zusätzlich wird ein Fernwärmesystem, in welchem die Fernwärme durch biogene Brennstoffe bereitgestellt wird, dargestellt (Lienz).

Zur erfolgreichen Abwicklung dieses Projekts war die Kooperation der Fernwärmeunternehmen unabdingbar. Der direkte Kontakt mit den Unternehmen und die Beantwortung eines Fragebogens, mit dem die wesentlichen Parameter abgefragt wurden, waren die Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Projektabwicklung. Als Bezugspunkt für die Angaben diente das Jahr 2003 bzw. der Stand zum Ende dieses Jahres.

Ergänzend zu diesen Informationen wurden bereits publizierte Daten aus Studien, Umweltberichten, Aussendungen etc. herangezogen, um eine möglichst umfassende und widerspruchsfreie Analyse zu gewährleisten. Die Besichtigung von ausgewählten Anlagen der Fernwärmeversorgungsbetriebe brachte ebenfalls wichtige Erkenntnisse.

Die Bilanzgrenze wurde in dieser Studie so gewählt, dass der Energiebedarf für Verwaltungseinrichtungen nicht berücksichtigt wird. Diese bewegen sich üblicherweise in einer Größenordnung von 0,5–1 % der Erzeugung.

2 WESENTLICHE FAKTOREN DER BETRACHTETEN GESAMTSYSTEME

2.1 Allgemeines

Als Fernwärme bezeichnet man den leitungsgebundenen Transport thermischer Energie von zentralen Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern mit Hilfe eines (großflächigen) Verteilungsnetzes. Sie wird im Allgemeinen zur Heizung von Gebäuden sowie in zunehmendem Ausmaß zur Warmwasserbereitung genutzt.

Unter Nahwärme versteht man im Allgemeinen die Übertragung von Wärme zu Heizzwecken und zur Warmwasserbereitung, wenn sie im Vergleich zur klassischen Fernwärme nur über verhältnismäßig kurze Transportwege zu den Verbrauchern gelangt. Nahwärme wird im Unterschied zur Fernwärme in vergleichsweise kleinen, dezentralen Einheiten wie z. B. Blockheizkraftwerken erzeugt, wobei die Biomassenahwärme in den letzten Jahren unter anderem aufgrund der Förderung durch Bund und Länder (z. B. „Umweltförderung im Inland“) einen starken Ausbau verzeichnete.

Eine Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme erfolgt typischerweise nach folgenden Kriterien:

Tabelle 1: Unterscheidung zwischen Nah- und Fernwärme.

Kriterium	Nahwärme	Fernwärme
Anlagengröße	kleine, dezentrale Anlagen	große, zentrale Anlagen
Vorlauftemperatur	ca. 85 °C	bis zu 150 °C
Anschlussleistung	100 kW bis einige MW	> 10 MW

Bei Fernkältenetzen wird ähnlich wie bei der Fernwärme von einer zentralen Anlage aus mit Hilfe von Rohrleitungen gekühlt, die von einem Wärmeträger – z. B. Wasser – durchströmt werden. Bei den versorgten Objekten wird die Kälte über Wärmetauscher abgegeben – z. B. an eine zentrale Klimaanlage großer Gebäude. Die Kälte kann zentral mittels elektrischer Energie in Kompressionskältemaschinen oder mittels Wärme mit einem Temperaturniveau von zumindest etwa 90 °C in Absorptionskältemaschinen erzeugt oder direkt in Form von Kaltwasser aus tiefen Gewässern entnommen werden.

2.2 Erzeugung

Die Umwandlung der Brennstoffenergie in Fernwärme kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen:

- Heißwasserkessel: In Heizwerken (Heißwasserkesseln) wird durch die Verbrennung fossiler Energieträger oder von Biomasse (z. B. Waldbiomasse, Produktionsabfälle der Holzindustrie) Fernwärme erzeugt.

- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen): Durch die gleichzeitige Erzeugung thermischer und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess kann eine Brennstoffnutzung⁷ von bis zu 90 % erzielt werden. Als Energieträger werden sowohl fossile als auch biogene Brennstoffe eingesetzt.
- Abfallverbrennungsanlagen: Eine dritte Anlagengruppe stellen Abfallverbrennungsanlagen dar. Diese können sowohl zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme als auch zur alleinigen Wärmeproduktion eingesetzt werden. Bei der reinen Verstromung haben Abfallverbrennungsanlagen aufgrund der geringen Dampferparameter einen geringen Wirkungsgrad von ca. 20 %.
- Industrielle Abwärme: Zum einen handelt es sich hierbei um die Einspeisung eines Wärmeüberschusses aus industriellen Verbrennungsanlagen, zum anderen kann durch Wärmetauscher Abwärme aus Prozessen nutzbar gemacht werden.
- Andere Technologien (z. B. Solaranlagen, Geothermie): Diese haben derzeit in Österreich noch eine untergeordnete Bedeutung.

Ein Charakteristikum des Fernwärmebedarfs sind die auftretenden Lastspitzen: Einerseits ist der Bedarf von den klimatischen Bedingungen abhängig (siehe Abbildung 1), andererseits gibt es in der Regel einen typischen Tages- und Wochenverlauf. Dabei können Bedarfsspitzen von bis zu 75 % des Anschlusswertes⁸ auftreten.

Die Notwendigkeit den Fernwärmebedarf auch zu Spitzenzeiten abzudecken (und auch den weiteren Ausbau des Fernwärmenetzes zu ermöglichen) bedingt einen Verbundbetrieb von Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen unterschiedlicher Größe sowie von Reserveanlagen. Die Art des Verbunds und die Fahrweise der Einzelanlagen haben großen Einfluss auf die Energieeffizienz und die ökologische Performance des gesamten Systems.

Grundlastanlagen werden in der Regel ganzjährig betrieben und decken den Basisbedarf an Wärme ab (und sind somit unabhängig von saisonalen oder klimatisch bedingten Bedarfsspitzen). Anlagen zur Abdeckung der Mittellast beginnen zu Beginn der kalten Saison mit der Wärmeproduktion, während Spitzenlastanlagen zur Abdeckung von kurzfristigen Bedarfsspitzen sowie bei extremen klimatischen Bedingungen in Betrieb gehen.

⁷ Verhältnis von erzeugten Produkten (Wärme und Strom) zu eingesetzter Brennstoffwärme (H_u) in einem definierten Zeitraum.

⁸ Der Anschlusswert eines Fernwärmeobjekts ist die Summe aus dem Normgebäudewärmebedarf und dem zeitgleichen Wärmeleistungsbedarf anderer Wärmeverbrauchseinrichtungen dieses Fernwärmeobjekts.

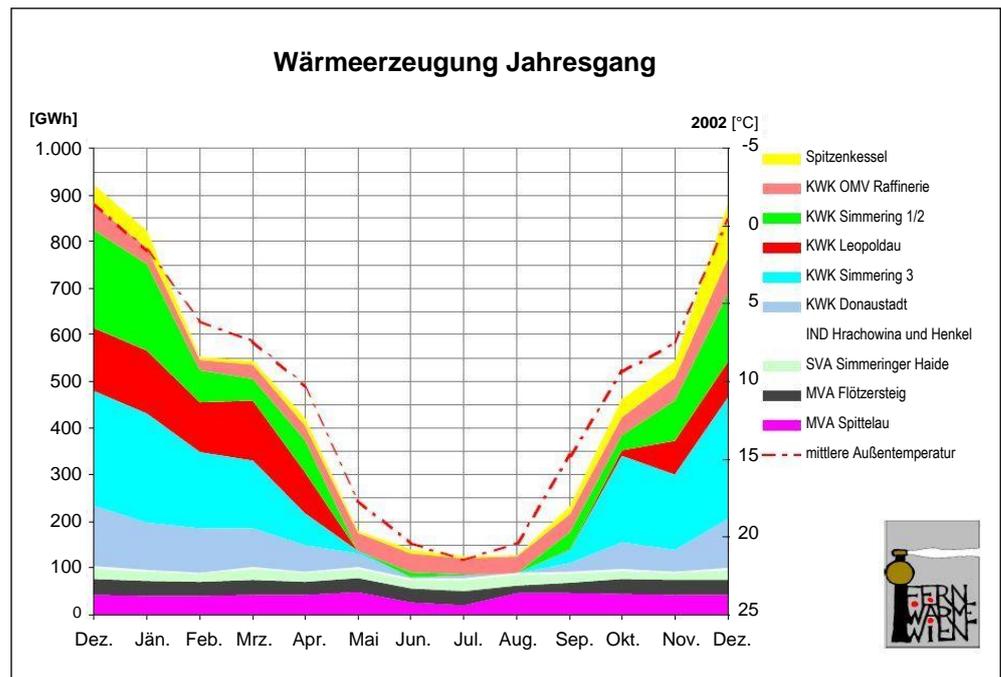


Abbildung 1: Jahrgang der Fernwärmeerzeugung in Wien im Jahr 2002 (FERNWÄRME WIEN 2005).

2.3 Verteilung

Ein Fernwärmenetz besteht aus einem, im Allgemeinen unterirdisch verlegten, Rohrleitungssystem unterschiedlicher Dimension, welches die Verbraucher mit den Wärmeerzeugern verbindet. Wasser bzw. Dampf als Wärme speicherndes Medium wird in einem geschlossenen Kreislauf über Vorlaufleitungen zum Verbraucher gepumpt; das durch den Verbraucher abgekühlte Wasser wird über Rücklaufleitungen zum Erzeuger zurückgepumpt, wo das Medium wieder aufgewärmt wird. Diese Leitungen müssen notwendigerweise mit sehr guter Wärmedämmung ausgestattet sein, um die Wärmeverluste möglichst gering zu halten. Diese sind bei Fernwärmenetzen, die mit Dampf betrieben werden, aufgrund der höheren Temperaturen deutlich größer als bei solchen mit Wasser als Wärme speicherndem Medium. Aus diesem Grund wird das einzige große Dampfnetz Österreichs – jenes in der Landeshauptstadt Salzburg – derzeit auf Heißwasserbetrieb umgestellt.

Wegen des auch bei sehr guter Wärmedämmung nicht zu vermeidenden Wärmeverlusts über längere Strecken eignet sich Fernwärme vor allem in großstädtischen Ballungsgebieten besonders gut zur Wärmeversorgung; denn tendenziell nehmen die Netzverluste⁹ mit steigender Wärmebelegung¹⁰ ab, womit sowohl der ökologische Nutzen als auch die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmesystems steigen. In dünner besiedelten Gebieten ohne große Abnehmer steigen hingegen die Netzver-

⁹ Verhältnis von Differenz aus erzeugter Wärme und an den Verbraucher abgegebener Wärme zu erzeugter Wärme.

¹⁰ Verhältnis von Wärmeabgabe zu Netzlänge [MWh/km].

luste deutlich an, da für die gleiche Wärmeabgabe eine wesentlich größere Trassenlänge in Kauf genommen werden muss. Neben der Wärmebelegung ist auch der Wert für die spezifische Anschlussleistung¹¹ ein Kriterium für den Ausbau des Netzes.

Ein weiterer wichtiger Parameter für die Energieeffizienz ist das Temperaturniveau des Vorlaufs und des Rücklaufs sowie die Temperaturspreizung¹². Je höher die Temperatur – vor allem des Vorlaufs – in den Leitungen ist, desto größer werden die Wärmeverluste im Netz. Eine größere Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf bedeutet bei gleicher Wärmeabgabe und gleicher Vorlauftemperatur einen geringeren Durchfluss und eine niedrigere Rücklauftemperatur. Damit muss weniger Strom für die Netzpumpen aufgewendet werden, und die Wärmeverluste im Rücklauf sinken.

Der Strombedarf für Transport und Verteilung des Wassers bzw. des Dampfs mit Hilfe von Pumpen stellt einen wesentlichen Energieverbrauch dar. Der von den Netzpumpen verbrauchte Strom wird im Rahmen dieser Studie als „Pumpstrom“ bezeichnet. Er ist vom Pumpstrom, der für Speicherkraftwerke aufgewendet wird, zu unterscheiden.

Neben den Verlusten von Wärme im Netz spielen auch die Wasserverluste eine Rolle für die Effizienz der Fernwärmeversorgung. Einerseits führt der Wasserverlust auch zu einem Verlust an Wärme, andererseits muss das Speisewasser vor der Einspeisung ins Fernwärmenetz in Wasseraufbereitungsanlagen unter Einsatz von Energie und Chemikalien aufbereitet werden, um die in der Regel verwendeten Stahlrohre vor Korrosion zu schützen.

Eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgungsunternehmen spielen die Kosten für den Bau der Leitungen. Heutzutage werden in erster Linie vorisolierte Kunststoffmantelrohre verwendet.

2.4 Nutzung

Bei den Abnehmern wird in der Regel zwischen privaten Kunden (z. B. Einfamilienhäuser und Wohnungen) und Großkunden (z. B. Unternehmen, Schulen, Krankenhäuser und andere öffentliche Gebäude) unterschieden. Die Wärmeabgabe an die Verbraucher erfolgt üblicherweise in den Umformerstationen bzw. Hausübergabestationen, die im Keller des Hauses oder an anderen Örtlichkeiten stationiert sind. Dort wird das in der Hausanlage zirkulierende Wasser über Wärmetauscher durch das Fernwärmemedium erwärmt.

Fernwärme wird zurzeit fast ausschließlich zur Heizung von Gebäuden und zur Warmwasserbereitung verwendet, wobei für Ersteres in der Regel eine größere Wärmemenge benötigt wird.

Kühlung und andere Verwendungszwecke spielen derzeit so gut wie keine Rolle. Bei der Kühlung handelt es sich um eine vergleichsweise neue Technik. Dabei können (v. a. im Sommer) Wärmesenken geschaffen werden, wodurch die Brennstoffnutzung einzelner Anlagen erhöht werden kann. Betroffene Anlagen sind vor allem

¹¹ Verhältnis von Anschlusswert zu Netzlänge [MW/km].

¹² Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur.

stromgeführte KWK-Anlagen und Müllverbrennungsanlagen sowie Industrieanlagen, die Abwärme auskoppeln. Neben der Nutzung von Fernwärme zur zentralen Kälteerzeugung für größere Fernkältenetze kann in Objekten, in welchen Kälte zur Raumklimatisierung benötigt wird, auch vor Ort durch eine Absorptionskälteanlage Kälte aus Fernwärme erzeugt werden.

Durch die Tarifgestaltung kann auf das Verhalten der Nutzer eingewirkt werden und zwar sowohl auf den Inhaber des Gebäudes als auch auf die Bewohner. Laut dem Heizkostenabrechnungsgesetz (BGBl. Nr. 827/1992) sind im Falle einer Fernwärmeversorgung die gesamten Heiz- und Warmwasserkosten nach den vertraglich in den Wärmelieferungsverträgen vereinbarten oder behördlich festgesetzten Preisen abzurechnen. Wenn der Preis nicht behördlich festgesetzt ist, können die Fernwärmeunternehmen durch Ausnutzen des aus dem Heizkostenabrechnungsgesetz resultierenden Spielraums hinsichtlich der Preisgestaltung auf folgende Weise zu einer sparsamen Nutzung der Wärme beitragen: Bei der Abrechnung wird im Wesentlichen zwischen drei verschiedenen Preisen unterschieden. Der Leistungspreis richtet sich nach dem Ausmaß des Verrechnungsanschlusswertes je Übergabestelle (in MW). Er kann durch Maßnahmen am Gebäude sowie durch Vermeidung von Verbrauchsspitzen abgesenkt werden. Der Grundpreis oder Messpreis ist ein fixes Entgelt für die Beistellung der zur Messung des Wärmeverbrauchs erforderlichen Messeinrichtungen und anderer Kosten wie z. B. Wartungskosten. Der Arbeitspreis ist für die verbrauchte Wärmemenge (in kWh) zu bezahlen. Da der Grund- bzw. Messpreis verbrauchsunabhängig ist und daher auch dann zu bezahlen ist, wenn keine Wärme verbraucht wird, hat dieser im Gegensatz zum verbrauchsabhängigen Arbeitspreis keinen Effekt auf das Benutzerverhalten. Ein vergleichsweise niedriger Grundpreis bei höherem Arbeitspreis trägt daher bei gleich bleibenden Gesamtkosten stärker zur Einsparung von Energie bei.

3 FERNWÄRMEVERSORGUNG IN ÖSTERREICH

3.1 Österreichweite Betrachtung

Die Heizungsstruktur in Österreich stellt sich (Stand: 2004) folgendermaßen dar: 59 % der Wohnungen wurden mit Etagen- und Zentralheizungen und 24 % mit Einzelofenheizungen beheizt; 17 % – das entspricht ca. 575.000 Wohnungen – wurden mit Fernwärme versorgt, der Großteil davon in Ballungsgebieten. Zusätzlich zu den Haushalten waren zahlreiche Großabnehmer aus dem öffentlichen und privaten Bereich an die Fernwärmeversorgung angeschlossen. Die Entwicklung der Anzahl der mit Nah- und Fernwärme versorgten Wohnungen ist in Abbildung 2 dargestellt (FGW 2004).

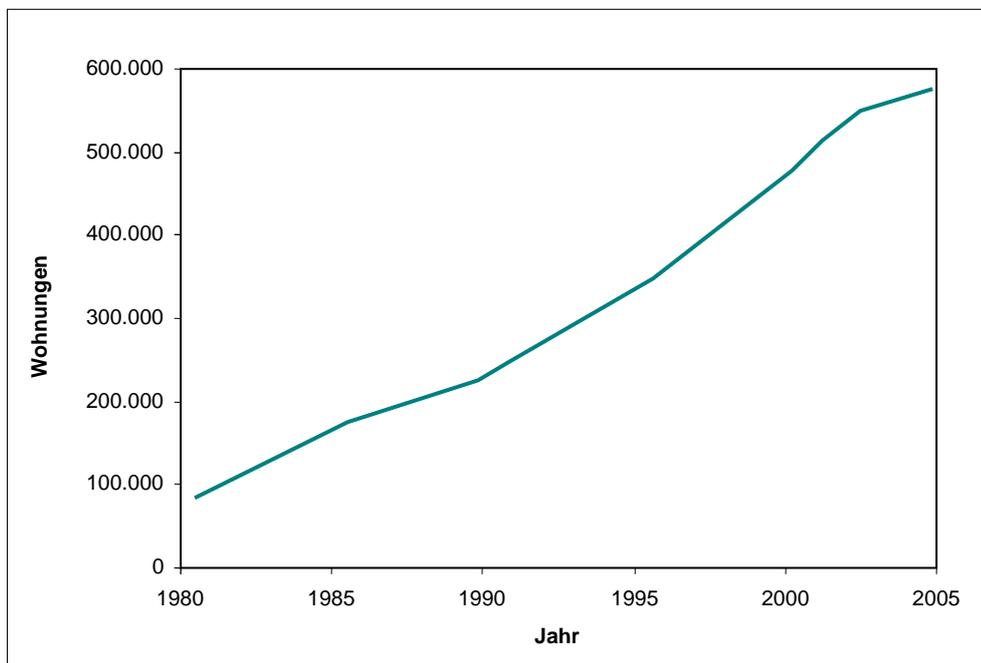
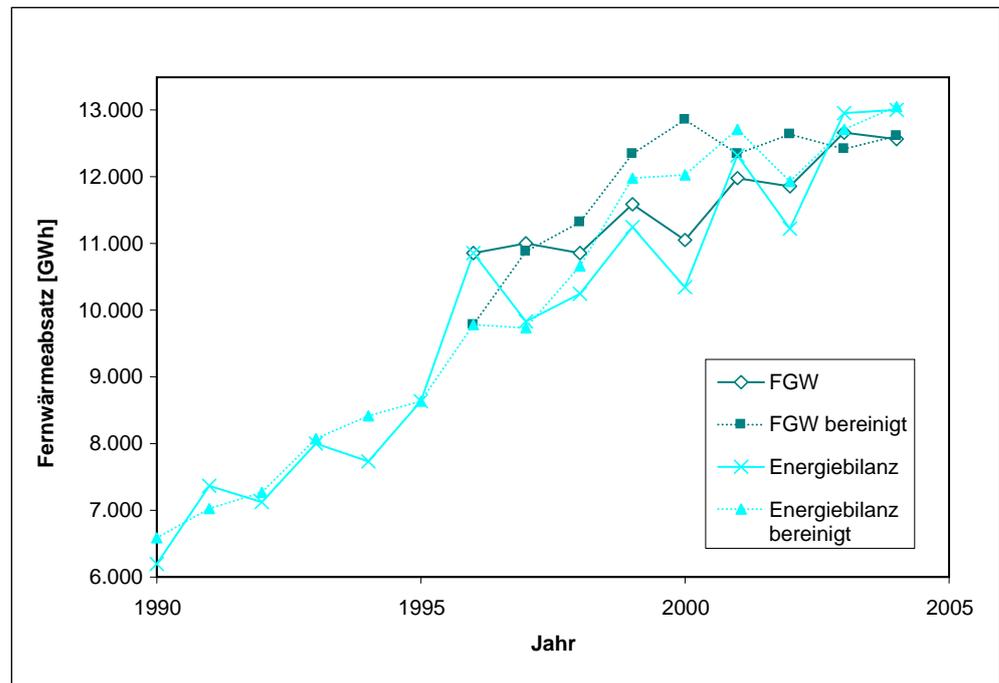


Abbildung 2: Entwicklung der Anzahl der mit Nah- und Fernwärme versorgten Wohnungen (FGW 2004).

Der Bedarf nach Fernwärme stieg in Österreich bis zur Jahrtausendwende stark an. Im Jahr 2003 wurden ca. 12.700 GWh Fernwärme erzeugt, was einer Steigerung gegenüber 1990 auf mehr als das Doppelte entspricht. Die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes seit 1990 nach Angaben des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen sowie der Energiebilanzen der Statistik Austria ist in Abbildung 3 dargestellt; die Daten sind jeweils sowohl in tatsächlichen Zahlen als auch nach der Bereinigung um unterschiedliche Temperaturverhältnisse in den einzelnen Jahren in Form der Heizgradtage abgebildet. Bei einer Berücksichtigung der Heizgradtage der jeweiligen Jahre („bereinigte“ Daten in der Abbildung) sieht man, dass der tatsächliche Fernwärmebedarf in den letzten vier Jahren im Vergleich zu früher nur mehr leicht anstieg. Aus den zur Verfügung stehenden Daten kann jedoch nicht beurteilt werden, ob es sich dabei um einen signifikanten Trend handelt oder ob andere (temporäre) Faktoren eine Rolle spielen (FGW 2004).



„bereinigte“ Daten: normierter Verlauf unter Berücksichtigung der Heizgradtage

Abbildung 3: Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Österreich (FGW 2004, STATISTIK AUSTRIA 2005).

Im Jahr 2003 stammten laut Fachverband Gas Wärme 71,6 % (ca. 9.100 GWh) der in Österreich erzeugten Fernwärmemenge aus KWK-Anlagen. Der Anteil der Fernwärmeerzeugung in KWK-Anlagen ist in den letzten Jahren somit um rund 5 % angestiegen (66,7 % im Jahr 1997; FGW 2004).

Die Struktur des Brennstoffeinsatzes in Österreich zeigt, dass Erdgas der wichtigste Energielieferant für die Fernwärmeerzeugung ist; 51 % der Wärme aus den Nah- und Fernwärmeerzeugungsanlagen der österreichischen Wärmeversorgungsunternehmen wurden im Jahr 2003 mit diesem Energieträger erzeugt (bezogen auf den Umwandlungsausstoß). Die erneuerbaren Energieträger beliefen sich auf 23 % und Öl auf 14 %. Der Anteil der Abfallverbrennung und von Kohle machte je 6 % aus. Laut Aussagen der Fernwärmebetriebe werden künftig verstärkt biogene Brennstoffe zum Einsatz kommen. Daneben wird ein weiterer deutlicher Anstieg des Erdgasanteils erwartet, was zu Lasten von Erdöl und Kohle gehen wird (STATISTIK AUSTRIA 2005, FGW 2004).

Ende 2003 betrug die gesamte Netzlänge aller österreichischen Fernwärmenetze 3.430 km. Auch hier ist der Wert seit 1990 kontinuierlich angestiegen (siehe Abbildung 4) (FGW 2004).

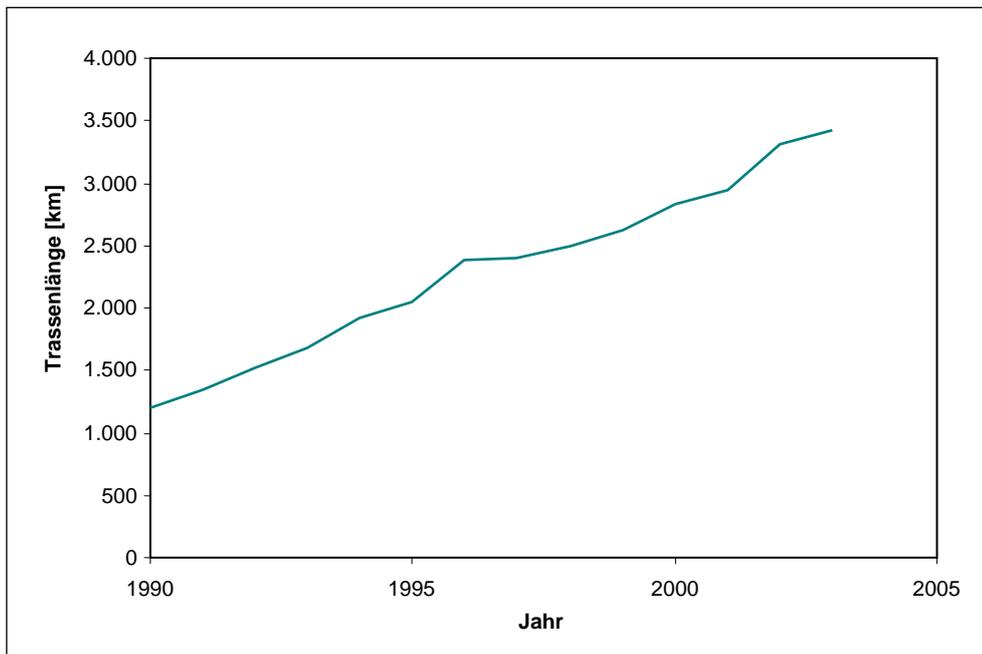


Abbildung 4: Entwicklung der Trassenlänge der Fernwärmeversorgung in Österreich (FGW 2004).

Die in dieser Studie betrachteten Nah- und Fernwärmesysteme setzten zusammen im Jahr 2003 7.340 GWh Fernwärme ab und stellen somit einen erheblichen Anteil (57 % der Fernwärmeabgabe) an der gesamtösterreichischen Fernwärmeversorgung dar. Das mit Abstand größte Netz befindet sich in Wien (40 % der Fernwärmeabgabe), gefolgt von Graz und Linz mit jeweils ca. 6 % (NETZBETREIBER 2005, FGW 2004).

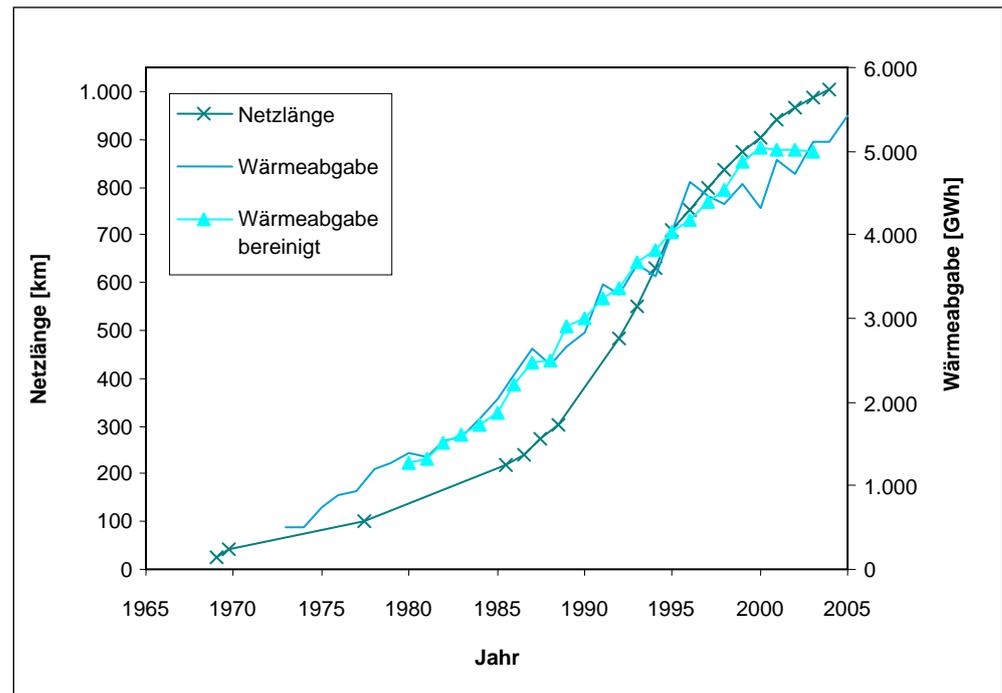
3.2 Wien

3.2.1 Netz

Das Fernwärmenetz in Wien wird von der Fernwärme Wien GmbH betrieben und verläuft durch alle 23 Wiener Gemeindebezirke. Das eng vermaschte¹³ Ringnetz ist in ein Primärnetz, an das alle einspeisenden Anlagen angeschlossen sind, und in ein Sekundärnetz unterteilt. Das Primärnetz hatte Ende 2003 eine Länge von 509 km bei einem Wasservolumen von 76.500 m³ und einem maximalen Druck von 28,5 bar, das Sekundärnetz hatte eine Länge von 477 km bei einem Wasservolumen von 15.800 m³ und einem maximalen Druck von 10 bar. Das Wasser wird mit einer gleitenden Vorlauftemperatur von 95–150 °C – abhängig von der Außentemperatur – eingespeist; die Rücklauftemperatur beträgt ca. 60 °C. Die Netzverluste betragen im Jahr 2003 ca. 7 %, der Pumpstrombedarf ca. 42.000 MWh (FERNWÄRME WIEN 2005).

¹³ Im Gegensatz zu einem sternförmigen Netz bestehen bei einem vermaschten Netz viele Verbindungen zwischen den Hauptleitungen. Im Falle eines Gebrechens kann die Versorgung durch Umleitung über andere Netzmaschen sichergestellt werden.

Die Fernwärmeversorgung in Wien begann 1969 mit einem 26 km langen Netz. Danach erfolgte ein kontinuierlicher Ausbau des Netzes mit einem starken Wachstum in den 90er Jahren. Zuletzt verlangsamte sich der Ausbau wieder, so dass Ende 2003 das Fernwärmenetz 986 km lang war. Neben der Expansion in Stadtentwicklungsgebiete steht jetzt vor allem die Netzverdichtung im Vordergrund. Die Entwicklung der Netzlänge und der Wärmeabgabe ist in Abbildung 5 dargestellt (FERNWÄRME WIEN 2005).



„bereinigte“ Daten: normierter Verlauf unter Berücksichtigung der Heizgradtage

Abbildung 5: Entwicklung der Netzlänge und der Wärmeabgabe des Wiener Fernwärmenetzes (FERNWÄRME WIEN 2005).

Durch die aktive Betriebsführung des Verbundnetzes werden in Wien die Wärmeverluste des Fernwärmenetzes gering gehalten und somit die Grundlage für den niedrigen Anteil von Spitzenlastkesseln an der Erzeugung gelegt. Dazu zählen die Nutzung des Primärnetzes als Wärmespeicher zum Ausgleichen von Lastspitzen und eine Prognose des Wärmebedarfs, die in Zusammenarbeit mit der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik erfolgt. Je genauer der Wärmebedarf vorausgesagt werden kann, desto genauer kann der Kraftwerkseinsatz geplant und die Pufferung von Wärmespitzen im Netz veranlasst werden. Ein weiterer wichtiger Bestandteil dieser Betriebsführung ist ein zentraler Lastverteiler, von dem aus das gesamte Verbundnetz gesteuert werden kann. Dies ist z. B. für die Versorgung im Falle von Gebrechen eines Teilnetzes und die Optimierung der Fahrweise von Bedeutung.

3.2.2 Anlagenpark

In das Wiener Netz speisen 15 Anlagen unterschiedlicher Art an zwölf Standorten ein. Für die Grundlast sorgen die drei Abfallverbrennungsanlagen der Fernwärme Wien GmbH, die Hausmüllverbrennungsanlagen Flötzersteig und Spittelau, die Sonderabfall- und Klärschlammverbrennungsanlage Simmeringer Haide und die Abwärmeauskopplung aus den Firmen Henkel und Hrachowina. Die Mittellast liefern die Kraftwerke der Wienstrom GmbH, die KWK-Anlagen Simmering 1/2, Simmering 3, Donaustadt 3 und Leopoldau und die Abwärmeauskopplung aus den Kraftwerken der OMV in der Raffinerie Schwechat. Zur Abdeckung der Spitzenlast kommen die Fernheizwerke Spittelau, Arsenal, Kagran, Inzersdorf (Süd) und Leopoldau der Fernwärme Wien GmbH zum Einsatz (siehe Abbildung 1).

Die installierte thermische Leistung der Anlagen beträgt rund 2.800 MW. Im Jahr 2003 erzeugten sie 5.420 GWh Wärme, wobei der Grundlastanteil aus den Abfallverbrennungsanlagen und von der Abwärme kleinerer Industriebetriebe 20,7 %, der Mittellastanteil aus den KWK-Anlagen 76,3 % und der Spitzenlastanteil aus den Heizwerken 3,0 % betrug (siehe Abbildung 6) (FERNWÄRME WIEN 2005).

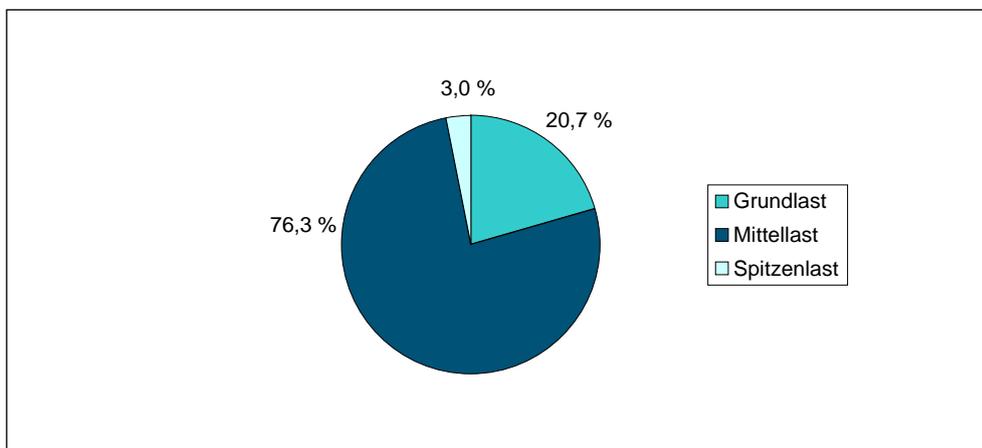


Abbildung 6: Aufteilung der Wärmeerzeugung auf Grund-, Mittel- und Spitzenlast (FERNWÄRME WIEN 2005).

Die Hausmüllverbrennungsanlage Spittelau besteht aus zwei Verbrennungslinien, die je bis zu 18 t/h Abfall aufnehmen können; für den An- und Abfahrbetrieb stehen für jeden Kessel zwei 9-MW-Gasbrenner zur Verfügung. Die Anlage speist 2 x 30 MW Fernwärme ins Netz ein und hat eine elektrische Leistung von 6 MW bei einer Brennstoffnutzung von 73,6 % im Jahr 2003. Seit der Inbetriebnahme im Jahr 1971 verfügt die Anlage über einen Elektrofilter, 1985 wurde ein zweistufiger Venturi-Wäscher und 1989 eine SCR-Entstickungsanlage installiert (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 2: Emissionen der MVA Spittelau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	19,1	16,0
Staub	1,3	1,1
CO	27,8	23,3
SO ₂	2,1	1,8

¹⁾ 11 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die Hausmüllverbrennungsanlage Flötzersteig besteht aus drei Verbrennungslinien, die je bis zu 8,3 t/h Müll aufnehmen können; für den An- und Abfahrbetrieb stehen für jeden Kessel zwei Gasbrenner zur Verfügung. Die Anlage speist ca. 50 MW Fernwärme ins Netz ein, produziert aber keinen Strom. 2003 betrug die Brennstoffnutzung 63,4 %. Dem Verbrennungsrost nachgeschaltet ist ein mit Überhitzer und Economiser ausgestatteter Dampfkessel mit einer thermischen Leistung von 14 MW, der überhitzten Dampf mit 270 °C und 16 bar erzeugt. Jede Linie ist mit je einem Elektrofilter, welcher derzeit durch Tuchfilter ersetzt wird, sowie mit drei Wäschern ausgestattet. Dazu gibt es noch eine für alle drei Linien gemeinsame Entstickungs- und Dioxinzerstörungsanlage (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 3: Emissionen der MVA Flötzersteig im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	21,0	22,4
Staub	2,0	2,1
CO	21,0	22,4
SO ₂	1,9	2,0

¹⁾ 11 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die Sonderabfall- und Klärschlammverbrennungsanlage Simmeringer Haide verfügt zur Verbrennung von Sonderabfall – also von gefährlichem Abfall – bei 1.200 °C über zwei Drehrohröfen mit einer thermischen Leistung von je 13 MW und einem inneren Durchmesser von 4 m bei einer Länge von 14 m. Jede Linie hat ihre eigene vollständige Gasreinigung. In der Hauptkläranlage Wien werden jährlich ca. 200 Mio. m³ Abwasser gereinigt, wobei nach einer mechanischen Entwässerung des Dünnschlammes durch Zentrifugen Dickschlamm mit ca. 34 % TS anfällt. Der Klärschlamm ist zwar nicht selbst brennfähig, kann aber in drei Wirbelschichtöfen (thermische Leistung 2 x 7 MW, 1 x 11 MW) genutzt werden. Die einzige Verknüpfung zwischen allen fünf Verbrennungslinien der Simmeringer Haide sind die Dampfleitungen: Die Heißgase aller Öfen werden zur Dampfproduktion genützt; die dafür vorhandenen Dampfkessel liefern ihren Dampf an zwei Dampfturbinen. Dieser wird zur Produktion von Strom und Fernwärme verwendet, wobei der Strom für den Eigenbedarf im Werk fast ausreicht. Zu Beginn des Geschäftsjahres 2003/2004 wurde der Wirbelschichtofen 4 in Betrieb genommen – eine rotierende Wirbelschicht, mit der sowohl Restmüll alleine als auch eine Mischung aus Restmüll und bis zu 5,5 t/h Klärschlamm verbrannt werden können. Das Werk ist mit Elektrofiltern, nassen Rauchgaswäschern und Aktivkohlefiltern zur Abscheidung von Dioxinen, Quecksilber und Staub ausgerüstet. Derzeit wird eine Entstickungsanlage für alle bestehenden Linien über eine Rauchgassammelleitung in Betrieb genommen. Im Jahr 2003 erreichte die Anlage eine Brennstoffnutzung von 47,8 % (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 4: Emissionen der SVA Simmeringer Haide im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	157,1	107
Staub	0,4	0,3
CO	17,4	12,4
SO ₂	0,8	0,6

¹⁾ 11 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die Raffinerie Schwechat der OMV benötigt für die Erdölverarbeitung zwei eigene Kraftwerke zur Bereitstellung von Strom und Prozessdampf und zur Entsorgung der Raffinerie-Rückstände. Die KWK-Anlage ist wärmegeführt. Zusätzlich wird Fernwärme mittels zweier Wärmetauscherstationen (170 und 60 MW) ausgekoppelt. Eine Zuordnung der erzeugten Fernwärme zu einzelnen Brennstoffen kann mangels detaillierter Angaben nicht getroffen werden. Insgesamt werden ca. 70 % des Brennstoffeinsatzes durch flüssige Rückstände und 30 % durch Raffineriemischgas eingebracht. Die Brennstoffnutzung wird anhand der verfügbaren Daten mit ca. 83 % und der elektrische Wirkungsgrad mit ca. 16 % abgeschätzt (OMV 1999, UMWELTBUNDESAMT 2000, 2005).

Tabelle 5: Emissionen der beiden Heizkraftwerke der OMV im Jahr 2003 (UMWELTBUNDESAMT 2004a, b).

	Fracht [t]	Konzentration HKW 1 [mg/Nm ³] ¹⁾	Konzentration HKW 2 [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	2.443	140	504
Staub ²⁾	91	1	20
CO ²⁾	247	31	48
SO ₂	3.455	112	720

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

²⁾ Werte aus dem Jahr 2002

Die vier Kraftwerke der Wienstrom GmbH werden ausschließlich bzw. größtenteils mit Erdgas befeuert. Die Emissionen werden durch stickoxidarme Brenner und Rauchgasentstickungs-, Entschwefelungs- und Entstaubungsanlagen gering gehalten (WIENSTROM 2005a).

Die KWK-Anlage Simmering 1/2 wurde 1978 errichtet. Sie wurde in den letzten Jahren mit NO_x-armen Brennern ausgestattet und mit einer SCR-Anlage (Katalysator zur NO_x-Minderung) nachgerüstet. In der Grundausslegung beträgt die Brennstoffwärmeleistung des Dampferzeugers 857 MW und der Vorschaltgasturbine 241 MW, die thermische Leistung (= Fernwärmeauskopplung) der Gesamtanlage 280 MW und die elektrische Leistung 430 MW im Kondensationsbetrieb bzw. 360 MW bei Fernwärmeauskopplung. Im Jahr 2003 betrug die Brennstoffnutzung 58,3 %.

Bis 2008 ist der Umbau zu einer Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD-Anlage) mit folgenden Grundausslegungsdaten geplant: Brennstoffwärmeleistung 1.439 MW; elektrische Leistung: 820 MW (Kondensationsbetrieb) bzw. 700 MW (Fernwärmebetrieb), thermische Leistung: 450 MW. Der Wirkungsgrad der neuen Anlage soll knapp 80 % betragen (WIENSTROM 2005a, WIENSTROM 2005b, FISCHER-FÜRNSINN 2005).

Tabelle 6: Emissionen der KWK-Anlage Simmering 1/2 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	255,5	83,8
Staub	–	–
CO	15,1	4,9
SO ₂	–	–

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die KWK-Anlage Simmering 3 wurde 1992 errichtet und war von Beginn an mit NO_x-armen Brennern und einem Katalysator zur Minderung von NO_x ausgestattet. Die Brennstoffwärmeleistung beträgt rund 1.000 MW, die elektrische Leistung 420 MW im Kondensationsbetrieb bzw. 365 MW bei Fernwärmeauskopplung und die thermische Leistung 350 MW (Grundauslegung). Bei maximaler Fernwärmeauskopplung liegt der Wirkungsgrad bei über 80 %. Im Jahr 2003 lieferte das Kraftwerk bei einer Brennstoffnutzung¹⁴ von 72,2 % mit 1,28 TWh die größte Wärmemenge aller österreichischen Fernwärmekraftwerke (WIENSTROM 2005a, FISCHER-FÜRNSINN 2005).

Tabelle 7: Emissionen der KWK-Anlage Simmering 3 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	404,2	86,2
Staub	25,6	11,3
CO	45,3	9,6
SO ₂	92,8	19,8

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die GuD-Anlage Donaustadt 3 mit einer Brennstoffwärmeleistung von rund 700 MW und einer thermischen Leistung von 250 MW (bei Grundauslegung) wurde 2001 neu errichtet; sie wird ausschließlich mit Gas betrieben. Bei maximaler Fernwärmeauskopplung wird ein Wirkungsgrad bis zu 87 % erreicht. Im Jahr 2003 erreichte die Anlage eine Brennstoffnutzung¹¹ von 74,0 % bei einer Wärmelieferung von 1,02 TWh (FERNWÄRME WIEN 2005, WIENSTROM 2005a).

Tabelle 8: Emissionen der KWK-Anlage Donaustadt 3 im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	168,9	28,8
Staub	–	–
CO	14,8	2,8
SO ₂	–	–

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

¹⁴ Die Kennzahl „Brennstoffnutzung“ beinhaltet bei Entnahmekondensationsanlagen den Fernwärmebetrieb (die tatsächlich ausgekoppelte Wärmemenge liegt in der Regel unter der maximal auskoppelbaren Wärmemenge) und den reinen Stromerzeugungsbetrieb (= Kondensationsbetrieb) und liegt somit unter dem maximal erzielbaren Wirkungsgrad.



Die GuD-Anlage Leopoldau wurde 1988 errichtet und erreichte im Jahr 2003 bei einer Brennstoffwärmeleistung von rund 400 MW und einer thermischen Leistung von 170 MW (bei Grundausslegung) eine Brennstoffnutzung von 84,2 % (WIENSTROM 2005a).

Tabelle 9: Emissionen der KWK-Anlage Leopoldau im Jahr 2003 (WIENSTROM 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	173,9	32
Staub	–	–
CO	keine Angabe	< 5
SO ₂	–	–

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Das Fernheizwerk Spittelau ist mit einer Brennstoffwärmeleistung von 450 MW und einer thermischen Leistung von 400 MW das größte Fernwärmewerk Österreichs und befindet sich am Standort der Müllverbrennungsanlage. Es beinhaltet zwei gas- und ölbefeuerte Spitzenkessel mit einer thermischen Leistung von je 170 MW sowie drei gasbetriebene Dreizugkessel mit einer thermischen Leistung von je 20 MW. Die Brennstoffnutzung betrug im Jahr 2003 90,4 % (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 10: Emissionen des Heizwerks Spittelau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	2,3	70–150
Staub	0,004	0,1–1,0
CO	0,08	2–11
SO ₂	0,13	0–131

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte, Konzentration abhängig von eingesetzten Brennstoffen

1975 wurde das Fernheizwerk Arsenal als Spitzenlast- und Reservekraftwerk von der Fernwärme Wien übernommen, wobei die Stromturbine seit einiger Zeit außer Betrieb ist. Es wird beim Ausfall von KWK-Anlagen und bei tiefen Temperaturen dem Fernwärmenetz zugeschaltet. Die drei Kessel – zwei davon werden entweder mit Gas oder mit Öl, der dritte nur mit Gas betrieben – haben in Summe eine thermische Leistung von 325 MW (2 x 93 MW, 1 x 140 MW) bei einer Brennstoffwärmeleistung von 360 MW. Im Jahr 2003 betrug die Brennstoffnutzung 90,1 % (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 11: Emissionen des Heizwerks Arsenal im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	7,9	188–690
Staub	1,5	1–212
CO	0,4	15–23
SO ₂	12,0	0–1.540

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte, Konzentration abhängig von eingesetzten Brennstoffen

Das Fernheizwerk Kagran verfügt über vier Heizkessel mit einer Brennstoffwärmeleistung von in Summe 200 MW und einer thermischen Leistung von 175 MW. Die Kessel sind für Öl- bzw. Gasbefuerung eingerichtet und erreichten im Jahr 2003 eine Brennstoffnutzung von 87,7 %. Ein Kessel dient zur Prozesswärmeproduktion für einen Autoproduzenten, die restlichen als Reservekessel (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 12: Emissionen des Heizwerks Kagran im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	7,1	131–187
Staub	1,3	2–7
CO	0,4	14–48
SO ₂	10,6	0–1.581

¹⁾ 3 Vol.- % O₂, Jahresmittelwerte, Konzentration abhängig von eingesetzten Brennstoffen

Das Fernheizwerk Süd (Inzersdorf) wurde 1995 als Spitzen- und Reserveanlage errichtet. Zwei gasbefeuerte Strahlungskessel mit nachgeschalteten Konvektionsheizflächen weisen zusammen eine Brennstoffwärmeleistung von 380 MW und eine thermische Leistung von 340 MW auf. Die Kessel werden von jeweils sechs kombinierten Gas-Öl-Brennern befeuert. Das Heizwerk erreichte im Jahr 2003 eine Brennstoffnutzung von 94,5 % (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 13: Emissionen des Heizwerks Süd im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	2,2	50–120
Staub	0,04	1
CO	0,4	7–14
SO ₂	0,05	0–60

¹⁾ 3 Vol.- % O₂, Jahresmittelwerte, Konzentration abhängig von eingesetzten Brennstoffen

Ein Spitzenkessel des GuD-Kraftwerks Leopoldau dient als Reserve beim Ausfall einer KWK-Anlage und ist mit einer Rauchgasentstickungsanlage ausgerüstet. Das Fernheizwerk Leopoldau wird ausschließlich während der Heizperiode eingesetzt; seine Brennstoffwärmeleistung beträgt 190 MW, seine thermische Leistung 170 MW bei einer Brennstoffnutzung von 92,3 % im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 14: Emissionen des Heizwerks Leopoldau im Jahr 2003 (FERNWÄRME WIEN 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	3,4	108
Staub	0	0,1
CO	0,3	9
SO ₂	0	0

¹⁾ 3 Vol.- % O₂, Jahresmittelwerte

In Wien entsteht derzeit ein neues Biomasse-Kraftwerk am Standort Simmering, das im Sommer 2006 seinen Betrieb aufnehmen soll. Bei einer Brennstoffwärmeleistung von 67 MW und einer maximalen thermischen Leistung von ca. 37 MW werden jährlich ca. 625.000 Schüttraummeter (srm) Biomasse mit einem maximalen Wirkungsgrad von ca. 80 % in Strom und Wärme umgewandelt. Die Rauchgasreinigungsanlage minimiert durch den Einsatz von Gewebefiltern das Staubproblem; außerdem kommt eine Denox-Anlage zum Einsatz. Der Bruttoanlagenwirkungsgrad ist mit ca. 80 % im Winter und ca. 36 % im Sommer prognostiziert (FERNWÄRME WIEN 2005, FISCHER-FÜRNSINN 2005).

Wiens erste Biogasanlage wird voraussichtlich 2006 in Betrieb gehen. Hauptaufgabe der Anlage ist die mechanische Aufbereitung und die anschließende biochemische Umwandlung von biogenen Abfällen durch anaeroben Abbau in einem Gärreaktor. Bei diesem Prozess entsteht zu 40–75 % aus Methan bestehendes Biogas. Dieses wird zur Erzeugung von Fernwärme und Strom genutzt, welche dann – reduziert um den Eigenbedarf der Anlage – in die entsprechenden Netze eingespeist werden. Laut derzeitiger Planung können rund 17.000 t biogene Abfälle (Speisereste, Markt- abfälle, überlagerte Lebensmittel etc.) in dieser Anlage durch Nassvergärung zunächst in rund 1,7 Mio. m³/a Biogas und anschließend in Energie umgewandelt werden (FERNWÄRME WIEN 2005).

Die geplante Hausmüllverbrennungsanlage Pfaffenau, die in der Nähe der SVA Simmeringer Haide gebaut wird, ist für eine Gesamtdurchsatzmenge von 32 t/h Restmüll bzw. für eine Jahreskapazität von 250.000 t Restmüll ausgelegt. Die thermische Behandlung des Restmülls erfolgt in einer zweilinigen Rostfeuerung mit jeweils nachgeschalteter Abgasreinigungsanlage, die aus einer Entstaubung, einer zweistufigen nassen Rauchgaswäsche, einer Aktivkoksfilteranlage und einer katalytischen Entstickung besteht. Die erzeugte Energie wird zur Produktion von Strom und Fernwärme als Grundlast verwendet. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das Jahr 2008 vorgesehen. Der dann bestehende Wärmeüberschuss im Sommer soll u. a. zur Kühlung von Gebäuden verwendet werden (siehe "TownTown"-Projekt, Kapitel 4.4.1) (FERNWÄRME WIEN 2005).

Tabelle 15 gibt einen Überblick über die ins Wiener Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 15: In das Netz der Fernwärme Wien einspeisende Anlagen (FERNWÄRME WIEN 2005, WIENSTROM 2005a).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund ¹⁾
MVA Spittelau (KWK)	FW Wien	85	60	Grundlast
MVA Flötzersteig	FW Wien	62	50	Grundlast
SVA Simmeringer Haide (KWK) ²⁾	FW Wien	100	40	Grundlast
HWK Spittelau	FW Wien	450	400	Spitzenlast
HWK Arsenal	FW Wien	360	325	Spitzenlast
HWK Kagran	FW Wien	200	175	Spitzenlast
HWK Süd	FW Wien	380	340	Spitzenlast
HWK Leopoldau	FW Wien	190	170	Spitzenlast
KWK Simmering1/2	Wienstrom	1.000	280	Mittellast
KWK Simmering 3	Wienstrom	972	350	Mittellast
KWK Donaustadt 3	Wienstrom	686	250	Mittellast
KWK Leopoldau	Wienstrom	380	170	Mittellast
KWK Raffinerie Schwechat	OMV	keine Angabe	170	Grundlast
Industrieabwärme	diverse Betriebe	–	7	Grundlast

¹⁾ Aufgabe der im Verbund stehenden Einzelanlagen bei der Fernwärmeerzeugung (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Ausfallsreserve)

²⁾ Zu Beginn des Geschäftsjahrs 2003/2004 wurde der Wirbelschichtofen 4 in Betrieb genommen (thermische Leistung: 28 MW).

BWL Brennstoffwärmeleistung

MVA Müllverbrennungsanlage

SVA Sondermüllverbrennungsanlage

HWK Heißwasserkessel

KWK Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

FW Fernwärme

3.2.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Bundeshauptstadt im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Für die Fernwärmeversorgung in Wien eingesetzte Brennstoffe (FERNWÄRME WIEN 2005, OMV 1999, UMWELTBUNDESAMT 2000).

Name	eingesetzte Brennstoffe
MVA Spittelau (KWK)	Erdgas, Hausmüll
MVA Flötzersteig	Erdgas, Hausmüll
SVA Simmeringer Haide (KWK)	Heizöl schwer, Heizöl extra leicht, gefährliche Abfälle, Klärschlamm
HWK Spittelau	Erdgas, Heizöl leicht
HWK Arsenal	Erdgas, Heizöl schwer
HWK Kagran	Erdgas, Heizöl schwer
HWK Süd	Erdgas, Heizöl extra leicht
HWK Leopoldau	Erdgas, Heizöl
KWK Donaustadt 3	Erdgas
KWK Simmering 1/2	Erdgas
KWK Simmering 3	Erdgas, Heizöl
KWK Leopoldau	Erdgas
KWK Raffinerie Schwechat	flüssige Rückstände, Raffineriemischgas
diverse Betriebe (Henkel, Hrachowina)	Abwärme

3.2.4 Nutzung

Über das Wiener Fernwärmenetz wurden 2003 mehr als 234.000 Haushalte und ca. 4.800 Großkunden mit Wärme und Warmwasser versorgt. Im Geschäftsjahr 2002/03 setzte die Fernwärme Wien 5.134 GWh Wärme ab, davon entfielen 3.567 GWh bzw. 69 % auf Großkunden und 1.567 GWh bzw. 31 % auf Wohnungskunden. Die Wärmebelegung betrug 5,2 GWh/km (FERNWÄRME WIEN 2005).

Die Fernwärme wird zu ca. drei Vierteln für die Raumheizung verwendet und zu einem Viertel zur Warmwasserbereitung; sie hatte im Jahr 2003 einen Anteil an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung von 35 %. Ferner ist eine mit Fernwärme betriebene Absorptionskältemaschine zur Kühlung des Wiener Allgemeinen Krankenhauses mit einer Leistung von 20 MW installiert. Außerdem gibt es zwei große Pilotprojekte zur Kälteversorgung von Gebäuden mit Hilfe von Absorptionskältemaschinen (FERNWÄRME WIEN 2005, KWI 2005).

Die Tarifgestaltung der Fernwärme Wien sieht unterschiedliche Preise vor. Für Großkunden setzt sich der Tarif aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis zusammen; diese beiden Preise ergeben einen anlagenspezifischen Mischpreis. Der Leistungspreis wird aufgrund der Einstellung der Hausanlage (netto 58.000 €/MW), der Arbeitspreis aufgrund des Verbrauchs verrechnet (netto 27,08 €/MWh). Dieser Mischpreis ist mit den von Fernwärme Wien freiwillig gewährten 1.600 Volllaststunden begrenzt (im Folgenden kurz „Höchstpreis“ genannt).

$$\text{Höchstpreis} = \text{Arbeitspreis} + (\text{Leistungspreis}/1.600)$$

Dem Wärmeverbrauch eines Objektes (Großkunden) wird ein Anschlusswert in MW zugrunde gelegt. Für die Herstellung eines Anschlusses an das Versorgungsnetz sowie für die Verlegung der Anschlussleitung wird je nach Standort, Lage und Größe des Objektes ein einmaliger Baukostenzuschuss verrechnet. Dieser wird individuell nach den örtlichen Gegebenheiten kalkuliert und ist von Objekt zu Objekt unterschiedlich.

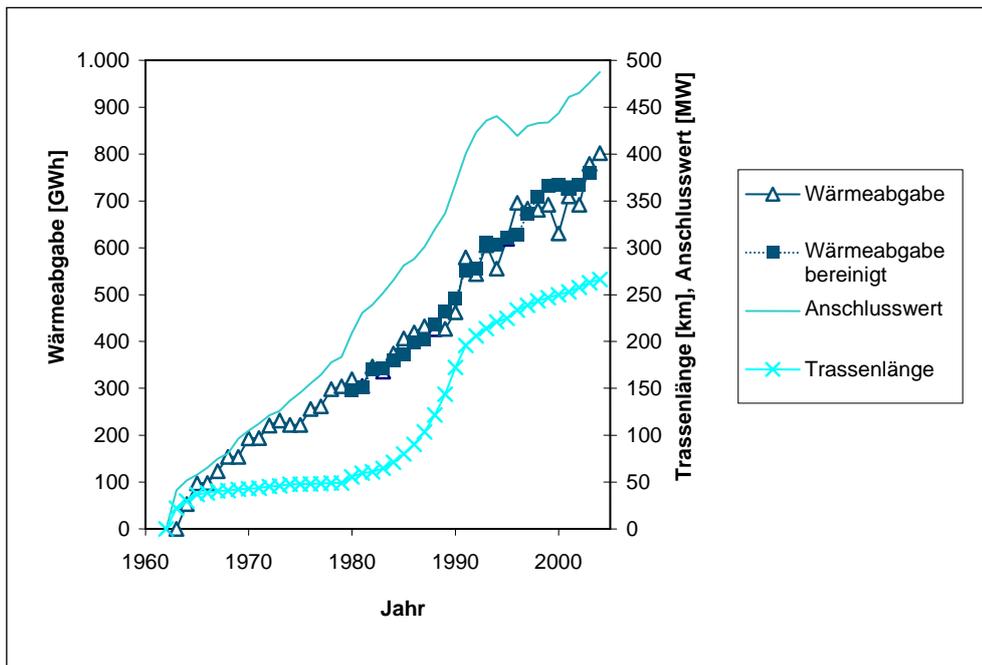
Für Haushaltskunden setzt sich der Preis aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis zusammen (die Lieferung von Fernwärme durch FERNWÄRME WIEN unterliegt derzeit einer amtlichen Preisregelung durch den Landeshauptmann von Wien gemäß dem letztgültigen Bescheid vom 27.1.1997). Der Grundpreis stellt Fixkosten dar, die von der Objektgröße abhängen (netto 3,05 €/m²a), der Arbeitspreis richtet sich nach dem Verbrauch (netto 26,5 €/MWh inklusive Energieabgabe) (FERNWÄRME WIEN 2005, FERNWÄRME WIEN 2006).

3.3 Graz

3.3.1 Netz

Die Netzlänge des Grazer Fernwärmenetzes betrug Ende 2003 rund 263 km mit einer Nennweite von max. 60 cm; der Anteil von vorisolierten Rohren lag bei knapp 80 %. Die Wärmeerzeugung obliegt der Steirischen Gas-Wärme GmbH (StGW), die Wärmeverteilung der Energie Graz GmbH. Neben der direkten Einspeisung ins Netz von Anlagen auf Grazer Stadtgebiet wird an zwei Übernahmestellen Wärme aus der Fernwärmetransportleitung Mellach – Graz eingespeist, welche von der StGW betrieben wird. Die Vorlauftemperatur im Netz der Energie Graz wird in Abhängigkeit von der Außentemperatur zwischen 70 °C und 120 °C gehalten; die Rücklauftemperatur liegt bei 50–60 °C, der Betriebsdruck bei max. 10 bar. Die Netzverluste betragen 2003 knapp 10 %, der Pumpstrombedarf ca. 8.000 MWh (jeweils exkl. Fernwärmeleitung Mellach – Graz) (ENERGIE GRAZ 2005).

Die Fernwärmeleitung Mellach – Graz, die auch einige kleinere Netze der StGW außerhalb des Grazer Stadtgebiets mit Raumwärme versorgt, ist 18,7 km lang mit einem Durchmesser von 65 cm. Der Vorlauf hat eine Temperatur von 130 °C und einen Druck von 25 bar, der Rücklauf eine Temperatur von 65 °C und einen Druck von 6 bar. Bei einer Transportdauer des Wassers von Mellach nach Graz von ca. 2,5 h beträgt der Übertragungsverlust der Leitung ca. 2,5 %. Der Pumpstrombedarf für die Fernwärmeleitung betrug im Jahr 2003 ca. 7.000 MWh (StGW 2005, VERBUND ATP 2005a).



„bereinigte“ Daten: normierter Verlauf unter Berücksichtigung der Heizgradtage

Abbildung 7: Entwicklung des Grazer Netzes (MAGISTRAT GRAZ 2003, ENERGIE GRAZ 2005).

Das Fernheizkraftwerk Graz hat im Herbst 1963 den Betrieb aufgenommen; damit wurde der Grundstein für die Fernwärmeversorgung in Graz gelegt. In Abbildung 7 ist die Entwicklung der Trassenlänge, des Anschlusswertes und der Wärmeabgabe des Grazer Netzes dargestellt. In den letzten 10 Jahren wurden im Durchschnitt 15 MW/a angeschlossen bei einem durchschnittlichen Netzausbau von 15 km/a.

3.3.2 Anlagenpark

Die Wärmeerzeugung von 865 GWh erfolgte 2003 zu 87 % in KWK-Anlagen (Mellach, Werndorf, CMST), der Rest stammt aus Spitzenlastkesseln (FHKW Graz), aus der Nutzung der Abwärme der Marienhütte und aus einer Solaranlage am Stadion Liebenau. Die thermische Nennleistung der einspeisenden Anlagen beträgt ca. 760 MW (ENERGIE GRAZ 2005, VERBUND ATP 2005a, STREICHER 2005).

Eine wichtige Wärmequelle für die Fernwärmeversorgung der Stadt Graz stellen die beiden KWK-Anlagen der Verbund ATP, die FHKW Mellach und Neudorf/Werndorf, im Süden von Graz dar. Das FHKW Mellach in der Gemeinde Wildon mit einer Brennstoffwärmeleistung von 543 MW und einer max. Fernwärmeauskopplung von 230 MW besteht aus einem 19 Jahre alten Bensonkessel mit Zwischenüberhitzer; die Fernwärmeauskopplung erfolgt über drei Heizer. Als Brennstoffe werden vor allem Steinkohle und ein geringer Anteil an Erdgas (ca. 2 % der eingesetzten Brennstoffwärme, max. 60 % der Brennstoffwärmeleistung) eingesetzt. Ab Ende 2005 sollen bis zu 35.000 t/a kommunaler Klärschlamm zugefeuert werden. Die Brennstoffnutzung betrug 2003 58,1 % (VERBUND ATP 2005a).

Tabelle 17: Emissionen des FHKW Mellach im Jahr 2003 (VERBUND ATP 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	653,0	158,3
Staub	6,2	1,5
CO	31,1	7,6
SO ₂	251,0	59,9

¹⁾ 6 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Der Block 2 des FHKW Neudorf/Werndorf mit einer Brennstoffwärmeleistung von 376,5 MW und einer max. Fernwärmeauskopplung von 210 MW besteht aus einem 31 Jahre alten Bensonkessel mit Zwischenüberhitzer; die Fernwärmeauskopplung erfolgt über einen Heizer. Als Brennstoffe werden vor allem Heizöl schwer und ein geringer Anteil an Erdgas (ca. 4 % der eingesetzten Brennstoffwärme) eingesetzt; die Brennstoffnutzung betrug 2003 52,9 %. Der Block 1, welcher 1968 in Betrieb ging, ist derzeit trocken konserviert und bei der Behörde abgemeldet (VERBUND ATP 2005a, b).

Tabelle 18: Emissionen des FHKW Neudorf/Werndorf im Jahr 2003 (VERBUND ATP 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	198,5	132,4
Staub	12,7	8,1
CO	10,9	7,6
SO ₂	149,8	101,7

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die CMST (Cogeneration-Kraftwerke Management Steiermark GmbH), ein Unternehmen der Steirischen Gas-Wärme GmbH, betreibt seit 1997 am Standort Graz-Thondorf eine KWK-Anlage mit einer Brennstoffwärmeleistung von 70 MW und einer thermischen Leistung von 35 MW sowie einer Brennstoffnutzung im Jahr 2003 von 85 %. Die Anlage besteht aus einer Gasturbine mit nachgeschaltetem Abhitzekeessel mit zwei Heißwasserkreisläufen und einem CO-Katalysator als sekundärer Emissionsminderungsmaßnahme. Der überwiegende Teil der Wärme wird in die Fernwärmehtransportleitung Mellach – Graz der Steirischen Gas-Wärme GmbH eingespeist. Daneben gibt es an diesem Standort eine Kesselanlage mit einer thermischen Leistung von 60 MW, die als Ausfallsreserve und Spitzenlastanlage dient (CMST 2005).

Tabelle 19: Emissionen der KWK CMST im Jahr 2003 (CMST 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	83	60
Staub	–	0
CO	14	< 5
SO ₂	–	0

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte



Die Stahl- und Walzwerk Marienhütte GmbH liefert Abwärme aus dem Betrieb in das Fernwärmenetz der Energie Graz GmbH. Die Abgase aus dem Stoßofen, der der Erwärmung des Walzguts auf Walztemperatur dient, werden in der Kaminanlage erfasst und über einen Abhitzekegel entnommen. Diese Art der Wärmerückgewinnung wird seit 1994 praktiziert und erbrachte bis zur Inbetriebnahme einer Auskoppelungsanlage am Schmelzofen im Jahr 2000 eine Gesamtauskoppelungsmenge von über 55 GWh. Die Ausweitung der Anlage auf die Abwärme aus dem Elektrolichtbogenofen, die mittels Plattenwärmetauschern gewonnen wird, bewirkte eine Vervielfachung der jährlich ausgekoppelten Wärmemenge auf über 25 GWh/a. Seither wurde die Anlage noch einmal erweitert, so dass derzeit ca. 40 GWh/a ausgekoppelt werden (MARIENHÜTTE 2005).

Das Fernheizkraftwerk Graz in der Puchstraße ging 1963 in Betrieb, wurde 1993 auf Betrieb mit Erdgas umgestellt und dient heute zur Abdeckung der Spitzenlast. Es besteht aus drei Steilrohr-Strahlungskesseln mit Naturumlauf, drei Hilfsdampfkesseln und vier Heißwasserkesseln. Bei einer Brennstoffwärmeleistung von 345 MW und einer thermischen Leistung von 280 MW betrug im Jahr 2003 die Brennstoffnutzung 83 % (STGW 2005, UMWELTBUNDESAMT 2003).

Tabelle 20: Emissionen des FHKW Graz im Jahr 2003 (StGW 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	5,2	57–193
Staub	–	0
CO	0,5	1–29
SO ₂	–	0

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die mit 1.407 m² Kollektorfläche derzeit größte thermische Solaranlage Österreichs auf der Dachfläche der Skatinghalle des Stadions Liebenau wurde im Jahr 2002 in Betrieb genommen. Sie speist bei einer Maximalleistung von ca. 700 kW jährlich ca. 550 kWh in das Grazer Netz ein. Die Firma S. O. L. I. D. GmbH hat die Anlage errichtet und die Firma nahwaerme.at – Energiecontracting GmbH & Co. KG betreibt sie (NAHWÄRME.AT 2005).

Eine noch größere Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 5.900 m² wird derzeit ebenfalls von der Firma S. O. L. I. D. GmbH auf den Dächern der AEVG, der Grazer Abfall-, Entsorgungs- und Verwertungs-GmbH, errichtet. Sie soll jährlich 2.500 MWh Wärme liefern.

Am Standort Mellach ist ein GuD-Kraftwerk, bestehend aus zwei Gasturbinen mit nachgeschaltetem Dampfkraftprozess, mit einer Brennstoffwärmeleistung von 1.600 MW in Planung. Die Fernwärmeauskopplung ist aufgrund der Kapazität der Fernwärmetransportleitung Mellach – Graz auf max. 250 MW beschränkt. Eine Erhöhung der Fernwärmelieferung an die Stadt Graz und die Umlandgemeinden auf einen Wert von 400 MW wäre aus dieser Anlage möglich; Voraussetzung dafür wäre aber eine Verstärkung der Fernwärmetransportleitung Mellach – Graz (VERBUND ATP 2005c).

Tabelle 21 gibt einen Überblick über die ins Grazer Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 21: In das Netz der Energie Graz einspeisende Anlagen (VERBUND ATP 2005a, CMST 2005, STREICHER 2005, StGW 2005, NAHWÄRME.AT 2005).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund
FHKW Mellach	Verbund ATP	543	230	Grundlast
FHKW Werndorf	Verbund ATP	377	210	Mittellast
KWK CMST	CMST	70	35	Grundlast
Marienhütte	Marienhütte	–	6	Grundlast
FHKW Graz	StGW	345	280	Spitzenlast
Solaranlage Stadion	nahwaerme.at	–	0,7	Grundlast

FHKW...Fernheizkraftwerk

3.3.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Stadt Graz im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 22: Für die Fernwärmeversorgung in Graz eingesetzte Brennstoffe.

Name	eingesetzte Brennstoffe
FHKW Mellach	Steinkohle, Erdgas
FHKW Werndorf	Heizöl schwer, Erdgas
KWK CMST	Erdgas
Marienhütte	Abwärme
FHKW Graz	Erdgas
Solaranlage Stadion	–

3.3.4 Nutzung

Von den 3.895 Wärmelieferungsverträgen entfielen im Jahr 2003 3.646 Verträge auf private Abnehmer (davon ca. 800 Einfamilienhäuser) bei einer Wärmeabgabe von 70 % – ca. 30.000–40.000 Haushalte wurden dadurch mit Fernwärme versorgt – und 249 Verträge auf Großkunden (öffentliche Körperschaften, Gewerbe und Industrie) bei einer Wärmeabgabe von 30 % des gesamten Verbrauchs. Der durchschnittliche spezifische Verbrauch liegt im Einfamilienwohnhaus pro Jahr bei 160 kWh/m² und im Geschoßbau bei 125 kWh/m². Die Wärmeabgabe an die Verbraucher betrug 2003 779 GWh, was einer Wärmebelegung von 3,0 GWh/km entspricht. Der Anschlusswert betrug Ende 2003 476 MW. Dies entspricht einer spezifischen Anschlussleistung von 1,8 MW/km; die max. Wärmeleistung von 352 MW wurde am 13.01.2003 erreicht. Die Entwicklung von Wärmeabgabe und Anschlusswert seit der Inbetriebnahme des Netzes ist in Abbildung 7 dargestellt (ENERGIE GRAZ 2005).

Die Fernwärme wird zur Heizung und zur Warmwasserbereitung eingesetzt; der Fernwärmeanteil am Raumwärmemarkt der Landeshauptstadt Graz betrug im Jahr 2003 28 %. Die Aufteilung der Heizkosten erfolgt durch eine Abrechnungsfirma (ENERGIE GRAZ 2005, KWI 2005).

3.4 Linz

3.4.1 Netz

Der Aufbau des vermaschten Netzes der Linz Gas/Wärme GmbH erfolgte ab 1970. Im Jahr 2003 wies das Netz eine Länge von 190 km auf (Primärnetz 141 km, Hausanschlüsse 49 km). Die Vorlauftemperatur beträgt im Sommer 80 °C, im Winter steigt sie gleitend auf bis zu 130 °C an; die Rücklauftemperatur liegt bei 57 °C. Die Netzverluste betragen 2003 ca. 9 % der Wärme sowie 25.000 m³ Wasser. Ca. 9.000 MWh Strom wurden für die Netzpumpen aufgewendet (LINZ GAS/WÄRME 2005).

Neben dem Fernwärmenetz betreibt die Linz Gas/Wärme auch zahlreiche Nahwärmenetze mit 212 Heizzentralen und 27 Unterstationen. Bei einer Trassenlänge der Fernleitungen von 1.538 m wurden 2003 knapp 8.800 Wohnungen mit 70.246 MWh Wärme versorgt (LINZ GAS/WÄRME 2005).

Darüber hinaus ist auch ein ca. 1,3 km langes Fernkältenetz mit einer Nennleistung von 7,7 MW, einem Anschlusswert von 4,3 MW und einem Absatz im Jahr 2003 von 4.926 MWh in Betrieb. Seit 1993 versorgt eine Fernkältezentrale im Linzer Donaupark die Klimazentralen im Brucknerhaus, im Krankenhaus der Elisabethinen sowie in einem Bankgebäude (LINZ GAS/WÄRME 2005).

3.4.2 Anlagenpark

Zwei KWK-Anlagen der Linz Strom GmbH – die FHKW Linz-Mitte und Linz-Süd – versorgen das Netz der Linz Gas/Wärme GmbH mit Energie. Darüber hinaus betreibt die Linz Strom GmbH noch ein Reserveheizwerk, das FHW Linz-Dornach, das nur in Ausnahmefällen zum Einsatz kommt. Die thermische Nennleistung (= max. mögliche Fernwärmeauskopplung) der Anlagen beträgt ca. 470 MW, im Jahr 2003 wurden 895 GWh Wärme erzeugt (LINZ GAS/WÄRME 2005).

Das Fernheizkraftwerk Linz-Mitte wurde 1970 in Betrieb genommen; es wurde im Jahr 2004 modernisiert und erweitert. Seit November 2004 ist eine GuD-Anlage (BWL: rund 210 MW, elektrische Leistung 105 MW, thermische Leistung 85 MW) in Betrieb, welche die bisherige konventionelle Dampfanlage weitgehend ersetzt. Daneben sind an diesem Standort auch zwei Fernwärmespitzenlastkessel installiert. Die Gesamtanlage hat eine Brennstoffwärmeleistung von 316 MW bei einer erwarteten Brennstoffnutzung der GuD-Anlage von ca. 77 % (LINZ GAS/WÄRME 2005, LINZ STROM 2005a).

Tabelle 23: Geplante Emissionen des FHKW Linz-Mitte (LINZ GAS/WÄRME 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	keine Angabe	35
Staub	keine Angabe	0
CO	keine Angabe	35
SO ₂	keine Angabe	0

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

1990 wurde aufgrund der gestiegenen Fernwärmenachfrage mit dem Bau des Fernheizkraftwerks Linz-Süd begonnen; die KWK-Anlage (Gas- und Dampf-Kombiprozess) wurde 1993 fertig gestellt sowie in den Jahren 1997 und 2000 erweitert. Die Haupt-

komponenten sind drei Gasturbinen, drei nachgeschaltete Abhitzeessel (zur Nutzung der Abwärme von den Gasturbinen und zur Dampferzeugung) sowie je eine Entnahmekondensationsdampfturbine und eine Gegendruckdampfturbine. Bei einer Brennstoffwärmeleistung von ca. 420 MW weist die Anlage eine thermische Leistung von 150 MW und eine elektrische Leistung von 170 MW auf. Die Brennstoffnutzung schwankte in den letzten Jahren zwischen 71 und 75 %. Bei den Gasturbinen wurden zur NO_x-Reduzierung Primärmaßnahmen gesetzt und in zwei Abhitzeesseln Katalysatoren eingebaut (LINZ GAS/WÄRME 2005, LINZ STROM 2005b).

Tabelle 24: Emissionen des FHKW Linz-Süd im Jahr 2003 (LINZ GAS/WÄRME 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	102	35
Staub	0	0
CO	53	33
SO ₂	0	0

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Das Heizwerk Linz-Dornach wurde in den Jahren 1965/66 errichtet und im Jahr 1975 erweitert. Installiert sind zwei Heißwasserkessel mit einer thermischen Leistung von je 14 MW. Seit dem Bau der Fernwärmeverbindungsleitung von Linz über die Donau zum Fernheizwerk Dornach 1982/83 wird das Heizwerk nur mehr zur Spitzenabdeckung bei großem Wärmebedarf und zur Sicherstellung der Fernwärmeversorgung (bei Ausfällen anderer Versorgungseinheiten) eingesetzt. Durch diese Verbindung der Fernwärmenetze Linz und Dornach ist ein verbesserter Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung im Hauptwerk Linz-Mitte möglich (LINZ STROM 2005c).

Zur Ergänzung der Fernwärmeversorgung der Stadt Linz wurde 2005 eine Biomasse-KWK-Anlage, das Biomasse-Heizkraftwerk Linz-Mitte, mit einer Brennstoffwärmeleistung von 35 MW, einer thermischen Leistung von 21 MW und einer elektrischen Leistung von 8,9 MW gebaut. Im Moment befindet sich die Anlage in der Inbetriebsetzung. Nach erfolgreicher Inbetriebsetzung wird die Anlage bis Ende Juni 2006 den erweiterten Probetrieb absolvieren. Die offizielle Übernahme ist für den 1. Juli 2006 geplant. Bei der eingesetzten Technologie handelt es sich um einen Rankine Cycle mit einer Gegendruckentnahmeturbine. Dieses Kraftwerk soll 15–17 % der Wärmemenge des Fernwärmenetzes liefern (LINZ GAS/WÄRME 2005, UMWELTBUNDESAMT 2004c).

Die Linz AG verwendet zur Speicherung einen großen drucklosen Wärmespeicher mit einer Höhe von 65 m und einem Durchmesser von 26 m. Darin können 34.500 m³ Wasser bzw. 1.300 MWh Wärme (Einspeisetemperatur 97 °C, Rücklauftemperatur 57–60 °C) gespeichert werden. Beim Laden des Speichers wird heißes Wasser oben im Tank mit langsamer Geschwindigkeit eingeleitet und kaltes am Boden entnommen, beim Entladen läuft dieser Vorgang in die umgekehrte Richtung ab. Im Winter wird der Tank während der Wochentage stufenweise entladen und über Nacht ein Teil der entnommenen Wärme wieder eingespeist. Am Wochenende erfolgt jeweils eine vollständige Aufladung. Im Sommer wird der Tank während der Woche geladen und am Wochenende entladen. Im Frühling und Herbst gibt es unterschiedliche Betriebsweisen; zu dieser Zeit besteht die Hauptaufgabe darin, die Morgenspitze im Wärmebedarf auszugleichen. Durch dieses Speicherkonzept kann der Einsatz von Spitzenkesseln auf ein Minimum reduziert werden (UMWELTBUNDESAMT 2004c).



Tabelle 25 gibt einen Überblick über die ins Linzer Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 25: In das Netz der Linz Gas/Wärme GmbH einspeisende Anlagen (LINZ GAS/WÄRME 2005, LINZ STROM 2005a, b).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund
FHKW Linz-Mitte (GuD-Anlage)	Linz Strom	210	85	Grund-, Mittel-, Spitzenlast
FHKW Linz-Süd	Linz Strom	420	150	
FHW Linz-Dornach	Linz Strom	keine Angabe	30	Reserve

3.4.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Stadt Linz im Netz der Linz Gas/Wärme GmbH im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 26 dargestellt.

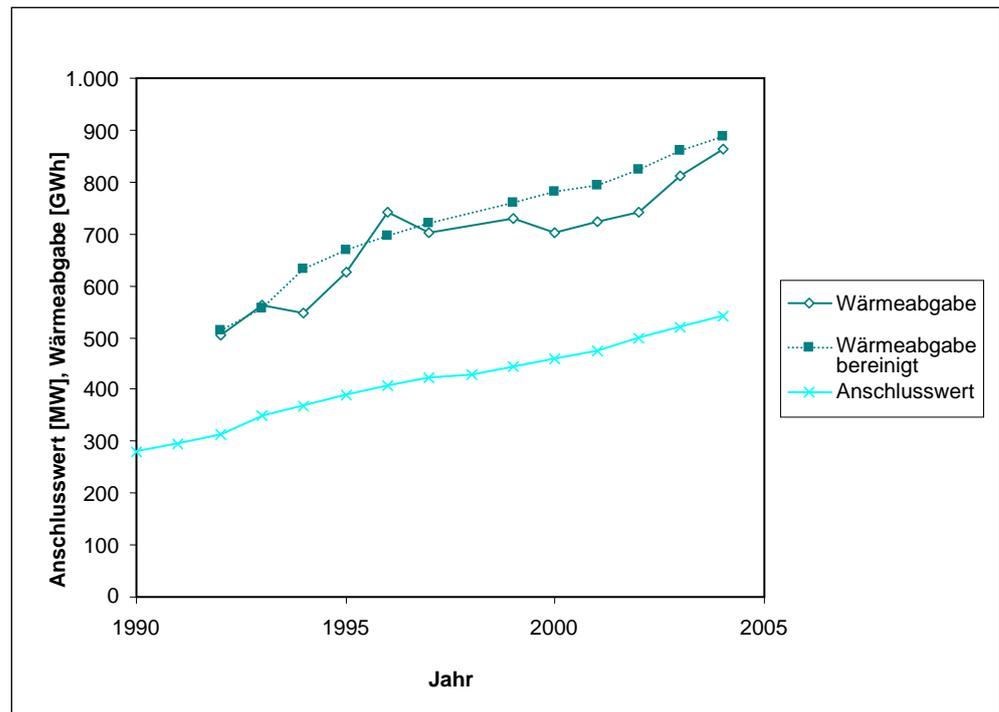
Tabelle 26: Für die Fernwärmeversorgung in Linz eingesetzte Brennstoffe.

Name	eingesetzte Brennstoffe
FHKW Linz-Mitte	Erdgas, Heizöl schwer
FHKW Linz-Süd	Erdgas
FHW Linz-Dornach	–

3.4.4 Nutzung

Neben zahlreichen Gebäuden von Stadt, Land und Bund sowie Industrie und Gewerbe wurden 2003 auch 39.003 Wohnungen mit Wärme beliefert. Die Wärmeabgabe von 810 GWh (Erzeugung: 895 GWh) gliederte sich in 395 GWh an Wohnungen, 154 GWh an Gebäude im Besitz von Stadt, Land oder Bund und 261 GWh an Industrie und Gewerbe; die Wärmebelegung betrug 4,3 GWh/km. Ende 2003 waren 521 MW angeschlossen; die spezifische Anschlussleistung betrug 2,7 MW/km. Der Anteil an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung betrug ca. 45 % (LINZ GAS/WÄRME 2005).

Die Entwicklung des Anschlusswerts und der Wärmeabgabe des Linzer Fernwärmenetzes ist in Abbildung 8 dargestellt (LINZ GAS/WÄRME 2005).



„bereinigte“ Daten: normierter Verlauf unter Berücksichtigung der Heizgradtage

Abbildung 8: Entwicklung des Anschlusswertes und der Wärmeabgabe des Linzer Fernwärmenetzes (LINZ GAS/WÄRME 2005).

Die Linz AG verrechnet je Anschlussobjekt die Wärme mit dem Vertragspartner. Der Jahresgrundpreis (Leistungspreis, in €/kW) sowie der Messpreis (in €/a) sind fix, die Verbrauchskosten werden durch den Arbeitspreis (in €/MWh) bestimmt. Die Heizkostenabrechnung nimmt die Aufteilung der Verbrauchskosten je Objekt auf die einzelnen Mieter vor. Bei ca. 23.000 Wohnungen erfolgt diese Aufteilung von der Linz AG, der Rest wird direkt von den Wohnungsgenossenschaften bzw. Eigentümern abgerechnet. Es gibt – auch für Großkunden – keine Mengenrabatte (LINZ GAS/WÄRME 2005).

3.5 Salzburg

3.5.1 Netz

Das Fernwärmenetz der Salzburg AG war im Jahr 2003 154 km lang (Primärnetz 104 km, Sekundärnetz 3 km, Hausanschlüsse 47 km), wobei noch ca. 60 km als Dampfnetz betrieben wurden. Seit 2005 wird das Dampfnetz auf Heißwasserbetrieb umgestellt. Die Umstellung erfolgt durch Flutung der bestehenden Dampfleitungen und soll Ende 2010 abgeschlossen sein. Durch Ersatzinvestitionen in den nächsten 20 Jahren sollen die alten Dampfleitungen schrittweise durch Kunststoffmantelrohrsysteme ersetzt werden (SALZBURG AG 2005).

Das Temperaturniveau ist zwischen dem Heißwassernetz und dem Dampfnetz naturgemäß unterschiedlich. In Ersterem betragen der Vorlauf bzw. der Rücklauf im Sommer 95 °C bzw. 70–75 °C und im Winter gleitend bis 120 °C bzw. 65 °C. In Letzterem beträgt der Vorlauf 180 °C, der Rücklauf im Sommer 65 °C und im Winter 50 °C. Die Netzverluste betragen 2003 knapp 20 %, der Pumpstrombedarf 3.000 MWh (SALZBURG AG 2005).

3.5.2 Anlagenpark

Der Anlagenpark der Salzburg AG bestand Ende 2003 aus fünf Eigenanlagen, von denen allerdings eine mittlerweile demontiert wurde. Die thermische Nennleistung der Anlagen betrug im Jahr 2003 ca. 280 MW, 515 GWh Fernwärme wurden erzeugt (SALZBURG AG 2005).

Das Heizkraftwerk Mitte ist eine KWK-Anlage in Sammelschienenschaltung und besteht aus einer Gasturbine und einem Schwerölkessel sowie einer Dampfturbine, über die der Dampf aus der Sammelschiene abgearbeitet wird. Das HKW Mitte mit einer Brennstoffwärmeleistung von 255 MW wurde im Jahr 2003 in Betrieb genommen, wobei die Gasturbine erst ab November 2003 zum Einsatz kam. Daraus resultierte im Jahr 2003 ein gegenüber dem geplanten Betrieb erhöhter Schweröleinsatz, welcher zu höheren Emissionen und einer niedrigeren Brennstoffnutzung (71,8 %) führte; Letztere ist im Jahr 2004 aufgrund des vermehrten Gaseinsatzes auf 76,2 % angestiegen (SALZBURG AG 2005).

Tabelle 27: Emissionen des HKW Mitte im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).

	Fracht [t]	Konzentration SÖK ¹⁾ [mg/Nm ³] ²⁾	Konzentration AHK ³⁾ [mg/Nm ³] ⁴⁾
NO _x	34,1	90,5	11,5
Staub	1,0	4,2	–
CO	31,1	32,6	20,0
SO ₂	16,6	keine Angabe	–

¹⁾ SÖK...Schwerölkessel

²⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

³⁾ AHK...Abhitzeessel

⁴⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Das Heizkraftwerk Nord besteht aus zwei Blöcken, wobei es sich beim ersten um eine KWK-Anlage mit einer Gegendruck-Dampfturbine (Brennstoffwärmeleistung 67 MW) und beim zweiten um einen Heißdampfkessel (Brennstoffwärmeleistung 33 MW) handelt, welcher als Spitzenlastanlage eingesetzt wird. Der Block 1 wies im Jahr 2003 eine Brennstoffnutzung von 87,4 %, der Block 2 von 84,1 % auf (SALZBURG AG 2005).

Tabelle 28: Emissionen des HKW Nord im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).

	Fracht [t]	Konzentration Block 1 [mg/Nm ³] ¹⁾	Konzentration Block 2 [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	24,9	86,6	359,4
Staub	0,5	1,7	9,5
CO	2,8	12,1	10,3
SO ₂	31,5	114,1	348,5

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Im Heizwerk Süd sind zwei Sattdampfkessel und ein Heißwasserkessel (gesamte Brennstoffwärmeleistung: 31,4 MW) installiert, welche als Spitzenlastkessel eingesetzt werden. Die geringe Brennstoffnutzung von 77,9 % im Jahr 2003 ergibt sich aus dem Umstand, dass das Heizwerk Süd an der Schnittstelle zwischen Dampf- und Heißwassernetz in Warmreserve gehalten wurde, um kurzfristig auf Lastanforderungen reagieren zu können (SALZBURG AG 2005).

Tabelle 29: Emissionen des HW Süd im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	3,7	405
Staub	0,2	19
CO	0,1	10
SO ₂	3,4	374

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

HW..... Heizwerk

Das Heizkraftwerk West, welches Ende 2004 stillgelegt und anschließend demonitiert wurde, verfügte über eine KWK-Anlage mit einer Gegendruckdampfturbine und hatte eine Brennstoffwärmeleistung von 26 MW bei einer Brennstoffnutzung von 92,8 % im Jahr 2003. Die Arbeit des HKW West übernahmen der Block 2 des HKW Nord und die Kesselanlagen 3 und 4 des Heizwerks des Landeskrankenhauses Salzburg (SALZBURG AG 2005).

Tabelle 30: Emissionen des HKW West im Jahr 2003 (SALZBURG AG 2005).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	17,5	179,4
Staub	0,3	2,7
CO	0,6	6,0
SO ₂	0,5	5

¹⁾ 3 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Die Salzburg AG betreibt das Kesselhaus des Landeskrankenhauses mit insgesamt vier Kesseln, wovon zwei ausschließlich der Versorgung des Landeskrankenhauses und zwei (die Kessel drei und vier) der Fernwärmeversorgung der Stadt dienen (SALZBURG AG 2005).

In das Fernwärmenetz der Stadt Salzburg wird Abwärme aus einer Spanplattenfabrik (Fa. Kaindl) eingespeist. Diese Einspeisung erfolgt nur außerhalb der Heizperiode; im Jahr 2003 betrug die eingespeiste Wärmemenge 2,28 GWh (SALZBURG AG 2005).

Ab 2006 wird eine Einspeisung von industrieller Abwärme in das Netz der Salzburg AG über die Wärmeschiene Hallein – Salzburg mit einer Länge von 15 km erfolgen. Die Abwärme wird aus den Firmen M-Real (Wärmetauscher mit 3,7 MW) und MDF-Hallein sowie aus der Biomasseverstromungsanlage Siezenheim (Brennstoffwärmeleistung 10 MW, ORC-Modul mit 1,5 MW_{el}) eingespeist. Zurzeit besteht eine direkte Verbindung mit einem kleinen Teilnetz der Stadt; ab 2005 erfolgt eine hydraulische Trennung durch einen 12-MW-Wärmetauscher (WALLMANN 2005).

Tabelle 31 gibt einen Überblick über die ins Salzburger Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 31: In das Netz der Salzburg AG einspeisende Anlagen (SALZBURG AG 2005).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund
HKW Mitte	Salzburg AG	255	127	Grundlast
HKW Nord	Salzburg AG	100	82	Grund-, Spitzenlast
HKW West ¹⁾	Salzburg AG	26	21	Grundlast
HW Süd	Salzburg AG	31	31	Spitzenlast
HW LKH	Salzburg AG	keine Angabe	18	Spitzenlast
Industrieabwärme	Kaindl	–	keine Angabe	Grundlast

¹⁾ Ende 2004 demontiert

3.5.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Stadt Salzburg im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Für die Fernwärmeversorgung in Salzburg eingesetzte Brennstoffe.

Name	eingesetzte Brennstoffe
HKW Mitte	Erdgas, Heizöl schwer
HKW Nord	Heizöl
HKW West ¹⁾	Erdgas, Heizöl
HW Süd	Heizöl leicht
HW LKH	Erdgas
Kaindl	Abwärme

¹⁾ Ende 2004 demontiert

3.5.4 Nutzung

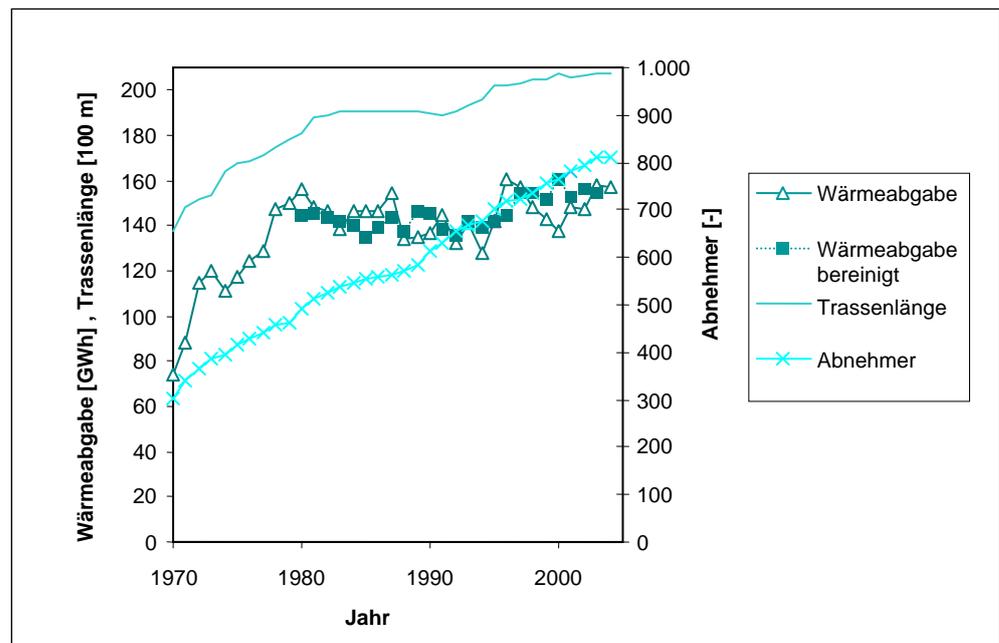
Das Fernwärmenetz verfügte Ende 2003 über 1.565 Hausanschlüsse, über die insgesamt 17.800 Wärmekunden versorgt wurden. Die Wärmeabsatzmenge an den Endkunden betrug im Jahr 2003 438 GWh – entsprechend einer Wärmebelegung von 2,9 GWh/km und einem Anteil an der Raumwärme- und Warmwasser-versorgung von ca. 30 %. Die maximale Leistung betrug ca. 210 MW bei einem Anschlusswert von 420 MW – entsprechend einer spezifischen Anschlussleistung von 2,7 MW/km (SALZBURG AG 2005, KWI 2005).

3.6 Wels

3.6.1 Netz

Die Fernwärmeversorgung in Wels besteht seit 1959. Die Länge des Netzes der Elektrizitätswerk Wels AG betrug Ende 2003 33,8 km (davon 12,6 km Hausanschlüsse); die Hauptleitungen sind Haubenkanäle und vorisolierte Rohre. Die Vorlauf-temperatur beträgt im Sommer 75 °C und im Winter bis zu 115 °C; die Rücklauf-temperatur liegt im Sommer bei 55 °C und im Winter bei 75 °C. Die Netzverluste machten 2003 ca. 11 % der eingespeisten Wärme aus; an Wasser gingen 10–15 m³/d verloren. Ca. 1.700 MWh Strom wurden für die Netzpumpen aufgewendet (ELEKTRIZITÄTSWERK WELS 2005a).

Die Entwicklung der Wärmeabgabe, der Trassenlänge und der Anzahl an Abnehmern des Welser Fernwärmenetzes ist in Abbildung 9 dargestellt (ELEKTRIZITÄTSWERK WELS 2005a).



„bereinigte“ Daten: normierter Verlauf unter Berücksichtigung der Heizgradtage

Abbildung 9: Entwicklung des Welser Netzes (Elektrizitätswerk Wels 2005a).

3.6.2 Anlagenpark

Die Wärme für das Welser Fernwärmenetz wird von einer einzigen Anlage aufgebracht – dem Fernheizkraftwerk Wels, welches von der Wels Strom GmbH betrieben wird. Im Jahr 2003 wurden 177 GWh ins Netz eingespeist (ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS 2005a).

Die Befeuerung des Fernheizkraftwerks erfolgte zuerst mit Kohle, dann mit Heizöl schwer und seit 1986 mit Erdgas. Im Jahr 2000 wurde an Stelle einer KWK-Anlage mit Dampfkessel und Dampfturbine eine GuD-Anlage mit einem Satteldampfkessel zur Spitzenlastabdeckung und Reservehaltung errichtet. Die GuD-Anlage besteht aus zwei Gasturbinen mit Abhitzeessel und einer Dampfturbine. Das FHKW Wels hat eine Brennstoffwärmeleistung von 142 MW bei einer maximalen thermischen Leistung von 96,2 MW und einer maximalen elektrischen Leistung von 47 MW; die Brennstoffnutzung betrug im Jahr 2003 80 % (ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS 2005a, b).

Tabelle 33: Emissionen des FHKW Wels im Jahr 2003 (ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	69	60
Staub	–	–
CO	30,2	30
SO ₂	0,08	–

¹⁾ 15 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Nach zweijähriger Bauzeit wurde im September 2005 die zweite Linie der Abfallverbrennung in Wels (WAV II) neben der seit 1995 bestehenden WAV I in Betrieb genommen. Die WAV II wurde von der Energie AG OÖ errichtet und wird von deren Entsorgungstochter, der AVE Entsorgung GmbH, betrieben. Die Brennstoffwärmeleistung beider Linien beträgt in Summe 109 MW (thermische Leistung 45 MW, elektrische Leistung ca. 25 MW), die Rauchgasreinigungsanlage besteht aus einem Elektrofilter, einer zweistufigen Rauchgaswäsche mit nachgeschaltetem Gewebefilter und einer Denox-Anlage. 300.000 t Haus- und Sperrmüll können nun in Wels thermisch behandelt werden, wobei theoretisch neben der Stromproduktion (geplant: 175.000 MWh/a) auch eine Fernwärmeinspeisung ins Welser Netz möglich wäre. Aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen wird diese jedoch nur bei hohen Förderungen realisiert (ENERGIE AG 2005, ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS 2005a).

Tabelle 34 gibt einen Überblick über die ins Welser Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 34: In das Netz der Elektrizitätswerk Wels AG einspeisende Anlagen (ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS 2005a, b).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund
FHKW Wels	Wels Strom GmbH	142	96	Grund-, Mittel-, Spitzenlast, Reserve

3.6.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Stadt Wels im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 35 dargestellt.

Tabelle 35: Für die Fernwärmeversorgung in Wels eingesetzte Brennstoffe.

Name	eingesetzte Brennstoffe
FHKW Wels	Erdgas

3.6.4 Nutzung

Über 819 Fernwärmeübergabestationen wurden im Jahr 2003 158 GWh Wärme an die Kunden abgesetzt, zu denen 7.343 Haushalte (27 % der Haushalte in Wels) zählten. An Industrie und Gewerbe wurden 40,1 GWh Fernwärme abgegeben (25,4 % der Wärmeabgabe), an öffentliche Gebäude 35,3 GWh (22,4 %) und an Haushalte (inkl. Pauschalen) 82,5 MWh (52,2 %). Die Wärmebelegung war mit 4,7 GWh/km vergleichsweise hoch, der Anteil an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung mit ca. 25 % vergleichsweise gering. Der Anschlusswert betrug Ende 2003 153,3 MW, die spezifische Anschlussleistung somit 4,5 MW/km (ELEKTRIZITÄTWERK WELS 2005a).

Bei der Abrechnung werden drei Preisarten unterschieden: Der Grundpreis für die bereitgestellte und eingeregelterte Leistung beträgt derzeit netto 18,8 €/kW a, der Arbeitspreis für die an der Übergabestelle gelieferte Wärme netto 46,6 €/MWh; der Messpreis macht einen jährlichen Fixbetrag aus, der nach der Leistung gestuft ist (bis 60 kW: 42,7 €/a) (ELEKTRIZITÄTWERK WELS 2006).

3.7 Lienz

3.7.1 Netz

Die Stadt Lienz wird von der Stadtwärme Lienz Produktions- & Vertriebs GmbH mit Fernwärme versorgt. Aufgrund der hohen Immissionsbelastung mit Luftschadstoffen (Staub, NO_x) im Raum Lienz wurde im Jahr 2001 eine KWK-Anlage zur zentralen Wärmeversorgung der Stadt in Betrieb genommen. Zu diesem Zeitpunkt betrug die Anschlussleistung ca. 15 MW, Ende 2003 waren es 32 MW und für 2010 werden ca. 46,5 MW prognostiziert. 75 % der anschlussfähigen Objekte sind bereits angeschlossen. Die Netzlänge betrug Ende 2003 32 km (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

Die Vorlauftemperatur beträgt im Sommer 85 °C und im Winter 95 °C; die Rücklauftemperatur liegt im Sommer bei 65 °C und im Winter bei 55 °C. Die Netzverluste betragen 2003 knapp 15 % der eingespeisten Wärme, der Wartungsaufwand 10.000 € (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

3.7.2 Anlagenpark

In das Lienzer Netz speist nur das Fernheizkraftwerk Lienz ein, das von der Stadtwärme Lienz Produktions- & Vertriebs GmbH betrieben wird. Die thermische Nennleistung im Biomasse-Heizkraftwerk betrug im Jahr 2003 24,5 MW; 51,6 GWh Wärme wurden erzeugt (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

Derzeit sind im Fernheizkraftwerk Lienz zwei Biomassekessel in Betrieb – ein Heißwasserkessel und ein Thermoölkessel mit einer Brennstoffwärmeleistung von 8,5 MW bzw. 8,2 MW und einer thermischen Leistung von 7 MW bzw. 6 MW. Zwei Ölkessel mit einer Brennstoffwärmeleistung von jeweils 11 MW dienen zur Spitzenlastabdeckung sowie als Ausfallsreserve, wobei der zweite erst im Dezember 2004 in Betrieb ging. Ein Economiser mit 1,3 MW sowie eine Solaranlage mit 350 kW bei 650 m² Kollektorfläche werden zusätzlich zur Wärmeerzeugung genutzt.

Darüber hinaus werden zwei Organic Rankine Cycles (ORCs) mit 1 bzw. 1,5 MW elektrischer Leistung zur Ökostromproduktion eingesetzt. Die Brennstoffnutzung im Jahr 2003 betrug 83,4 %. Die Rauchgasreinigung erfolgt in einer ersten Stufe durch einen Multizyklon, der den beiden Biomassefeuerungen nachgeschaltet ist, und in einer zweiten Stufe durch eine gemeinsame Rauchgasreinigungsanlage (Nasselektrofilter, Entschwadung). Im Herbst 2005 ist Lienz II mit einem weiteren Biomassekessel mit einer Brennstoffwärmeleistung von 10,5 MW und einer thermischen Leistung von 8,7 MW in Betrieb gegangen (STADTWÄRME LIENZ 2005a, b).

Tabelle 36: Emissionen des FHKW Lienz im Jahr 2003 (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

	Fracht [t]	Konzentration [mg/Nm ³] ¹⁾
NO _x	keine Angabe	111,5
Staub	keine Angabe	5,6
CO	keine Angabe	71,4
SO ₂	keine Angabe	keine Angabe

¹⁾ 13 Vol.-% O₂, Jahresmittelwerte

Tabelle 37 gibt einen Überblick über die ins Lienzer Fernwärmenetz einspeisenden Anlagen.

Tabelle 37: In das Netz der Stadtwärme Lienz GmbH einspeisende Anlagen (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	elektrische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund
FHKW Lienz	Stadtwärme Lienz	29 ¹⁾	24,5 ¹⁾	1,0	Grund-, Mittel-, Spitzenlast, Reserve
Lienz II ²⁾	Stadtwärme Lienz	10,5	8,7	1,5	Grundlast

¹⁾ Stand 2003, im Jahr 2004 wurde ein zweiter Ölkessel mit einer BWL von 11 MW installiert

²⁾ ab Ende 2005

3.7.3 Eingesetzte Brennstoffe

Die für die Fernwärmeversorgung der Stadt Lienz im Jahr 2003 eingesetzten Brennstoffe sind in Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 38: Für die Fernwärmeversorgung in Lienz eingesetzte Brennstoffe.

Name	eingesetzte Brennstoffe
FHKW Lienz	Biomasse, Heizöl extra leicht

3.7.4 Nutzung

Im Jahr 2003 wurden ca. 2.000 Kunden über 588 Fernwärmeübergabestationen mit Wärme beliefert. Hauptsächlich handelt es sich hierbei um Wohnanlagen und Einfamilienhäuser, aber auch sämtliche öffentliche Gebäude wie Schulen und Kasernen, das Krankenhaus, das Altersheim usw. waren darunter. 24 GWh wurden an Großkunden und 20 GWh an den Wohnbau abgegeben, in Summe also 44 GWh; die Wärmebelegung betrug 1,4 GWh/km. Die Fernwärme wurde zu 77 % für Heizungszwecke und zu 23 % für die Warmwasserbereitung verwendet; der Anteil an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung betrug ca. 50 %. Ende 2003 waren Kunden mit einem Anschlusswert von 32 MW angeschlossen. Dies entspricht einer spezifischen Anschlussleistung von 1,0 MW/km (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

Die Aufteilung der Heizkosten erfolgt durch eine Fremdfirma. Es gibt einen Grundpreis und einen Arbeitspreis, aber keinen Messpreis. Der Grundpreis macht im Durchschnitt über alle Kunden ca. 17 % aus (STADTWÄRME LIENZ 2005a).

3.8 Überblick über die betrachteten Systeme

Einen Überblick über wichtige Kennzahlen der untersuchten Fernwärmenetze zeigt Tabelle 39.

Tabelle 39: Überblick über die untersuchten Fernwärmesysteme (Bezugsjahr: 2003)
(NETZBETREIBER 2005).

Netz		Wien	Graz	Linz	Salzburg	Wels	Lienz
Netzlänge ¹⁾	[km]	986	263	190	154	34	32
Anschlusswert	[MW]	keine Angabe	476	521	420	153	32
therm. Leistung der Anlagen	[MW]	2.828	760	469	210	96	25
Erzeugung	[GWh]	5.537	865	895	517	177	52
Abgabe	[GWh]	5.134	779	810	438	158	44
Netzverluste	[%]	7	12 ²⁾	9	19	11	14
spezifische Anschlussleistung	[MW/km]	keine Angabe	1,8	2,7	2,7	4,5	1,0
Wärmebelegung	[GWh/km]	5,2	3,0	4,3	2,9	4,7	1,4
Pumpstrom	[MWh]	42.317	14.500 ²⁾	9.000	3.000	1.700	keine Angabe

¹⁾ inkl. Hausanschlüsse

²⁾ inkl. Fernwärmeleitung Mellach – Graz

4 WESENTLICHE UMWELT- UND ENERGIERELEVANTE ASPEKTE DER FERNWÄRMEVERSORGUNG

4.1 Erzeugung

4.1.1 Energieeffizienz

4.1.1.1 Energieeffizienz der Einzelanlagen

Die Netto-Brennstoffnutzung¹⁵ der einzelnen Anlagen ist einer der wichtigsten Parameter für die Effizienz des gesamten Fernwärmeverbundsystems. Sie ist u. a. abhängig von der Anlagentechnologie, der Anlagenführung und den eingesetzten Brennstoffen.

Beim Betrieb der Kraftwerke im **Kondensationsmodus** wird keine Fernwärme ausgekoppelt; man spricht in diesem Fall von ungekoppelter Stromerzeugung. Bei dieser Betriebsweise erreichen z. B. Kohlekessel Brennstoffnutzungen von 42–47 %, GuD-Anlagen (Brennstoff: Erdgas) von 54–58 % und Abfallverbrennungsanlagen von rund 20 %. Biomasseanlagen erzielen Brennstoffnutzungen von ca. 20 % (Rostfeuerung) bzw. 28–30 % (Wirbelschichtanlagen) (siehe z. B. EU BAT-Referenz Dokument¹⁶ "Large Combustion Plants").

In **Heißwasserkesseln** findet eine Umwandlung der Brennstoffenergie ausschließlich in Wärme statt, es wird kein elektrischer Strom produziert. Moderne gasbefeuerte Heißwasserkessel erreichen Brennstoffnutzungen von bis zu 90 % (siehe z. B. EU BAT-Referenz Dokument¹⁴ "Large Combustion Plants"). Aufgrund der geringen Wertigkeit des Produktes werden Heißwasserkessel entweder zur Abdeckung der Spitzenlast (bei großen Systemen) oder in Nahwärmesystemen (meist auf Basis biogener Brennstoffe) eingesetzt.

KWK-Anlagen sind für die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme ausgelegt. Man unterscheidet KWK-Anlagen mit und ohne Stromverlust. Bei KWK-Anlagen mit Stromverlust (bei der Auskopplung von Wärme sinkt die Stromproduktion, z. B. Entnahmekondensationsanlagen) kann das Ausmaß der Wärmeauskopplung in einer gewissen Bandbreite variiert werden; sie können auch im reinen Kondensationsmodus ohne Wärmeerzeugung betrieben werden. Bei KWK-Anlagen ohne Stromverlust (z. B. Gegendruckturbinen) ist das Verhältnis der Strom- zur Wärmeproduktion nicht variiert; ein Betrieb im Kondensationsmodus ist nicht möglich.

Eine wichtige Kenngröße bei KWK-Anlagen ist die Stromkennzahl, das ist das Verhältnis der Nettostromerzeugung zur ausgekoppelten Wärme.

Im AGFW-Regelwerk FW 308 werden typische Bereiche für arbeitsbezogene Stromkennzahlen angeführt:

- Abfallverbrennungsanlagen..... 0,2–0,3
- Heizkraftwerk..... 0,3–0,6
- Blockheizkraftwerk..... 0,5–0,9
- GuD-Anlage..... 0,7–1,2

¹⁵ Verhältnis von erzeugten und an externe Verbraucher abgegebenen Produkten (Wärme und Strom) zu eingesetzter Brennstoffwärme (H_u) in einem definierten Zeitraum.

¹⁶ Dieses Dokument beschreibt die besten verfügbaren Technologien (= Stand der Technik) für Großfeuerungsanlagen.

Die Brennstoffnutzung moderner KWK-Anlagen liegt im Koppelbetrieb relativ unabhängig vom Brennstoff zwischen 75 und 90 % (siehe EU BAT Dokument "BAT for Large Combustion Plants"). Bei Anlagen, die aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Dampfparameter (z. B. Abfallverbrennungsanlagen, Biomasseanlagen) geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, entspricht die gleichzeitige Nutzung der Abwärme dem Stand der Technik (siehe z. B. EU BAT Dokument: „BAT for Waste Incineration“).

Ein weiteres wichtiges Kriterium bei KWK-Anlagen ist die Anlagenführung: Man kann zwischen stromgeführten und wärmegeführten Anlagen unterscheiden, d. h., die Anlagen folgen entweder dem Strom- oder dem Wärmebedarf. Bei stromgeführten Anlagen ist die Wärme das Nebenprodukt. Dies kann dazu führen, dass zu Zeiten hoher Strompreise die Wärmeproduktion zugunsten der Stromproduktion zurückgefahren wird und Heißwasserkessel für die Fernwärmeversorgung betrieben werden. Wärmegeführte Anlagen decken vorwiegend den Wärmebedarf (z. B. von industriellen Standorten), durch die Stromproduktion wird die Güte der Produkte erhöht.

Die Nutzung **industrieller Abwärme** aus industriellen Verbrennungsanlagen oder Prozessen stellt eine sehr wirksame Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz eines Fernwärmesystems dar. Eine grundsätzliche Herausforderung bei der Einbindung von industrieller Abwärme besteht in der Koordination des Industrieunternehmens (die Aufbringung von Wärme gehört in der Regel nicht zum Kerngeschäft eines Unternehmens) mit dem Betreiber des Fernwärmenetzes.

4.1.1.2 Energieeffizienz im Anlagenverbund

Grund-, Mittel- und Spitzenlastanlagen werden im Anlagenverbund zusammengeschlossen. Das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Art und Größe ist ein wichtiges Kriterium für die Versorgungssicherheit und für die Effizienz der Fernwärmeversorgung. Ein Verbundbetrieb verschiedener Anlagen ist deswegen nötig, um den sich je nach klimatischen Bedingungen, Wochentag und Uhrzeit ändernden Fernwärmebedarf abzudecken.

Grundlastanlagen werden ganzjährig gefahren und erreichen dabei bis über 8.000 Betriebsstunden. Üblicherweise werden in größeren Netzen für die Bereitstellung der Grundlast KWK-Anlagen eingesetzt (fossile, Abfall- oder Biomasse-KWK-Anlagen), zum geringeren Teil wird Abwärme aus der Industrie genutzt.

Als Mittellastanlagen werden überwiegend fossil befeuerte KWK-Anlagen von Energieversorgungsunternehmen oder von Industrieunternehmen eingesetzt. Sie werden im Sommer entweder abgeschaltet oder im Kondensationsmodus betrieben.

Als Spitzenlastanlagen kommen in der Regel fossile Heißwasserkessel, die mit Erdgas oder Heizöl befeuert werden, zum Einsatz. Sie erreichen üblicherweise nicht mehr als 500 Betriebsstunden pro Jahr.

Auch in kleinen Fernwärmenetzen kommen mehrere verschiedene Anlagen zum Einsatz. Dies geschieht einerseits, um die Investitionskosten für den Hauptkessel zu senken und dessen Auslastung zu erhöhen, andererseits dient ein (fossiler) Spitzenlastkessel als Ausfallsreserve.

Eine hohe Energieeffizienz des gesamten Anlagenverbundes wird dann erreicht, wenn zumindest die großen Anlagen dauerhaft unter den auslegungsgemäßen Vollastbedingungen betrieben werden. Ein Nachfahren der Lastspitzen durch große Anlagen geht mit Wirkungsgradverlusten einher, welche je nach Anlage einige Prozent betragen können. Jeder Abstell- und Anfahrvorgang einer Großanlage ist mit Brennstoffverlusten verbunden, z. B. beläuft sich der Brennstoffbedarf für das Anfahren eines Kohlekraftwerkes auf das Äquivalent von drei bis vier Volllaststunden.

Die Entscheidung über den Einsatz der einzelnen Anlagen im Verbundsystem sowie der Betriebsführung der KWK-Anlagen (strom- oder wärmegeführt bzw. gekoppelte Erzeugung oder reine Verstromung) wird aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen getroffen. Die treibenden Parameter sind dabei die Gestehungskosten für die Stromerzeugung im Vergleich zu den jeweiligen Marktpreisen für Strom (Base- und Peakpreise). In die Gestehungskosten fließen Faktoren wie z. B. Anlagenart, Technologie, Alter, eingesetzte Brennstoffe (und Abfälle), Zertifikatspreise sowie Förderungen ein.

Betriebswirtschaftliche Optimierungen bedingen derzeit einen häufigen Wechsel der Lastbedingungen und ein oftmaliges An- und Abfahren auch von Großanlagen. Diese Anlagen werden unter Umständen bis zu 50 % der jährlichen Betriebszeit unter Teil- oder Mindestlast betrieben.

Durch den Emissionshandel wird diese Art der Fahrweise zumindest unter den derzeitigen Rahmenbedingungen noch gefördert.

4.1.1.3 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die in diesem Kapitel angeführten Brennstoffnutzungsgrade sind als Nettowerte zu verstehen.

Die in den betrachteten Systemen eingesetzten **Heißwasserkessel** (Heizwerke) wiesen im Jahr 2003 Brennstoffnutzungen zwischen 83 und 94 % auf, wobei das Salzburger Heizwerk Süd mit 78 % einen deutlich geringeren Wert erreichte.

Der Anteil der Spitzenlastkessel an der jeweiligen Wärmebereitstellung betrug im Jahr 2003 in Wien 3,0 % (Schnitt der Jahre 2002–2004: 3,8 %), im Großraum Graz waren es 4,8 % und in Wels 8,5 %; in Lienz betrug der Anteil fossil befeuerter Spitzenlastkessel ca. 1,5 %. Der Anteil der Spitzenlastkessel der anderen Netze konnte aus den zur Verfügung stehenden Daten nicht berechnet werden.

Die betrachteten **KWK-Anlagen** erzielten Brennstoffnutzungen von 48 % bis 87 %. Die höchste Brennstoffnutzung der Heizkraftwerke von 93 % wurde für das HKW Salzburg-West angegeben, welches Ende 2004 demontiert wurde. Es wird angenommen, dass dieser hohe Wirkungsgrad nicht auf technologischen Faktoren beruht, sondern das Ergebnis einer ungenauen Bestimmung der Eingangs- und/oder Ausgangsparameter ist. Die einzige betrachtete Biomasse-KWK-Anlage, das Fernheizkraftwerk Lienz, hatte eine Brennstoffnutzung von 83 %. Allerdings lag die Stromkennzahl nur bei 0,07.

Die im Vergleich zur Auslegung niedrigeren Brennstoffnutzungsgrade ergeben sich dadurch, dass Anlagen zum Teil im Kondensationsbetrieb oder unter Teillast gefahren werden oder dass das Potenzial der Wärmeabgabe nicht voll ausgeschöpft wurde. Der Betrieb im Kondensationsmodus hat seine Ursache entweder in betriebswirtschaftlichen Überlegungen (wenn der Stromverkauf wirtschaftlich attraktiver ist als der Wärmeverkauf) oder im geringen Wärmebedarf (v. a. im Sommer). In den Ballungsgebieten wird der weitaus größte Teil der Fernwärme in KWK-Anlagen erzeugt (siehe Tabelle 40).

Tabelle 40: Anteil der aus KWK-Anlagen ausgekoppelten Fernwärme.

Fernwärmenetz	Anteil
Wien ¹⁾	90 %
Großraum Graz	91 %
Linz	keine Angabe
Salzburg	96 %
Wels	92 %
Lienz	48 %

¹⁾ Die Verbrennungsanlagen des Werkes Simmeringer Haide produzieren Strom ausschließlich für den Eigenbedarf.

Die stromgeführten Anlagen der Energieversorgungsunternehmen werden gemäß den jeweiligen Strom- (Peak- und Basepreise) und Brennstoffpreisen eingesetzt. In die Kostenkalkulationen fließen seit 2005 auch die CO₂-Zertifikatspreise ein. Dies führt dazu, dass das Kriterium „energieeffiziente Fahrweise“ im Kondensationsbetrieb weiter an Bedeutung verliert. Große (KWK-)Anlagen werden derzeit in Zeiten hoher Strompreise „strommaximiert“ betrieben, in Zeiten niedriger Preise (z. B. Wochenende, Nachtstunden) unter Teillast gefahren, die Anzahl der Abfahrvorgänge wird aus technischen Gründen gering gehalten. Im Teillastbetrieb sinkt aber der Wirkungsgrad je nach Anlage beträchtlich.

Der für die Erfüllung von Wärmelieferverträgen notwendige Betrieb überlagert die oben beschriebene Fahrweise. Allerdings sind die Erlöse aus dem Fernwärmeverkauf derzeit zu gering, um eine effizienzorientierte Fahrweise zu bewirken.

Bei wärmegeführten Anlagen wird Dampf vorwiegend dann kondensiert, wenn die tagsbedingten Lastschwankungen der Wärmenachfrage ausgeglichen werden müssen.

Bei Anlagen, die aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Dampfparameter (z. B. Abfallverbrennungsanlagen, Biomasseanlagen) geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, entspricht die gekoppelte Produktion von Wärme dem Stand der Technik (siehe z. B. EU BAT Dokument: "BAT for Waste Incineration"). In Österreich wird allerdings der Energieinhalt des Abfalls (bis auf die Anlagen im Wiener Raum und auf Abfallverbrennungsanlagen an industriellen Standorten) nur zur Stromproduktion verwendet. Von den Wiener Abfallverbrennungsanlagen ist allerdings nur die Müllverbrennungsanlage Spittelau als KWK-Anlage (mit Auskopplung der Produkte an externe Verbraucher) zu bezeichnen, die anderen beiden Anlagen produzieren nur Strom für den Eigenbedarf (mit Auskopplung von Wärme) oder nur Wärme.

Die Müllverbrennungsanlage Spittelau wies im Jahr 2003 eine Brennstoffnutzung von 74 % auf; die Verbrennungsanlagen der Fernwärme Wien im Werk Simmeringer Haide (zwei Drehrohre für gefährliche Abfälle, vier Wirbelschichtkessel für Klärschlamm und Abfälle) hatten zusammen eine Brennstoffnutzung von 48 %, die Müllverbrennungsanlage Flötzersteig wies 2003 eine Brennstoffnutzung von 63 % auf.

Die beiden Linien der Welser Abfallverbrennung (WAV) speisen nicht in das Welser Fernwärmenetz ein, obwohl dies technisch möglich wäre. Die beiden Abfallverbrennungsanlagen könnten theoretisch den Großteil der Grund- und Mittellast für das Welser Netz abdecken.



Ebenso wird feste Biomasse (hauptsächlich als Folge des Ökostromgesetzes (BGBl. I 149/2002), welches bisher für bestehende Anlagen eine Auskopplung von Wärme nicht förderte bzw. auch kein entsprechendes Effizienzkriterium von geförderten Anlagen verlangte) vorwiegend verstromt.

In der Ökostromgesetz-Novelle 2006 ist allerdings für bestehende Anlagen eine kombinierte Unterstützung für elektrische Energie und Wärme vorgesehen, wenn das bisherige maximale Förderausmaß der Anlage nicht überschritten wird. In der Novelle wurde außerdem für neue Biomasseanlagen ein Effizienzkriterium (Brennstoffnutzung von mindestens 60 %) festgelegt. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Novelle auf den Betrieb einzelner Anlagen auswirken wird.

In Wien stammte im Jahr 2003 der Großteil der eingespeisten Wärme (86 %) aus KWK-Anlagen. Diese werden überwiegend mit Gas befeuert, ca. 20 % der gesamten Wärme kam aus der Abfallverbrennung, ca. 8 % aus den KWK-Anlagen der Raffinerie der OMV (Brennstoffe: flüssige Rückstände, Raffineriemischgas).

Im Raum Graz stammte der Großteil der Wärme (76 %) aus den KWK-Anlagen der Verbund ATP, von denen Mellach mit Kohle und Werndorf mit Heizöl befeuert wird. 15 % wurden durch gasbefeuerte KWK-Anlagen bereitgestellt.

Für Linz konnte der Anteil der KWK-Anlagen nicht bestimmt werden, da nur kumulierte Werte für die FHKW Mitte und Süd vorlagen. In diesen Heizkraftwerken sind sowohl KWK-Anlagen als auch Heißwasserkessel installiert.

Der KWK-Anteil in Salzburg machte 96 % aus, wobei die FHKW Nord (Block 1) und West, welche in Summe ca. 50 % der Wärme lieferten, eine eher geringe Stromkennzahl von ca. 0,2 aufwiesen.

Im Fernheizkraftwerk Wels betrug der KWK-Anteil 92 %, im FHKW Lienz 48 % (Stromkennzahl: 0,07).

Obwohl im Nahbereich jedes großen Fernwärmesystems große Industrieanlagen mit Potenzial der Abwärmebereitstellung (z. B. Wien – OMV; Linz – VOEST; Graz – SAPPI, Marienhütte) betrieben werden, hat diese Form der Wärmebereitstellung noch Ausbaupotenzial (siehe Kapitel 4.1.2.1). Der Anteil der Abwärme aus industriellen Prozessen oder industriellen KWK-Anlagen beträgt in Wien ca. 8 % (größtenteils OMV), in Graz ca. 5 % und in Salzburg ca. 0,5 %.

Der Anteil anderer Technologien an der Wärmeerzeugung ist derzeit vernachlässigbar (z. B. Solarenergie: weniger als 0,1 % der Wärmeproduktion in Graz, ca. 0,5 % in Lienz).

4.1.1.4 Berechnungsmethoden für die Energieeffizienz

Bei KWK-Anlagen kann der für die Wärmeproduktion benötigte Brennstoffeinsatz nicht direkt bestimmt werden. Für die Berechnung desselben werden unterschiedliche Methoden angewendet (z. B. Methode der Referenzwirkungsgrade).

Eine Möglichkeit der Effizienzberechnung stellt die so genannte **Brennstoffmehrbedarfsmethode** dar, welche ausschließlich für stromgeführte KWK-Anlagen mit Stromverlust bei Wärmeauskopplung anwendbar ist. Man geht dabei von der Stromproduktion ohne Wärmeauskopplung aus und vergleicht diese mit der Stromproduktion bei gleichzeitiger Wärmeauskopplung.

Bei Stromproduktion in Vollast kommt es durch die Zuschaltung der Wärmeauskopplung zu Einbußen in der Stromproduktion. Der für die Wärmeproduktion eingesetzte Brennstoffanteil ergibt sich aus dem Stromverlust, indem der für die Produktion der „verlorenen“ Menge Strom benötigte Brennstoff berechnet wird. Bei Teillast bleibt zwar die Stromproduktion auch bei Wärmeauskopplung gleich, der Brennstoffbedarf steigt aber und kann somit direkt ermittelt werden.

Der Stromverlust einer Anlage muss unter verschiedenen Lastbedingungen gemessen werden. Aus diesen Messungen wird derjenige Algorithmus gebildet, der halbstündlich bei den jeweiligen Lastfällen den Brennstoffmehrbedarf, der für die Auskopplung der Wärme notwendig ist, berechnet. Aus der Summe der Halbstundenwerte wird der Brennstoffeinsatz für das gesamte Jahr ermittelt und gemeinsam mit der Jahresproduktion an Fernwärme der Jahresmittelwert für den thermischen Wirkungsgrad berechnet.

Da für die ausgekoppelte Wärmemenge weniger Brennstoff eingesetzt werden muss, ergeben sich „virtuelle“ Wirkungsgrade für die Wärmeproduktion von über 100 %. Der tatsächliche Gesamtwirkungsgrad in gekoppelter Fahrweise liegt aber nach wie vor je nach Anlage zwischen 50 und 90 %. Da die Anlagen auch ohne Auskopplung betrieben werden können, liegt der Gesamtjahresnutzungsgrad der betrachteten Anlage in den meisten Fällen noch unter diesen Werten.

Ein Nachteil dieser Methode ist der Umstand, dass Anlagen mit hoher Verstromung und vergleichsweise geringer Wärmeabgabe (d. h. Anlagen mit einer geringen Brennstoffnutzung) nur einen geringen Stromverlust aufweisen (z. B. 0,15 MW Strom pro MW Wärme bei geringer Wärmeabgabe im Gegensatz zu 0,26 MW Strom pro MW Wärme bei voller Wärmeabgabe). In diesen Fällen wird mit der beschriebenen Methode ein sehr hoher Wärmewirkungsgrad auch bei geringer Brennstoffnutzung ermittelt. Ein weiterer Nachteil ist der Umstand, dass sämtliche Verluste (z. B. durch Abstrahlung und Umwandlung) der Stromproduktion zugeschrieben werden.

Da diese Wärmewirkungsgrade anlagenspezifisch ermittelt werden und nicht aus den jährlichen Produktionsdaten entnommen werden können, standen sie für eine Auswertung nicht zur Verfügung. Die mit der beschriebenen Methode ermittelten Wärmewirkungsgrade von KWK-Anlagen lagen zwischen 196 und 332 % (UMWELTBUNDESAMT 2005).

Der Brennstoffmehrbedarf (und damit der jeweilige Wärmewirkungsgrad) kann nur indirekt anhand von Messergebnissen ermittelt werden (siehe oben). Außerdem sind Kreislaufmessungen bei KWK-Anlagen aufwendig und werden in der Regel selten durchgeführt. Wirkungsgradverluste aufgrund von Alterungserscheinungen (z. B. nähert sich bei Gasturbinen der Wirkungsgradverlust nach rund 20.000 Betriebsstunden asymptotisch einem Wert von drei Prozent, d. h. liegt bei einer modernen GuD-Anlage der Garantiewert des el. Wirkungsgrades zum Zeitpunkt der Übergabe noch bei rund 58 %, so vermindert sich dieser im Betrieb auf einen Wert von rund 56,3 %) werden daher nicht erfasst.

Eine weitere Möglichkeit der Effizienzberechnung stellt die Anwendung von **Referenzwirkungsgraden** dar. Dabei werden zur Bewertung des Brennstoffbedarfes der KWK-Anlagen Referenzwirkungsgrade zugrunde gelegt, die den jeweiligen Anlagentechnologien, dem Alter der Anlagen und den Lastzuständen (soweit bekannt) entsprechen. Für den Anlagenpark der Fernwärme Wien wurden auf diese Weise Wärmewirkungsgrade zwischen 160 und 252 % (UMWELTBUNDESAMT 2005) errechnet.



Eine weitere Methode ist die Berechnung des Gesamtwirkungsgrades durch die Anwendung von **Äquivalenzfaktoren (ÄF)**. Diese sollen die unterschiedliche exergetische Wertigkeit der Produkte Strom und Wärme berücksichtigen. Beispielsweise wird im Kapitel 5.2 die Stromproduktion mit dem ÄF 1,8 multipliziert. Dieser Faktor orientiert sich an der Stromproduktion in einer modernen GUD-Anlage. Gleichzeitig wird die Wärmeproduktion mit dem ÄF 1,1 multipliziert (Basis: moderner Gaskessel).

In Folge wird ausgehend vom Wirkungsgrad der reinen Verstromung der jeweiligen Anlagentechnologie:

- Steinkohle 42 %
- Biomasse 35 %
- Gas GUD 55 %
- MVA 24 %

und dem Stromverlust bei Fernwärmeauskopplung (dieser reicht von 0,16 MW/MW bei geringer Wärmeauskopplung bis 0,3 MW/MW bei maximaler Wärmeauskopplung) ein Spektrum des Anlagenwirkungsgrades errechnet, welches von der Anlage im Realbetrieb durchfahren werden kann. Der Jahresmittelwert liegt jedenfalls innerhalb des jeweils ausgewiesenen Bereiches (abhängig vom Wärmebedarf und der Fahrweise).

Alle Berechnungsmethoden stellen Abschätzungen dar und haben ihre Vor- und Nachteile. Generell ist der Brennstoffmehrbedarf bei KWK-Anlagen ein sensitiver Parameter. Bereits kleine Schwankungen der Eingangsparameter haben große Auswirkungen auf das Berechnungsergebnis. Die Brennstoffmehrbedarfsmethode ist nur für eine Anlagenkategorie (stromgeführte KWK-Anlagen mit Stromverlust) anwendbar und erfordert die regelmäßige Messung von anlagenspezifischen Daten. Die Anwendung von Referenzwirkungsgraden und Äquivalenzfaktoren ist die einfachere Methode und kann auf alle Anlagen angewendet werden. Mit dieser Methode können auch Alterungserscheinungen der Anlagen berücksichtigt werden.

Alle Methoden führen zu Wirkungsgraden von über 100 %. Bei den ersten beiden Methoden wird Wärme als Begleitprodukt von Strom betrachtet, d. h. alle Umwandlungsverluste (z. B. durch Strahlung) werden der Stromproduktion zugeschrieben.

4.1.2 Eingesetzte Brennstoffe und Abfälle

Ein weiterer wichtiger umweltrelevanter Faktor ist der eingesetzte Brennstoff (siehe auch Kapitel 4.6.3). Die fossilen Energieträger weisen beträchtliche Unterschiede in ihrer Kohlenstoffintensität auf: Erdgas weist einen Emissionsfaktor von 55 t CO₂/TJ (entsprechend 0,198 t/MWh) auf; der entsprechende Wert liegt im Fall von Heizölen zwischen 75 und 80 t CO₂/TJ (0,270–0,288 t/MWh) und bei Steinkohle je nach Qualität bei ca. 95 t CO₂/TJ (0,342 t/MWh). Für Abfall wird in Abhängigkeit vom biogenen Anteil und vom Heizwert ein Emissionsfaktor zwischen 0 und weit über 100 t CO₂/TJ ausgewiesen. Biomasse wird als CO₂-neutral bewertet.

Die Nutzung von Abwärme aus einem industriellen Prozess verursacht in der Regel keine zusätzlichen Emissionen. Grundsätzlich ist daher die Einbindung dieser Abwärme im Sinne einer energieeffizienten Fernwärmeproduktion anzustreben. Probleme können sich ergeben, wenn Angebot und Nachfrage zeitlich nicht übereinstimmen und wenn die Verfügbarkeit der industriellen Abwärme nicht garantiert werden kann.

In Ballungsräumen werden in Kleinanlagen (Einzelheizungen/Zentralheizungen) vorwiegend flüssige Brennstoffe (Heizöl extraleicht und in steigenden Anteilen auch schwefelfreies Heizöl) und Erdgas eingesetzt, die Anteile von Kohle und biogenen Brennstoffen sind hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes in der Regel vernachlässigbar. Wenn daher die Auswirkungen eines umfassenden Ausbaus der Fernwärme in Ballungsgebieten hinsichtlich Effizienz und Emissionen untersucht werden, muss ein Vergleich mit dem Einsatz von Heizölen und Erdgas angestellt werden. Dies vor allem auch deshalb, da energie- und emissionsintensive Heizungssysteme durch andere effiziente Heizungssysteme ersetzt werden könnten (z. B. Brennwertgeräte mit Erdgas als Brennstoff, Mikrogasturbinen; Heizungssysteme auf Basis erneuerbarer Energieträger).

Hinsichtlich der Emissionen klassischer Luftschadstoffe sind v. a. der Schwefel-, Stickstoff-, Asche- und Schwermetallgehalt ausschlaggebende Parameter. Ein wichtiger Faktor für eine vollständige Verbrennung ist die Homogenität und Stückigkeit der Brennstoffe.

4.1.2.1 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Fossile Energieträger

Die Versorgung im Fernwärmenetz der Linz AG beruhte im Jahr 2003 auf Erdgas und Heizöl schwer; die Welser Fernwärmeversorgung zur Gänze auf Erdgas.

In Salzburg wurden im Jahr 2003 in den Heizkraftwerken und Heizwerken der Salzburg AG in Summe jeweils in etwa zur Hälfte Gas und Heizöl eingesetzt (jeweils gemessen am Gesamtbrennstoffeinsatz), ein Anteil von 0,5 % der Fernwärme stammte aus industrieller Abwärme. In Zukunft soll noch Abwärme des Industriestandortes Hallein eingespeist werden. Das HKW Mitte wurde im Jahr 2003 in Betrieb genommen. Anfangs wurden nur der Schwerölkessel und die Dampfturbine betrieben, die Gasturbine wurde erst gegen Jahresende eingesetzt. Deswegen nahm im Jahr 2004 der Erdölanteil zugunsten von Erdgas auf ca. 25 % ab.

In Wien werden neben Erdgas als Hauptbrennstoff auch Heizöle, Raffineriemischgas und flüssige Rückstände (Heizkraftwerke der OMV) sowie Abfälle und industrielle Abwärme eingesetzt.

Der überwiegende Anteil der Fernwärme in Graz kommt aus Kohle- und Ölkraftwerken, Erdgas hat derzeit eine untergeordnete Bedeutung. Zusätzlich wird industrielle Abwärme genutzt. In Summe wurden im Großraum Graz im Jahr 2003 58 % der Fernwärme mit Kohle, 20 % mit Erdgas, 18 % mit Erdöl, 4 % durch industrielle Abwärme und 0,1 % durch Solarwärme erzeugt.

Die **Abwärmeauskopplung** liefert in den betrachteten Fernwärmenetzen derzeit noch kaum nennenswerte Wärmemengen. Eine Ausnahme stellt Wien dar, wo im Jahr 2003 über 400 GWh, das entspricht ca. 7,5 % der erzeugten Fernwärme, aus der Verbrennung von Rückständen aus der Erdölverarbeitung und von Raffineriemischgas in der Raffinerie Schwechat der OMV stammten. Diese Brennstoffe weisen allerdings eine hohe CO₂-Intensität auf. Die Heizkraftwerke der Raffinerie haben vergleichsweise hohe Emissionen an klassischen Luftschadstoffen (z. B. SO₂, NO_x).

Auch von einigen anderen Betrieben wird Abwärme von in Summe ca. 15 GWh/a ins Wiener Netz eingespeist; diese macht aber nur wenige Zehntelprozent der gesamten Wärmemenge im Fernwärmenetz aus.

Die Abwärme des Stahl- und Walzwerks Marienhütte liefert mit ca. 5 % ebenfalls einen signifikanten Beitrag zur Wärmeversorgung der Stadt Graz. Aus dem Elektrolichtbogenofen der Marienhütte wurden im Jahr 2003 ca. 40 GWh Abwärme ausgekoppelt. Die installierte Kapazität ließe nach Angaben des Betreibers auch Auskopplungsmengen von über 70 GWh/a zu, jedoch können im Sommer die Wärmemengen vom Grazer Netz nicht aufgenommen werden.

In Salzburg liefert die Fa. Kaindl, allerdings nur außerhalb der Heizperiode, Abwärme im Ausmaß von ca. 0,5 % der gesamten Wärmemenge. Ab 2006 soll eine Einspeisung von industrieller Abwärme in das Netz der Salzburg AG über die Wärmeschiene Hallein – Salzburg erfolgen.

Die Hausmüllverbrennungsanlagen Flötzersteig (keine KWK-Anlage) und Spittelau (KWK-Anlage) und die Anlagen des Werkes Simmeringer Haide lieferten als Grundlastanlagen im Jahr 2003 knapp über 20 % der Wärmemenge ins Wiener Fernwärmenetz.

Die beiden Linien der Welser **Abfallverbrennung** (WAV) speisen nicht in das Welser Fernwärmenetz ein, obwohl dies technisch möglich wäre. Nach Angaben des Betreibers des Fernwärmenetzes wird eine Wärmeauskopplung aus wirtschaftlichen Gründen nur bei hohen Förderungen realisiert. Die beiden Abfallverbrennungsanlagen könnten theoretisch den Großteil der Grund- und Mittellast für das Welser Netz abdecken.

Erneuerbare Energieträger

Im Jahr 2003 kamen **Biomasse-KWK-Anlagen** in den untersuchten Netzen nur in Lienz zum Einsatz (allerdings mit sehr geringer Stromkennzahl). Daneben wurde auch ein Biomasse-Heißwasserkessel betrieben. Ende 2005 wurde das Biomassekraftwerk Lienz um einen weiteren Biomassekessel erweitert. In Lienz stammte 2003 beinahe die gesamte Wärmeproduktion aus Biomasse-Anlagen. Der ölbefeuerte Spitzenkessel (mittlerweile gibt es zwei davon) und eine Solaranlage trugen ca. 2 % zur Wärmeerzeugung bei.

Die neue Biomasse-KWK-Anlage in Lienz ist als Grundlastanlage ausgelegt. Die Anlage soll mehr als 6.800 h im KWK-Betrieb (thermische Leistung: 21 MW) gefahren werden und 15–17 % der Wärmeproduktion bereitstellen.

Die geplante Biomasse-KWK-Anlage in Wien wird hingegen vorwiegend als Kondensationsanlage betrieben, da einerseits das Ökostromgesetz ausschließlich die Stromproduktion fördert und andererseits mittelfristig ein Wärmeüberschuss aus der Abfallverbrennung vorhanden ist. Für den Betrieb im KWK-Modus sind lediglich 2.500 h/a (von insgesamt 8.000 h/a) vorgesehen. Diese Anlage wird aufgrund der Auslegung (die maximale Fernwärmeauskopplung beträgt 37 MW, die gesamte thermische Leistung der Wiener Anlagen beläuft sich auf über 2.800 MW) und der Fahrweise nur einen geringen Anteil zur Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen im Wiener Fernwärmenetz liefern. Dieser Anteil könnte bei emissionsoptimierter Fahrweise verdreifacht werden. Zur Zeit der Berichtlegung kann nicht abgeschätzt werden, inwieweit die Novelle des Ökostromgesetzes Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage haben wird.

Die im Verhältnis zur Wärmeproduktion großen Erlöse für die Stromproduktion aufgrund der bestehenden Ökostromförderung führen zu geringen Brennstoffnutzungsgraden von bestehenden Biomasse-KWK-Anlagen, da diese größtenteils im Kondensa-

tionsmodus betrieben werden. Für neue Anlagen wurde in der Ökostromgesetz-Novelle 2006 ein Brennstoffnutzungsgrad von > 60 % als Kriterium für die Förderung festgelegt.

Generell leisten Biomasse-KWK-Anlagen in großen Ballungsgebieten aufgrund der im Vergleich zur gesamten installierten Leistung geringen thermischen Leistung nur einen geringen Beitrag zur Senkung der spezifischen CO₂-Emissionen des Systems (z. B. Wien). Zusätzlich sind die Transportemissionen bei großen Anfahrtswegen aufgrund der geringen Energiedichte nicht zu vernachlässigen.

Die Einspeisung von Wärme aus der direkten Umwandlung von Sonnenlicht durch **Solaranlagen** spielt in den betrachteten Fernwärmenetzen nur eine untergeordnete Rolle. Dieses Konzept kommt nur in Graz (Solaranlage am Stadion Liebenau) und in Lienz zum Einsatz. Die eingespeisten Mengen von 550 MWh bzw. 250 MWh stellen allerdings nur einen äußerst geringen Anteil an der Wärmeversorgung dar.

Kleinanlagen im Haushaltsbereich

Laut Energiestatistik wurden in den **Kleinanlagen** des Haushaltsbereichs im Jahr 2003 folgende Brennstoffe eingesetzt (STATISTIK AUSTRIA 2005):

- Öl rd. 37 %
- Gas rd. 30 %
- Biomasse rd. 30 %
 - davon Pellets rd. 1,5 %
- Kohle rd. 3 %

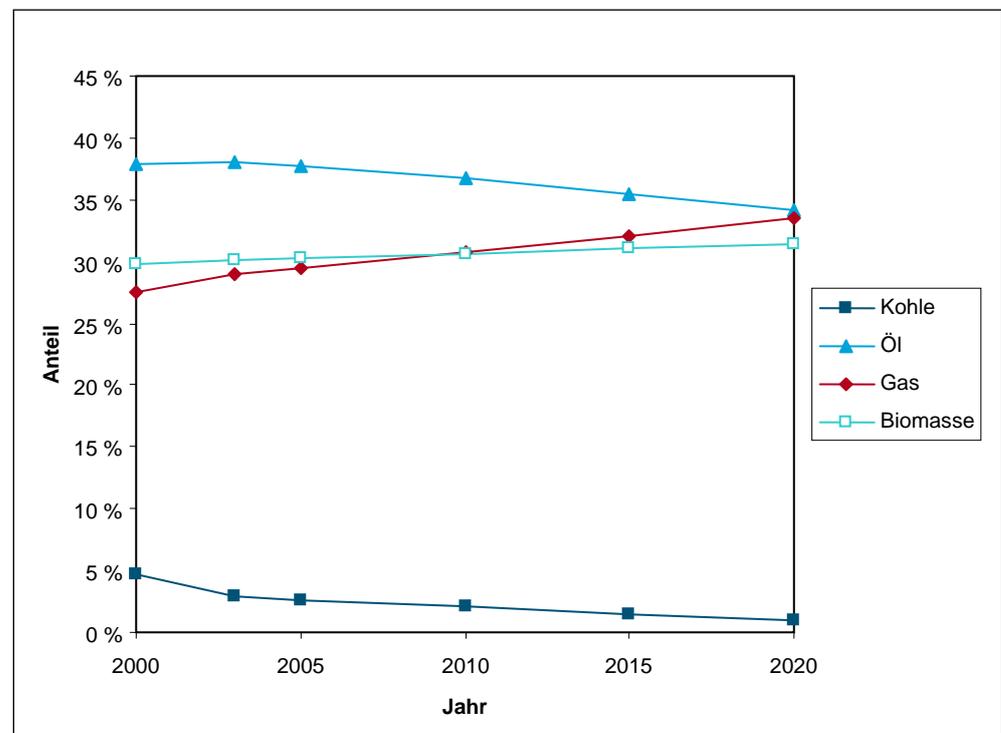


Abbildung 10: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Wärmebereitstellung in den Kleinanlagen des Haushaltsbereichs und WIFO-Prognose bis 2020.

Die in der WIFO-Energieprognose 2020 prognostizierte Entwicklung der Anteile der Brennstoffe am gesamten Brennstoffeinsatz in den Kleinanlagen im Haushaltsbereich ist in Abbildung 10 dargestellt.

Aus dieser Energieprognose geht hervor, dass der Gesamtenergieinhalt der in den Kleinanlagen eingesetzten Brennstoffe nur geringfügig zurückgehen wird (minus 5 %).

Zwischen den einzelnen Brennstoffgruppen wird es leichte anteilmäßige Verschiebungen geben.

Dabei soll der Anteil von Brennstoffen auf Basis von Erdöl im Zeitraum 2003–2020 um 4 % auf 34 % zurückgehen. Der Kohleanteil wird von 3 % auf 1 % absinken und somit um zwei Drittel reduziert werden.

Der Anteil von Erdgas wird von 29 % auf 33,5 % ansteigen und damit denselben Anteil wie Brennstoffe auf Basis von Erdöl erreichen. Der Anteil der Biomasse wird hingegen nur leicht von 30 % auf 31,5 % steigen.

In Summe wird also der Anteil fossiler Energieträger an den in den Kleinanlagen im Haushaltsbereich eingesetzten Brennstoffen nur geringfügig von 70 % auf 68,5 % zugunsten erneuerbarer Energieträger sinken.

Klassische Luftschadstoffe

Hinsichtlich der Emissionen klassischer Luftschadstoffe sind bei den betrachteten Großanlagen bis auf einige Ausnahmen effiziente Abscheidevorrichtungen für Staub, NO_x und SO₂ installiert, so dass die Emissionskonzentrationen niedrig sind (siehe Kapitel 3). Bei Kleinanlagen im Haushaltsbereich beschränken sich die Minderungsmaßnahmen auf primäre Maßnahmen.

4.2 Verteilung

4.2.1 Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz

Dieses Konzept hat den Vorteil, dass dort, wo große Wärmemengen transportiert werden müssen, das Netz über die dafür nötige Infrastruktur verfügt. In entsprechend großen Übergabestationen wird die Wärme dann vom Primärnetz an die sekundären Netze übergeben, über welche die Kunden direkt versorgt werden können. Die Verteilung in lokalen Gebieten erfolgt mit kleineren, wesentlich kostengünstigeren Leitungen und bei geringeren Temperaturen, was geringere Wärmeverluste bedeutet. Der bautechnische Aufwand, die Häuser an das Sekundärnetz anzuschließen, ist erheblich geringer, da aufwändige Hausübergabestationen wie Wärmetauscher, Hauptpumpe und Expansionsanlage entfallen.

Dieses Konzept wird in Österreich ausschließlich in Wien verfolgt.

4.2.2 Betriebsführung des Verteilnetzes

Durch eine aktive Betriebsführung des Verbundnetzes kann der Einsatz von Spitzenlastkesseln reduziert werden. Dabei wird durch die Anpassung der Vorlauftemperatur auf Bedarfsspitzen reagiert, wobei der Wärmebedarf in Zusammenarbeit mit Mete-

orologien prognostiziert wird. Dadurch werden zwar aufgrund der höheren Temperatur die Netzverluste naturgemäß größer, jedoch müssen keine zusätzlichen Kraftwerke – insbesondere Spitzenkraftwerke – angefahren werden.

Je genauer der Wärmebedarf für die nächsten Stunden bzw. Tage abgeschätzt werden kann, desto genauer kann der Kraftwerkseinsatz geplant bzw. die Pufferung von Wärmespitzen veranlasst werden. Ein weiterer wichtiger Bestandteil einer aktiven Betriebsführung ist ein zentraler Lastverteiler, von dem aus das gesamte Verbundnetz gesteuert werden kann. Dies ist z. B. für die Versorgung im Falle von Gebrechen eines Teilnetzes und die Optimierung der Fahrweise von Bedeutung.

4.2.2.1 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Alle untersuchten Fernwärmesysteme weisen eine aktive Betriebsführung auf. Es werden mit Ausnahme von Linz Wetterprognosen verwendet, um den Bedarf an Wärme abschätzen zu können. Darüber hinaus fließen Erfahrungswerte in die Bedarfsvorberechnung ein. In Wien wird beispielsweise eng mit der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik zusammengearbeitet und an Verbesserungsmöglichkeiten der Prognosen geforscht.

4.2.3 Speicherkonzept

Die Nutzung eines Warmwasserspeichers hat mehrere Vorteile:

- Die Erzeugungsanlagen können großteils auf Band gefahren werden, der Teillastbetrieb kann reduziert werden. Dies führt zu höheren Brennstoffnutzungsgraden.
- Der Einsatz von Spitzenlastkesseln kann reduziert werden und somit Brennstoff eingespart werden.
- Ein wesentlicher Nutzen für den Betreiber ergibt sich auch dadurch, dass bei hohen Strompreisen die GuD-Anlagen im Kondensationsmodus betrieben werden können, während der Fernwärmebedarf aus dem Speicher gedeckt wird.

Die Linz AG verwendet zur Speicherung der Wärme einen großen drucklosen Wärmespeicher mit einer Höhe von 65 m und einem Durchmesser von 26 m. Darin können 34.500 m³ Wasser bzw. ca. 1.300 MWh Wärme (Einspeisetemperatur 97 °C, Rücklauftemperatur 57–60 °C) gespeichert werden. Beim Laden des Speichers wird heißes Wasser oben im Tank mit langsamer Geschwindigkeit eingeleitet, um eine geringe Vermischung zu erreichen und kaltes Wasser am Boden entnommen; beim Entladen läuft dieser Vorgang in die umgekehrte Richtung ab. Die Übergangsschicht zwischen den beiden Temperaturniveaus ist ca. 50 cm breit. Im Winter wird der Tank während der Wochentage stufenweise entladen und über Nacht ein Teil der entnommenen Wärme wieder eingespeist. Am Wochenende erfolgt jeweils eine vollständige Aufladung. Im Sommer wird der Tank unter der Woche geladen und am Wochenende entladen. Im Frühling und Herbst gibt es unterschiedliche Betriebsweisen; zu dieser Zeit besteht die Hauptaufgabe darin, die Morgenspitze im Wärmebedarf auszugleichen.

Abbildung 11 zeigt das Zusammenspiel zwischen dem Wärmespeicher und den Fernheizkraftwerken an einem Wintertag. Die dicke gelbe Linie stellt den Lastverlauf des Fernwärmenetzes dar und die dünne rote die erzeugte Wärmeenergie, die roten Flächen symbolisieren die Wärmeentnahme aus dem Speicher und die blauen das Einspeichern von Wärme in den Speicher. Während der Lastverlauf des Netzes einen charakteristischen Tagesgang aufweist, schwankt die Gesamtleistung aller Anlagen

nur in einem sehr geringen Ausmaß. Dies wird durch das Einspeichern von Wärme während des Tages und in den Nachtstunden ermöglicht, während am Morgen und in geringem Ausmaß am Abend Wärme aus dem Speicher entnommen wird.

Die restlichen Flächen symbolisieren die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen: Die neue GuD-Anlage im Fernheizkraftwerk Linz-Mitte fährt (bei einer geringfügigen Reduzierung der Leistung während einiger Nachtstunden) fast gantztägig unter Voll- last (rot strichlierte Fläche). Auch bei den übrigen Anlagen bleibt die Leistung groß- teils über den ganzen Tag annähernd konstant; nur eine Anlage wird am frühen Nachmittag nicht betrieben (türkise Fläche). Obwohl an dem Tag, dessen Lastverlauf in Abbildung 11 abgebildet ist, ca. 60 % der bisherigen Maximalleistung des Fern- wärmenetzes erreicht wurden, war durch den Betrieb des Speichers der Einsatz von Spitzenkesseln auch am Morgen nicht nötig. In der Abbildung noch nicht dargestellt ist die Biomasse-KWK-Anlage, die als Grundlastanlage hinkünftig den ganzen Tag über auf Band (max. Wärmeauskopplung: 20 MW) gefahren werden soll.

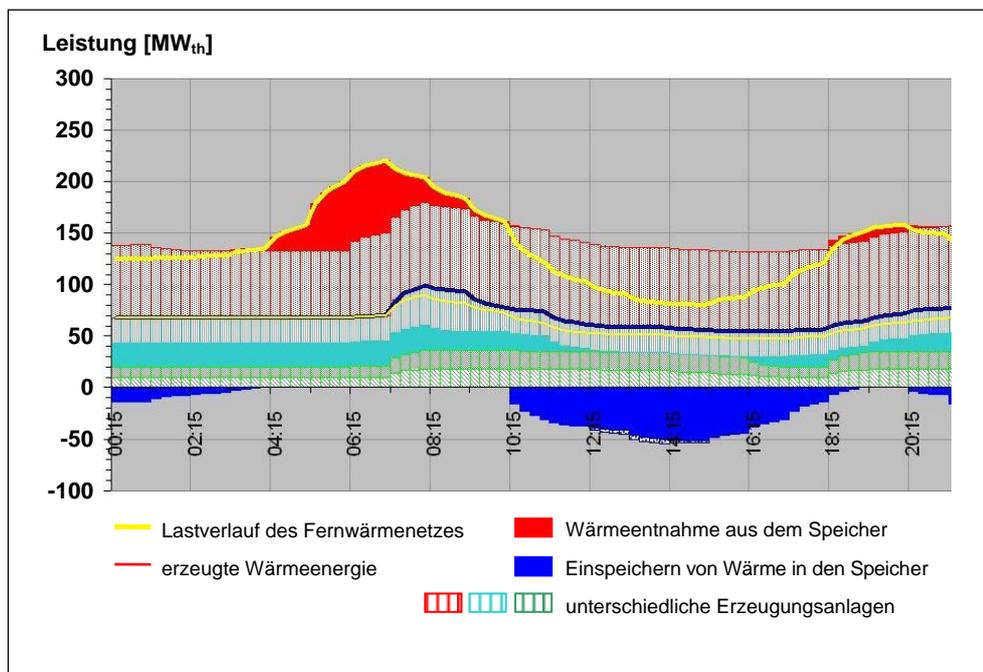


Abbildung 11: Beispiel des Zusammenspiels zwischen Speicher und Fernheizkraftwerk (LINZ AG 2005).

Die Wärmeverluste durch den Pufferspeicher sind nicht bekannt. Nach Angaben des Betreibers sind sie aber aufgrund der 50 cm dicken Dämmung sehr gering. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass der Speicher durch seine Höhe auch zur Rücklaufdruckhaltung (6 bar) dient.

Nach Angaben des Betreibers können durch diesen Speicher 40.000 MWh Brennstoff eingespart werden. 40 GWh Erdgas entsprechen einer Emissionsmenge von rund 8.000 t CO₂. Das entspricht etwa der jährlichen Emission eines großen Spitzenlastkessels. Die Errichtungskosten für den Speicher wurden zu 20 % durch die Kommunalkredit Public Consulting gefördert.

Ein wesentlicher Vorteil von Pufferspeichern liegt darin, dass bei hohen Strompreisen die KWK-Anlagen im Kondensationsmodus betrieben werden können, während der Fernwärmebedarf aus dem Speicher gedeckt wird.

Auch in anderen Städten wird dieses Konzept der kurzzeitigen Wärmespeicherung verfolgt. In Wels wird ein Wasserwärmespeicher mit einem Speichervermögen von 250 MWh zur Abdeckung der Morgenspitzen eingesetzt; in Lienz steht seit Oktober 2005 ein 350 m³-Pufferspeicher (ca. 15 MWh) zur Verfügung. Zur besseren Ausnutzung der Wärmeerzeuger und zur Verringerung der Anzahl an Kesselstarts wurde in Graz beim FHKW Graz ein ehemaliger Öltank zu einem Wärmespeicher mit einem Speichervermögen von ca. 100 MWh umgebaut und in Betrieb genommen. Der drucklose Speicher mit einem Volumen von 2.150 m³ wird von der KWK-Anlage der CMST gespeist und steht nur im Sommer und in der Übergangszeit zur Verfügung, da im Winter nicht genug Energie vorhanden ist, um ihn am Tag aufzuladen.

4.2.4 Minimierung der Verteilungsverluste

Als Jahresnutzungsgrad des Netzes bezeichnet man das Verhältnis aus Wärmeabgabe an den Kunden zu eingespeister Wärmemenge. Die Differenz auf 100 % wird durch die Wärmeverluste bedingt.

Je höher das Temperaturniveau in den Netzen ist, desto größer werden die thermischen Verluste beim Transport. Für die Wärmeversorgung der Kunden ist allerdings besonders im Winter ein gewisses Temperaturniveau erforderlich. Die Differenz zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur wird als Temperaturspreizung bezeichnet. Eine große Temperaturspreizung bewirkt eine geringere Rücklauftemperatur sowie eine größere Wärmeabgabe beim Kunden bei gleicher Durchflussmenge, was zu Einsparungen an Pumpstrom führt.

Die Zirkulation des Wassers in den Netzen wird durch Netzpumpen bewirkt; diese sorgen auch für die Aufrechterhaltung des Netzdrucks. Die von diesen Pumpen benötigte Strommenge wird als Pumpstrombedarf bezeichnet.

Die Verluste einer langen Transportleitung von den Erzeugungsanlagen zu den Netzen vermindern die Effizienz der Fernwärmeversorgung. Der erhöhte Pumpstrombedarf ergibt zusammen mit den Wärmeverlusten entlang der Fernwärmeleitung beträchtliche Energieverluste durch die Erzeugung eines Großteils der Fernwärme außerhalb des Stadtgebietes. Eine möglichst abnehmersnahe Wärmeerzeugung hat daher aus Gründen der Energieeffizienz Vorteile gegenüber einer weiter entfernten Erzeugung.

Durch Leckagen in den Rohren und durch andere Ursachen kann es zu Wasserverlusten im Fernwärmenetz kommen. Die Beschädigung der Rohre tritt dabei im Allgemeinen nicht durch Korrosion von innen auf, sondern wird von außen verursacht. Neben der direkten mechanischen Beschädigung führt die durch Eindringen von Wasser verursachte Korrosion der Rohre zu Wasserverlusten. Bei bekannten kleineren Leckagen wird während des Betriebes der Netze oftmals nur eine provisorische Reparatur vorgenommen, eine nachhaltige Behebung des Schadens findet in Stillstandsperioden statt.

Eine hohe Wärmebelegung ermöglicht es, Fernwärmenetze mit vergleichsweise geringen Verlusten zu betreiben. In weniger dicht besiedelten Gebieten ohne eine große Anzahl von Großabnehmern kann die Fernwärmeversorgung nicht so effizient erfolgen wie in Ballungszentren. Dampfnetze haben gegenüber Heißwassernetzen bedeutend höhere Verluste und sind daher wesentlich ineffizienter als Heißwasser-



netze. Daneben ist zu beachten, dass die Verluste von einer Vielzahl an Faktoren abhängen, weswegen ein darüber hinaus gehender Rückschluss aus den Daten nicht möglich ist.

Im Sommerbetrieb weisen die Fernwärmenetze wesentlich größere Verluste auf als im Winter. Zwar kann hier die Vorlauftemperatur deutlich abgesenkt werden, allerdings ist die Wärmeabnahme deutlich geringer, wodurch sich die prozentuellen Netzverluste erhöhen. Dennoch ist ein Betrieb der Netze im Sommer sinnvoll, da im Allgemeinen die spezifischen Emissionen bei Fernwärmesystemen trotz der (relativ) höheren Verluste niedriger sind als z. B. bei der Warmwasserbereitung mit Elektroboilern. Durch den Ersatz von Elektroboilern zur Warmwasserbereitung kann die Fernwärmeabgabe im Sommer gesteigert werden, wodurch die (relativen) Netzverluste geringer werden.

4.2.4.1 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Alle Betreiber untersuchen ihre Netze auf allfällige Wasserverluste (z. B. mittels Helium). Die jährlichen Wasserverluste wurden nur von Linz und Wels angegeben. Es wurden Verluste bis zum doppelten Volumen des Fernwärmenetzes bei den untersuchten Fernwärmesystemen festgestellt.

Die durch den Verlust an Wasser bedingte verloren gegangene Wärmemenge beträgt wenige Zehntel Prozent der eingespeisten Wärme. Diese Verluste sind in der Angabe der Wärmeverluste des Netzes inkludiert.

Die Verteilungsverluste der betrachteten Fernwärmenetze in Österreich sind stark unterschiedlich und bewegen sich im Jahresdurchschnitt in einem Bereich von sieben bis knapp 20 %. Netze wie das der Fernwärme Wien und das der Linz Gas/Wärme GmbH mit einer sehr hohen Wärmebelegung ($> 4.000 \text{ MWh/km}$) weisen Verluste im einstelligen Bereich auf.

Das Netz der Energie Graz weist zwar in der Stadt auch relativ geringe Verluste von 10 % auf, allerdings kommen hier weitere Verluste entlang der Fernwärmeleitung Mellach – Graz von knapp 2,5 % hinzu.

Das Netz der Salzburg AG, welches als einziges noch größtenteils mit Dampf und nicht mit Heißwasser betrieben wird, weist die größten Verluste auf (knapp 20 %). Hier wurde aber bereits mit Verbesserungsmaßnahmen begonnen: Das Dampfnetz wird ab 2005 bis voraussichtlich 2010 auf Heißwasserbetrieb umgestellt; die alten Dampfleitungen (Haubenkanalleitungen) sollen in den nächsten 20 Jahren schrittweise durch Kunststoffmantelrohrsysteme ersetzt werden.

Das Netz der Stadt Lienz ist mit Abstand das kleinste der betrachteten Fernwärmesysteme und weist auch die bei weitem niedrigste Wärmebelegung auf (ca. 1.400 MWh/km), wodurch die vergleichsweise sehr hohen Netzverluste von knapp 15 % erklärt werden können.

Die Netze aller betrachteten Städte werden auch im Sommer betrieben, um einen Teil der Kunden mit Warmwasser zu versorgen, allerdings wird die Fernwärmeleitung Mellach – Graz in den Sommermonaten nicht genutzt. Daher werden auch die kleineren Netze der Steirischen Gas-Wärme GmbH im Süden von Graz nicht mit Wärme versorgt.

Die prozentuellen Verluste im Sommer sind viel höher als im Winter (z. B. betragen die Verluste in Linz zwischen Juni und September rund 45 %). Der Grund dafür liegt in der geringen Wärmeabgabe. Die Erzeugung von Fernkälte, eine potenzielle Wärmesenke, die zur Verminderung der prozentuellen Verluste im Sommer beitragen könnte, ist derzeit nicht im Einsatz; lediglich die Fernwärme Wien hat dazu einige Projekte in Vorbereitung. Näheres zur Fernkälte wird im Kapitel 4.4.1 erläutert.

Das Wiener Netz weist die höchsten Vorlauftemperaturen der Heißwassernetze auf; im Winter wird die Vorlauftemperatur gleitend bis max. 150 °C geregelt, im Sommer beträgt sie mind. 95 °C. Das Linzer Netz hat im Winter mit 95 °C die niedrigste Vorlauftemperatur. Die anderen Netze haben maximale Vorlauftemperaturen zwischen 115 und 130 °C. Im Sommer betragen die Vorlauftemperaturen zwischen 75 und 95 °C. Das Dampfnetz der Stadt Salzburg wird durchgehend mit einer Vorlauftemperatur von 180 °C betrieben. Die Rücklauftemperaturen bewegen sich zwischen 55 und 75 °C. Die Temperaturspreizungen betragen im Sommer zwischen 20 und 35 °C und im Winter zwischen 40 und 90 °C.

Anhand der zur Verfügung stehenden Daten konnten keine signifikanten Zusammenhänge zwischen den Temperaturspreizungen und den Netzverlusten festgestellt werden. Durch die unterschiedliche Größe und Struktur der Netze ist ein Vergleich nur schwer möglich.

Der Pumpstrombedarf beträgt etwa 1 % der an die Kunden abgegebenen Wärmemenge. Bei den fünf größeren untersuchten Netzen (Wien, Linz, Graz, Salzburg, Wels) wurden Werte von 0,7 bis 1,1 % errechnet, in Linz wird der Pumpstrombedarf nicht bestimmt. Beim Grazer Netz ist allerdings anzumerken, dass der Gesamtpumpstrombedarf inklusive der Fernwärmeleitung Mellach – Graz 1,9 % der im Netz der Energie Graz abgegebenen Wärmemenge ausmacht.

4.3 Nutzung

Das Nutzerverhalten beeinflusst den Grundbedarf, aber auch das Ausmaß und die Häufigkeit von auftretenden Lastspitzen. Der Grundbedarf kann v. a. durch Dämmmaßnahmen an der Fassade in Kombination mit der gleichzeitigen Anpassung des Anschlusswertes gesenkt werden. Als Beispiel für einfache Energiesparmaßnahmen können Optimierung der Raumtemperatur, Drosselung der Heizung bei Abwesenheit und richtiges Lüften genannt werden. Hier sind noch bewussteinbildende Maßnahmen notwendig.

Eine Möglichkeit zur Beeinflussung des Nutzerverhaltens besteht in der Tarifgestaltung. Der Gesamtpreis der Fernwärmeversorgung besteht in der Regel aus drei Komponenten:

- Leistungspreis: Dieser ist vom Verrechnungsanschlusswert (in MW) abhängig.
- Grundpreis (Messpreis): Dieser ist ein Fixbetrag für die Messeinrichtungen.
- Arbeitspreis: Dieser ist abhängig von der verbrauchten Wärmemenge (kWh).

Durch die unterschiedliche Höhe dieser drei Preisarten kann der Anteil der variablen Kosten und der Fixkosten an den Gesamtkosten beeinflusst werden.



Je größer der Anteil verbrauchsabhängiger Kosten, desto größer ist der Anreiz für den Verbraucher, Energie sparsam einzusetzen. Die Gewährung von Rabatten, nach Abnahmemenge gestaffelten Tarifen oder etagenweise bzw. pauschalierte Abrechnungen sind für Energiesparmaßnahmen kontraproduktiv. Das Ausmaß der Sensitivität der Kunden für die Preisgestaltung ist allerdings individuell sehr unterschiedlich.

Gemäß Heizkostengesetz ist für den Fall, dass der Wärmelieferungsvertrag bei der Fernwärmeversorgung eine Trennung des Preises in einen verbrauchsabhängigen Anteil (Arbeitspreis) und einen verbrauchsunabhängigen Anteil (Grundpreis, Messpreis) vorsieht, der verbrauchsabhängige Anteil (Arbeitspreis) zu mindestens 55 % nach den Verbrauchsanteilen, ein allenfalls verbleibender Rest nach der beheizbaren Nutzfläche aufzuteilen.

Eine wichtige Maßnahme zur Senkung des Verbrauchs ist die Optimierung des Anschlusswertes der Fernwärmeversorgung. Die leistungsabhängigen Kosten für den Verbraucher sind vom Verrechnungsanschlusswert abhängig. Der Verrechnungsanschlusswert kann durch optimale Einstellung der Regelung der Hausübergabestationen, maximale Ausnutzung der Temperaturspreizung (Verhältnis von Vorlauf- zu Rücklauf-temperatur), durch Vermeidung von Verbrauchsspitzen sowie durch Reduktion des Gesamtverbrauchs (z. B. durch Dämmung der Fassade) reduziert werden. Es muss aber gewährleistet bleiben, dass auch bei sehr kalten Außentemperaturen das Beibehalten eines angenehmen Raumklimas möglich bleibt.

Die Vorteile einer Optimierung des Verrechnungsanschlusswertes liegen für den Erzeuger und den Verteiler in einer Reduktion der Netzverluste und des Pumpstrombedarfs sowie in einer Vermeidung von Spitzen, wodurch insgesamt Brennstoff eingespart werden kann. Eine optimale Einstellung der Leistung der Hausanlage hat somit ökologische Vorteile. Die Verminderung des Leistungspreises v. a. im Falle von Wärmedämmmaßnahmen stellt für die Kunden einen Anreiz zur effizienten Energienutzung dar.

Für ein gut funktionierendes und Energie sparendes Heizverteilsystem ist ein hydraulischer Abgleich der unterschiedlichen Heizungsstränge und die Anpassung der Heizungsumwälzpumpe (mit Frequenzumformer und Regelung) von entscheidender Bedeutung (siehe Vorschriften zu Heizsystemen in Deutschland). Dadurch wird die Spreizung optimal ausgenutzt und Verluste minimiert.

4.3.1 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

Die Tarifgestaltung der Fernwärme Wien sieht je nach Einstufung des Kunden unterschiedliche Preise vor. Für Großkunden (42 % der Wärmeabnahme im Wiener Fernwärmenetz) setzt sich der Tarif aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis zusammen; diese beiden Preise ergeben einen kundenspezifischen Mischpreis. Der Leistungspreis wird aufgrund der Einstellung der Hausanlage, der Arbeitspreis aufgrund des Verbrauchs verrechnet.

Für Haushaltskunden setzt sich der Preis aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis zusammen. Der Grundpreis stellt Fixkosten dar, die von der Objektgröße abhängen. Der Arbeitspreis richtet sich nach dem Verbrauch. Dieses Tarifmodell bezieht sich nur auf den Raumwärmeverbrauch der Wohnungskunden und betrifft somit rund 22 % der Wärmeabnahme. Das Warmwasser dieser Kunden (rund 8 % der Wärmeabnahme) wird rein nach Verbrauch verrechnet.

Abnehmer, die nach Bund- und Gemeindetarifen abgerechnet werden, welche nur aus einem Arbeitspreis bestehen, nehmen 28 % der Wärme im Wiener Fernwärmenetz ab.

Bei der Wärmeabrechnung der Linz AG gibt es je Anschlussobjekt einen Leistungspreis und einen Messpreis sowie einen verbrauchsabhängigen Arbeitspreis. Die Heizkostenabrechnung erfolgt bei ca. 23.000 Wohnungen, somit knapp 60 % der versorgten Wohnungen, durch die Linz AG; bei den Wohnungsgenossenschaften bzw. Eigentümern wird die Aufteilung der Heizkosten selbst durchgeführt.

In Graz und Wels gibt es für die Kunden ein Modell aus Leistungspreis, Messpreis und Arbeitspreis. Der Leistungspreis ist jeweils gestaffelt. Von den Altkunden in Wels wird noch ein geringer Teil der Abnehmer pauschaliert (d. h. unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch) abgerechnet. Für Neukunden besteht die Möglichkeit einer pauschalierten Abrechnung nicht.

Die Salzburg AG rechnet immer über Wärmehähler ab, eine Aufteilung gemäß Heizkostenabrechnungsgesetz wird daher von der Salzburg AG nicht vorgenommen.

In Lienz erfolgt die Heizkostenaufteilung bei den meisten Kunden durch eine externe Firma. Es gibt einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis, wobei im Schnitt über alle Kunden ca. 17 % der Kosten auf den Leistungspreis entfallen.

Regelmäßige Wartungen der Hausanlagen sowie Anpassungen der eingestellten Leistungen z. B. nach Wärmedämmungsmaßnahmen, bei denen der gesamte Heizwärmebedarf des Gebäudes abgesenkt wird, werden von allen betrachteten Fernwärmeunternehmen, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß, durchgeführt. Auf Wunsch des Kunden wird die Anschlussleistung überprüft.

In Graz wird für Großkunden der endgültige Verrechnungsanschlusswert erst nach drei Jahren festgelegt. Vor etwa zehn Jahren wurde in Graz damit begonnen, Verbrauchsanalysen durchzuführen und die Ergebnisse den Kunden mitzuteilen. Abbildung 12 zeigt eine Gegenüberstellung des Vertragsanschlusswerts der Neuanschlüsse und der Reduktionen der Anschlussleistung bei bestehenden Kunden. Es ist erkennbar, dass in den Jahren 1995 und 1996 die Reduktion der Anschlussleistung bei bestehenden Anlagen die Leistung der Neuanschlüsse überstieg. Durch die Forcierung der Überprüfungen der Anschlusswerte konnten diese um ca. 100 MW reduziert werden.

Einige Übergabestationen (z. B. von manchen Großabnehmern in Wien) werden allerdings nicht von den Fernwärmeunternehmen betreut. Hier ist nach Angaben des Betreibers davon auszugehen, dass in der Praxis nicht bei allen die Anschlusswerte optimal eingestellt sind.

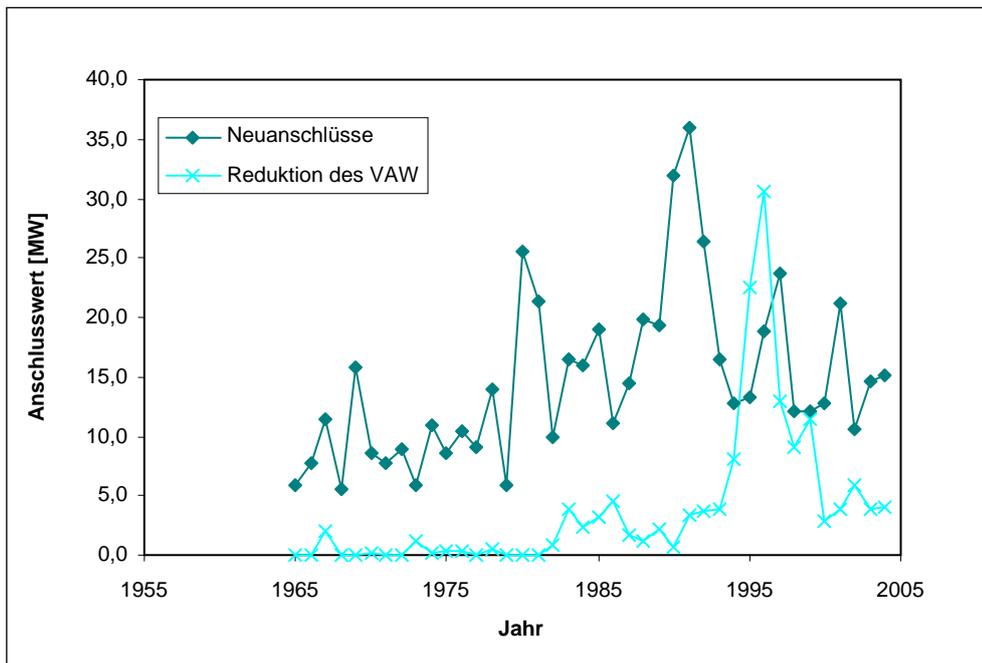


Abbildung 12: Neuanschlüsse und Reduktionen des Vertragsanschlusswerts (VAW) im Netz der Energie Graz (ENERGIE GRAZ 2005).

Bei den betrachteten Netzen kann man hinsichtlich des Verhältnisses der abgegebenen Wärme zur Anschlussleistung der Kundenanlagen (dieses entspricht den aus diesen Werten errechneten Jahresvolllaststunden) zwei Kategorien erkennen: Im Fall von Wels (1.600), Linz (1.550) und Graz (1.600) liegen diese Werte nahe beieinander (für Wien wurden keine Daten zum Verrechnungsanschlusswert bekannt gegeben), stark abweichende Werte wurden für Linz (knapp 1.400) und Salzburg (rund 1.000) errechnet.

Bei bekannter Kunden- und Abnahmestruktur kann dieses Verhältnis Aufschluss über die Auslegung der Anschlussleistungen bzw. über das allfällige Anpassungspotenzial geben. Anhand der verfügbaren Daten sind aber diesbezüglich keine genaueren Aussagen möglich.

Beim Salzburger Netz ist diesbezüglich zu beachten, dass es sich zumindest zum Teil um ein Dampfnetz handelt, welches mit 180 °C heißem Dampf betrieben wird. Somit sind auch die Wärmetauscher in den Hausübergabestationen und die Radiatoren bei den Kunden auf Dampf ausgelegt. Diese sind bez. Größe nicht optimal an den Betrieb mit Heißwasser angepasst und müssen daher für eine Optimierung der Energieeffizienz ausgetauscht werden. Ein finanzielles Anreizsystem zur forcierten Anpassung der Wärme abnehmenden Geräte bei den Kunden durch größere Radiatoren ist laut Betreiberangaben angedacht, aber noch nicht im Detail bekannt. Es kann aber derzeit wegen der für die Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasserbetrieb gebundenen Ressourcen nicht initiiert werden. Sekundärseitige Maßnahmen wie diese sind allerdings nicht sofort voll wirksam, sie sind vielmehr als langfristige Maßnahmen zu betrachten.

Hinsichtlich Kundenberatung gibt es ebenfalls Aktivitäten: In Wien kann man sich beispielsweise im so genannten „Wien-Energie-Haus“ gratis über Möglichkeiten zur Energieeinsparung beraten lassen. Darüber hinaus besteht die Option, sich gegen Bezahlung zu Hause beraten zu lassen. Die Linz AG bietet ihren Kunden eine Gratis-

Energiebuchhaltung in Form einer Datenbank auf CD-ROM an. Die Salzburg AG bietet ebenfalls sowohl kostenlose als auch kostenpflichtige Energiesparberatungen an, die sich in ihrem Umfang unterscheiden. Auf der Homepage einiger Unternehmen (z. B. Elektrizitätswerk Wels, Energie Graz) findet man u. a. auch Energiespartipps.

4.4 Wärmeabsatz im Sommer

4.4.1 Fernkälte

Einige Anlagen (z. B. industrielle Anlagen, Müllverbrennungsanlagen, Biomasse-KWK-Anlagen) werden aus wirtschaftlichen oder produktionstechnischen Gründen ganzjährig betrieben. In diesen Fällen ist im Sommer ein Überschuss an Wärme vorhanden. Auch aus fossil befeuerten KWK-Anlagen besteht Potenzial zur Wärmeauskopplung (Erhöhung der Brennstoffnutzung). Die Schaffung einer zusätzlichen Wärmenenke kann die Brennstoffnutzung von Anlagen erhöhen.

Derzeit kommt es in Österreich aufgrund der steigenden Tendenz, Wohn- und Büroräume zu klimatisieren in den Sommermonaten zu einem starken Anstieg des Strombedarfs. Die Raumklimatisierung geschieht in der Regel durch Kompressionskältemaschinen.

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Wärmeabgabe im Sommer stellt die Verwendung von Fernwärme zur Raumklimatisierung dar, was in so genannten Absorptionskältemaschinen durch einen „thermischen Verdichter“ geschieht. Es handelt sich dabei um eine relativ neue Technologie, die noch nicht weit verbreitet ist.

Aus Sicht des Umweltschutzes ist anzumerken, dass zur Senkung der Raumtemperatur im Sommer vorrangig bautechnische Maßnahmen getroffen werden sollten und so primär der Kühlbedarf gesenkt werden sollte. Erst nach Ausschöpfen diesbezüglicher Möglichkeiten sollte die Option einer Kältemaschine in Betracht gezogen werden.

In einer Absorptionskältemaschine durchlaufen ein Kältemittel (Arbeitsmittel) und ein Lösungsmittel jeweils einen Kreislauf (siehe schematische Darstellung in Abbildung 13). Das Kältemittel wird dabei fortwährend vom Lösungsmittel absorbiert und wieder von ihm getrennt. Die gebräuchlichsten Zweistoffsysteme sind Lithiumbromid/Wasser und Wasser/Ammoniak, wobei jeweils das Lösungsmittel zu Beginn steht. Kältemittel und Lösungsmittel werden zusammen als Arbeitspaar bezeichnet.

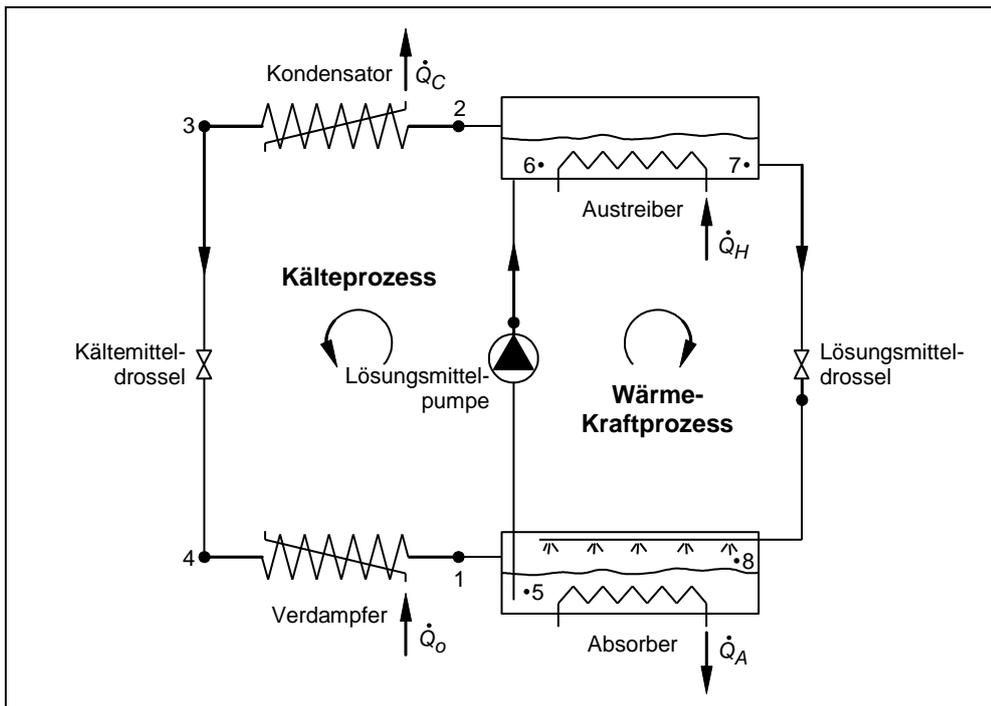


Abbildung 13: Schema einer Absorptionskältemaschine.

Das vom Verdampfer kommende gasförmige Kältemittel wird im Absorber von einem flüssigen Lösungsmittel unter Wärmeabgabe (Q_A) absorbiert. Diese angereicherte Lösung wird unter Druckerhöhung durch eine Pumpe in den Austreiber gefördert. Dort wird aus dem Zweistoffgemisch das Kältemittel durch Wärmezufuhr von außen (Q_H , z. B. Fernwärme) ausgetrieben. Die Absorber/Austreiber-Kombination wirkt druckerhöhend und wird als „thermischer Verdichter“ bezeichnet.

Anschließend wird das Kältemittel in einem Kondensator unter Wärmeabgabe (Q_C) abgekühlt und somit verflüssigt. Durch ein Ventil wird das Kältemittel entspannt und im Verdampfer unter Aufnahme von Umgebungswärme (Q_o) verdampft, wodurch der Nutzeffekt entsteht. Von dort wird es weiter in den Absorber geleitet.

Das Lösungsmittel wird nach der Trennung vom Kältemittel im Austreiber durch ein Ventil entspannt und dem Absorber zugeführt. Damit sind die beiden Kreisläufe geschlossen.

Die Kaltwasseraustrittstemperatur aus dem Verdampfer beträgt üblicherweise ca. 5–10 °C. Die Wärmeströme Q_A und Q_C müssen in einem Kühlturm oder einer anderen Wärmesenke rückgekühlt werden. Die Kühlwassereintrittstemperatur beträgt üblicherweise ca. 30 °C.

Der größte Vorteil der Absorptionswärmepumpe gegenüber der Kompressionswärmepumpe ist der geringe Stromverbrauch, denn der Energieeinsatz zum Betrieb der Lösungsmittelpumpe ist vergleichsweise gering im Vergleich zum Kompressor einer Kompressionswärmepumpe (der Energieeinsatz zum Pumpen einer Flüssigkeit ist geringer als der eines Kompressors zum Fördern von Gasen). Weitere Vorteile sind die geringeren Wartungskosten, die Verwendung von klimaneutralen Kältemitteln (im Gegensatz zu teilhalogenierten H-FKW, z. B. R134a, die in Kompressionskältemaschinen zum Einsatz kommen) und die ruhige Arbeitsweise. Die größten Nachteile sind die höheren Investitionskosten und der höhere Platzbedarf der Anlagen. Es sind derzeit Absorptionskältemaschinen in einem Leistungsbereich bis 6 MW erhältlich (STEINBORN 2005).

Während früher Temperaturen von über 100 °C für den Betrieb von Absorptionskältemaschinen notwendig waren, so sind seit einigen Jahren Geräte mit einem Antriebs-temperaturniveau von ca. 85–90 °C auf dem Markt, die daher auch mit Fernwärme betrieben werden können.

Der Strombedarf beträgt bei modernen Absorptionskältemaschinen nur ca. 1 % Prozent der Kälteleistung. Einstufige Absorptionskältemaschinen erreichen Leistungsziffern¹⁷ von ca. 0,7 (der Wärmebedarf entspricht somit ca. dem Eineinhalbfachen der Kälteleistung), zweistufige von ca. 1,2. Letztere benötigen aber Vorlaufemperaturen von deutlich über 100 °C. Bei modernen Kompressionskältemaschinen (Turboverdichtern) beträgt der Strombedarf bei einer Leistungsziffer von ca. 6 knapp 20 % der Kälteleistung; bei anderen Modellen wie Schraubenverdichtern, die Leistungsziffern von ca. 3–5 aufweisen, liegt der Strombedarf entsprechend höher (TRANE 2005).

Tabelle 41: Vergleich zwischen Absorptionskältemaschinen und Kompressionskältemaschinen.

	Absorptionskältemaschine (einstufig)	Kompressionskältemaschine (Turboverdichter)
Leistungsaufnahme Strom	< 1 %	< 20 %
Leistungsaufnahme Wärme	ca. 140 %	–
Leistungsziffer	ca. 0,7	ca. 6

Durch die hohen Verluste der Fernwärmenetze beim Sommerbetrieb ist für eine Leistungsaufnahme von 140 % der Kälteleistung beim Wärmeerzeuger etwa eine Leistung von ca. 170 % der Kälteleistung erforderlich. Für die Erzeugung von 1 MWh Kälte sind somit ca. 1,7 MWh Fernwärme nötig. Hinzu kommen ein Pumpstrombedarf von ca. 0,017 MWh und ein Strombedarf der Absorptionskältemaschine von ca. 0,01 MWh, in Summe also ca. 0,027 MWh Strom. Für Kompressionskältemaschinen beträgt der Energieaufwand knapp 20 % der Kälteleistung. Für die Erzeugung von 1 MWh Kälte sind somit ca. 0,2 MWh Strom nötig. Ein Vergleich des Energieaufwands für Turboverdichter und für einstufige Absorptionskältemaschinen führt somit pro MWh Kälte zu einer Stromeinsparung der Absorptionskältemaschinen von 0,173 MWh und zu einem Wärmemehrbedarf beim Erzeuger von 1,7 MWh. Auf Basis der Werte in Tabelle 41 führt diese Abschätzung zu einem Strom : Wärme-Verhältnis von etwa 1:10. Dem geringeren Stromverbrauch durch einstufige Absorptionskältemaschinen steht somit ein fast zehnfach höherer Energieverbrauch in Form von Wärme gegenüber.

Die Differenz zwischen den spezifischen CO₂-Emissionen von Kompressionskältemaschinen und von Absorptionskältemaschinen hängt v. a. von den jeweils zum Einsatz kommenden Gerätetypen und den spezifischen Emissionen des Fernwärmesystems und der Stromerzeugung ab. Wie obige Abschätzung zeigt, kann der Einsatz von Absorptionskältemaschinen derzeit nur bei Fernwärmenetzen mit niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen (siehe Kapitel 4.6) zu einer Emissionsminderung gegenüber dem Einsatz von Kompressionskältemaschinen führen. Bei einem Emissionsfaktor für die Stromerzeugung von 0,31 kg CO₂/kWh sollten die spezifischen CO₂-Emissionen des Fernwärmesystems nicht größer als ca. 0,03–0,04 kg CO₂/kWh NE sein. Diese können nur bei Einsatz von Abwärme oder bei unrealistisch hohen Wärmewirkungsgraden von KWK-Anlagen auf Basis Erdgas bzw. bei Einsatz von biogenen Energieträgern erreicht werden.

¹⁷ Verhältnis von abgegebener Wärmemenge zu Energieverbrauch.

Die obige Abschätzung beruht auf dem derzeitigen Entwicklungsstand der Kältemaschinen. Es wird erwartet, dass sich die Technologie der Kältemaschinen weiterentwickelt.

Das technisch/wirtschaftliche Problem, das derzeit der Realisierung von Projekten mit Kälteerzeugung aus Fernwärme entgegensteht, ist die niedrige Vorlauftemperatur der Netze im Sommer von ca. 80 °C, ein Niveau, das zum Betrieb von Absorptionskältemaschinen nicht ausreicht. In den Sommermonaten liegen die Verluste bei den Fernwärmenetzen prozentuell sehr hoch, da die Wärmeabgabe, die in erster Linie auf die Warmwasserbereitung zurückzuführen ist, wesentlich geringer ist als im Winter. Ein Anheben der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes würde jedoch diese Verluste im Netz zusätzlich überproportional erhöhen und somit den Nutzen der Kälteerzeugung zunichte machen. Höhere Vorlauftemperaturen haben nur die Netze in Wien und in Salzburg.

Die Linz AG betreibt seit 1993 ein Fernkältenetz, das mehrere Klimazentralen großer Gebäude, nämlich die des Brucknerhauses, des Krankenhauses der Elisabethinen sowie eines Bankgebäudes mit Kälte versorgt. Die Kälte wird allerdings nicht mit Absorptionskältemaschinen, sondern mit zwei Kompressionskältemaschinen erzeugt. Das Netz ist 1,3 km lang und hatte im Jahr 2003 einen Absatz von 4.926 MWh. Die Jahresvolllaststunden betragen 600 h, die Bereitstellungsdauer 3.000 h. Als Kältesenke dient ein Brunnen, bei dem es aufgrund der Nähe zur Donau einen starken Grundwasserstrom gibt.

Die Fernwärme Wien errichtet derzeit ein Pilot- und Demonstrationsprojekt für die Fernkälteversorgung mittels Fernwärme im Bürokomplex „TownTown“. Von einer Kältezentrale aus wird dabei der gesamte Bereich via Rohrleitungen mit Kühlenergie versorgt. Die Kosten belaufen sich im Endausbau auf ca. 2,5 Mio. Euro. Die Anlage wird eine Kälteleistung von 7 MW haben. Ferner ist eine mit Fernwärme betriebene Absorptionskältemaschine zur Kühlung des Wiener Allgemeinen Krankenhauses mit einer Leistung von 20 MW installiert.

Auch andere Betreiber von Fernwärmesystemen (z. B. Graz, Linz) versuchen nach eigenen Angaben Projekte zum Thema Kälteerzeugung durchzuführen, um die Einsatzmöglichkeiten zu testen; derzeit zeichnen sich aber noch keine konkreten Realisierungen ab.

4.4.2 Abdeckung des Warmwasserbedarfs

Aus vielen Gründen ist es sinnvoll, mittels Fernwärme sowohl den Raumwärme- als auch den Warmwasserbedarf zu decken. Zum Einen werden dadurch die Brennstoffnutzung der Erzeugungsanlagen erhöht, die bestehende Infrastruktur (Transportleitung, Übergabestation) genutzt und der Einbau zusätzlicher Systeme zur Bereitstellung von Warmwasser vermieden. Zum Anderen kommt es zu einer weiteren Energieeinsparung, insbesondere wird durch den Ersatz von Elektroboilern Strom gespart.

Die Erzeugung von Warmwasser mit Hilfe von Elektroboilern ist mit hohen Emissionen verbunden. Dies führt zu einer deutlichen Verminderung der Effizienz des Gesamtsystems aus Warmwasserbereitung und Heizung. Hierzu sei auf das Kapitel 4.6 verwiesen, in dem drei verschiedene Heizsysteme einander gegenübergestellt und deren spezifische CO₂-Emissionen verglichen werden.

Allerdings gibt es Systeme auf Basis erneuerbarer Energieträger (z. B. Solarenergie, Geothermie), welche mit geringeren Umweltauswirkungen verbunden sind. Diese Optionen sollten daher vorrangig eingesetzt werden.

4.4.3 Betrachtete Systeme (Datenstand 2003)

In den untersuchten Systemen bezieht ein beträchtlicher Teil der Fernwärmekunden nur Wärme zur Heizung, nicht aber zur Warmwasserbereitung; dieses wird auf andere Weise, z. B. mit Elektroboilern, bereitgestellt.

Der Anteil der Wohnungskunden, der den gesamten Wärmebedarf durch Fernwärme abdeckt, liegt in Wien bei ca. 200.000 Wohnungskunden (ca. 80 % gemessen an der Gesamtkundenzahl). Dies entspricht einer abgeschätzten Wärmeabgabe von ca. 40 MW, die gesamte Wärmeabgabe (Wohnungskunden und Großkunden) liegt im Sommer bei rund 160 MW am Tag und bei 120 MW in der Nacht.

In Salzburg werden ca. 40 % der Kunden sowohl mit Raumwärme als auch mit Warmwasser versorgt.

Auf Basis der verfügbaren Daten kann der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung, welcher nicht durch Fernwärme abgedeckt wird, mit ca. 80 GWh für Wien und ca. 40 GWh für Salzburg abgeschätzt werden.

In Lienz beziehen ca. 375 von ca. 600 Anlagen Fernwärme nur für die Abdeckung des Raumwärmebedarfs, der Anteil der Wohnhäuser an der Gesamtzahl der Anlagen ist nicht bekannt. In Wels beziehen 591 von 819 Anlagen Fernwärme nur für die Abdeckung des Raumwärmebedarfs, auch hier ist der Anteil der Wohnhäuser an der Gesamtzahl der Anlagen nicht bekannt.

Die kleineren Netze der Steirischen Gas-Wärme GmbH im Süden von Graz werden im Sommer nicht mit Wärme versorgt. Die Warmwasserbereitung erfolgt häufig durch Elektroboiler (früher gab es einen Schwachlasttarif für das Erwärmen des Wassers in der Nacht); in geringem Ausmaß werden Wärmepumpen oder Solaranlagen eingesetzt.

Von den anderen Städten liegen u. a. aufgrund unterschiedlicher Zeitbezüge bei den Angaben zu Wärmeaufbringung und Wärmeabgabe und der fehlenden Differenzierung der Kundenstruktur keine genauen Angaben zur Warmwasserabdeckung durch Fernwärme vor.

Im Folgenden werden die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen abgeschätzt, wenn alle an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte zur Gänze auf Warmwasserbereitung durch Fernwärme umstellen.

Auf Basis der übermittelten Daten wird der durch Fernwärme substituierbare Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung in den betrachteten Systemen mit 280 GWh/a abgeschätzt.

Unter der Annahme eines Elektroboiler-Anteils von 100 %, eines Wirkungsgrades von Elektroboilern von 90 % und von Netzverlusten von 6 % errechnet sich ein Strombedarf für die Warmwasserbereitung in diesen Haushalten von ca. 331 GWh/a. Daraus resultieren auf Basis der spezifischen CO₂-Emissionen für die Stromerzeugung aus Kapitel 4.6 (0,31 kg CO₂/kWh) CO₂-Emissionen für die Warmwasserbereitung in Höhe von ca. 103.000 t CO₂/a.

Die Warmwasserbereitung durch Fernwärme verursacht auf Basis der Annahmen aus Kapitel 4.6 (erdgasbetriebene KWK-Anlage mit einem Wärmewirkungsgrad von 160 %) für eine jährliche Wärmemenge von 280 GWh/a Emissionen von ca. 39.000 t CO₂/a. Die Emissionsminderung durch den Ersatz von Elektroboilern durch die Fernwärmeversorgung beträgt somit unter den getroffenen Annahmen ca. 64.000 t CO₂/a. Diese Berechnung bezieht sich nur auf den Ersatz von Elektroboilern in Haushalten, die bereits mit Fernwärme versorgt werden.

4.5 Förderung des Umstiegs auf Fernwärme

Durch Förderungen (z. B. von Gemeinden und Ländern, aber auch von Fernwärmeunternehmen selbst) kann der Wechsel von ineffizienten Heizsystemen auf Fernwärme beschleunigt werden. Weitere förderungswürdige Maßnahmen, die beim Kunden zu Einsparungen an Heizenergie führen, sind die Verbesserung der Gebäudehülle sowie Maßnahmen bei der Heizanlage.

Seit 2004 unterstützt die Stadt Wien im Rahmen des Klimaschutzprogramms den Umstieg auf Fernwärmeversorgung mit einer Fernwärmeanschlussförderung aus Mitteln der Wohnbauförderung. Beim Anschluss von nicht zentral beheizten Wohnhausanlagen beträgt die Förderhöhe bis zu 100 % der Nettoinvestitionskosten für den Anschluss des Objekts sowie für die erforderlichen Steig- und Verteilungen; die Förderung für die Investitionen in den anzuschließenden Wohnungen ist in geringem Ausmaß nach dem ersetzten Brennstoff gestaffelt (ca. 30 %). Der Anschluss von zentral beheizten Gebäuden wird je nach ersetztem Brennstoff mit ca. 30 % gefördert.

In Graz gibt es eine so genannte Feinstaubförderaktion in Höhe von 2.000 €, bei der von Land und Betreibern der Umstieg auf Fernwärme gefördert wird.

Die Stadt Linz fördert bei bestehenden Zentralheizungen den Einbau einer Fernwärmeübergabestation mit 8 % der primär- und sekundärseitigen Gesamtkosten, sofern ein Ölkessel bzw. ein Gaskessel, der älter als 15 Jahre ist, substituiert wird. Vom Land Oberösterreich gibt es eine Förderung für die Einleitung von Fernwärme in Objekte ohne Zentralheizungsanlagen in Form eines Annuitätenzuschusses auf Darlehen im Ausmaß von 25 % auf 15 Jahre Laufzeit pro Wohnung. Trotzdem gibt es noch zahlreiche Haushalte mit veralteten Heizsystemen, die noch nicht an Fernwärme angeschlossen sind, obwohl sie im Versorgungsgebiet der Fernwärme liegen.

Im Fernwärmenetz Lienz kommen vor allem Förderungen des Landes Tirol zur Geltung: Es fördert sekundärseitige Maßnahmen bei der Heizanlage und Investitionen in die Verbesserung der Gebäudehülle wie einen Vollwärmeschutz oder den Einbau von neuen Fenstern.

4.6 Darstellung wesentlicher Faktoren

Wie bereits erwähnt unterscheiden sich die einzelnen Fernwärmeversorgungssysteme bezüglich ihrer Rahmenbedingungen (historische Entwicklung, Versorgungsgebiet, Betreiber, Luftqualität, Förderungen, ...) und Parameter (Größe, Verluste, Wärmewirkungsgrade, eingesetzte Brennstoffe, Sommerbetrieb, ...) deutlich voneinander.

Das Zusammenspiel und die Wechselwirkung einzelner Parameter haben große Auswirkungen auf die Effizienz und die Emissionen des Gesamtsystems Aufbringung – Verteilung und Nutzung.

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen wichtiger Parameter auf die spezifischen Emissionen der Wärmeversorgung (bezogen auf Nutzenergie) untersucht. Dazu wurden exemplarisch drei verschiedene Systeme für die Wärmeaufbringung in Haushalten ausgewählt:

- Fernwärmesystem mit ganzjähriger Wärmeversorgung für Heizung und Warmwasser (System 1),
- Fernwärmesystem mit ganzjähriger Wärmeversorgung für Heizung, Warmwasserbereitung mittels Elektroboiler (System 2),
- „Kleinanlagen“¹⁸ (Einzelfeuerung/Zentralheizung, wie z. B. eine Gastherme) zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme (System 3).

Für die Berechnung der spezifischen Emissionen wurden einige Parameter konstant gehalten (siehe Tabelle 42), während einige Parameter innerhalb bestimmter Grenzen variiert wurden (siehe Tabelle 43).

Tabelle 42: Angenommene Werte für konstante Parameter.

Parameter	Einheit	Wert
Anteil Raumwärme am gesamten Wärmebedarf	[%]	75
Anteil Warmwasser am gesamten Wärmebedarf	[%]	25
Übertragungsverlust Strom	[%]	6
Wirkungsgrad Elektroboiler	[%]	95
Nutzerverhalten ¹⁾	[%]	0
Verluste Endenergie ²⁾	[%]	0
Strombedarf Fernwärme ³⁾	[%]	1

¹⁾ Es wird angenommen, dass bezüglich Nutzerverhalten kein Unterschied besteht zwischen Haushalten, die Fernwärme beziehen, und Haushalten, in denen der Wärmebedarf mit eigenen Anlagen gedeckt wird.

²⁾ Verluste an Endenergie vor der Nutzung.

³⁾ in Bezug auf die an die Kunden abgegebene Wärme.

Der Parameter „Nutzerverhalten“ beschreibt den Unterschied zwischen der Wärmenutzung von Haushalten, die Fernwärme beziehen, und von Haushalten, in denen der Wärmebedarf mit eigenen Anlagen gedeckt wird. Ein unterschiedliches Nutzerverhalten kann sich z. B. ergeben, wenn durch die Art der Abrechnung für den Kunden kein direkter Zusammenhang zwischen Kosten und Nutzen erkennbar wird oder wenn durch schlechte Isolierung der Verteilungen zwischen den Wohnungseinheiten eines Hauses der Verbrauch ansteigt. Ein erhöhter Verbrauch bei Beziehern von Fernwärme gegenüber den Benutzern anderer Heizsysteme würde natürlich zu einem Ansteigen der CO₂-Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung führen. Da keine Daten zum Nutzerverhalten verfügbar waren, wird dieser Wert in dieser Studie auf Null gesetzt.

¹⁸ Einzelheizungen und Zentralheizungen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich werden im Folgenden unter dem Begriff „Kleinanlagen (HH, DL)“ subsumiert.

Verluste, welche nach der Übergabestation der Wärme an die Endverbraucher auftreten, wirken sich auch auf die Effizienz der Fernwärmeversorgung aus. Diese entsprechen der Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie. Diese Verluste werden mit dem Parameter „Verluste Endenergie“ beschrieben und können beispielsweise durch Wärmeverluste in den Verteilleitungen im Haus verursacht werden (v. a. bei der Warmwasserbereitung im Sommer). In der Nutzenergieanalyse wird eine Effizienz von 95 % angenommen. In den folgenden Berechnungen wird dennoch eine Effizienz von 100 % angesetzt. Die Anwendung des Wirkungsgrades der Nutzenergieanalyse würde die berechneten Emissionen des Systems 1 (gesamte Abdeckung des Raumwärme- und des Warmwasserbedarfs durch Fernwärme) um rund 5 % erhöhen (STATISTIK AUSTRIA 2000).

Wo die Verluste, welche in der Übergabestation auftreten (diese liegen ebenfalls im Bereich von wenigen Prozent), bilanziert werden, ist nicht bekannt. Für die folgenden Berechnungen werden diese vernachlässigt.

Die Verteilungsverluste von Einzel-/Zentralheizungen sind im Parameter „Wärmewirkungsgrad Kleinanlagen“, welcher zum überwiegenden Teil durch die Umwandlungsverluste determiniert wird, enthalten.

Tabelle 43: Standardwerte und Wertebereiche der variierten Parameter.

Parameter	Einheit	Standardwert	Wertebereich
Netzverlust Fernwärme (Winter)	[%]	8	5–20
Netzverlust Fernwärme (Sommer)	[%]	16	10–40
Wärmewirkungsgrad Kleinanlagen ¹⁾	[%]	80	50–100
Wärmewirkungsgrad Fernwärme ²⁾	[%]	160	75–350
Emissionsfaktor „Fernwärmebrennstoffmix“ ³⁾	[kg CO ₂ /kWh]	0,198	0–0,4
Emissionsfaktor „Kleinanlagenbrennstoff“ ⁴⁾	[kg CO ₂ /kWh]	0,198	0–0,4
Emissionsfaktor Stromerzeugung ⁵⁾	[kg CO ₂ /kWh]	0,31	0–1

¹⁾ Der Standardwert für den Wärmewirkungsgrad der Kleinanlagen wurde mit 80 % festgelegt. Dieser eher hohe Wert entspricht in etwa dem Wirkungsgrad von Neuanlagen. Beim Ersatz von Altanlagen (Verdichtung des Fernwärmenetzes) ist von deutlich geringeren Referenzwirkungsgraden für Kleinanlagen auszugehen. In Abbildung 16 wurde der Wirkungsgrad in einem Bereich von 50 bis 100 % variiert.

²⁾ Erläuterungen zum Wärmewirkungsgrad bei der Fernwärmeproduktion in KWK-Anlagen sind in Kapitel 4.1 zu finden (Berechnung nach der Brennstoffmehrbedarfsmethode). Als Standardwert wurde der durchschnittliche Wärmewirkungsgrad der in österreichische Fernwärmenetze einspeisenden Erzeugungsanlagen abgeschätzt. Die Wärmewirkungsgrade von modernen hoch effizienten Erdgas-KWK-Anlagen (hohe Brennstoffnutzung) liegen in der Regel über 250 %. In Abbildung 14 wurde der Wirkungsgrad in einem Bereich von 75 bis 350 % variiert.

³⁾ Als gewichteter durchschnittlicher Emissionsfaktor der bei der Wärmeerzeugung in den verschiedenen Anlagen eines Fernwärmesystems eingesetzten Brennstoffe wurde der Emissionsfaktor von Erdgas verwendet. In Abbildung 17 wurde der Emissionsfaktor in einem Bereich von 0–0,4 kg CO₂/kWh variiert.

⁴⁾ Standardmäßig wurde als Emissionsfaktor des in Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich eingesetzten Brennstoffs der Emissionsfaktor von Erdgas verwendet, da in vielen Ballungsräumen Erdgas als hauptsächlicher Brennstoff für Kleinanlagen eingesetzt wird. Ebenso stellt Erdgas bei Neubauten eine bedeutende Alternative zur Fernwärmeversorgung dar. Beim Einsatz von Heizöl in Kleinanlagen ergeben sich deutlich höhere spezifische Emissionen dieses Heizsystems. In Abbildung 18 wurde der Emissionsfaktor in einem Bereich von 0–0,4 kg CO₂/kWh variiert.

⁵⁾ Der Emissionsfaktor für die Stromerzeugung resultiert aus den Emissionsfaktoren für die kalorische Aufbringung und für die Stromerzeugung aus Wasserkraft.

Von diesen Parametern wurde jeweils einer variiert (innerhalb des Wertebereichs der Tabelle 43), während die anderen konstant auf dem angenommenen Wert (= Standardwert der Tabelle 43) gehalten wurden. Dadurch kann der Einfluss des jeweiligen Parameters auf die spezifischen CO₂-Emissionen dargestellt werden. Zusätzlich erfolgt ein Vergleich zwischen den drei ausgewählten Systemen.

Auf Basis der konstanten Werte und der Standardwerte gemäß Tabelle 43 wurden für die drei betrachteten Wärmeversorgungssysteme die in Tabelle 44 angegebenen spezifischen Emissionen berechnet.

Tabelle 44: spezifische Emissionen der drei Wärmeversorgungssysteme unter den angenommenen Bedingungen (Brennstoff: Erdgas; Brennstoffmehrabdarfsmethode; bezogen auf Nutzenergie).

Wärmeversorgungssystem	spezifische Emissionen [kg CO₂/kWh NE]
System 1: Fernwärme für Heizung und Warmwasser	0,139
System 2: Fernwärme für Heizung, Elektroboiler für Warmwasser	0,190
System 3: Kleinanlagen für Heizung und Warmwasser	0,248

Es wurde angenommen, dass die Wärmewirkungsgrade der Anlagen über das ganze Jahr unverändert bleiben. In der Praxis liegt der Wärmewirkungsgrad der im Sommer betriebenen Anlagen niedriger. Da sich dies aber nur auf die Warmwasserbereitstellung im Sommer auswirkt, ist der Gesamteffekt gering.

Auf Basis der Standardwerte (siehe oben) hat das System 1 (Fernwärme für Heizung und Warmwasser) die niedrigsten spezifischen Emissionen, gefolgt von dem System 2 (Fernwärme/Elektroboiler). Die spezifischen Emissionen der Kleinanlagen liegen höher.

Durch die insgesamt emissionsintensive Art der Warmwasserbereitung im System 2 (Elektroboiler) sinken die Emissionsvorteile der Versorgung mit Fernwärme, so dass die spezifischen Emissionen dieses Systems ziemlich genau in der Mitte zwischen System 1 und dem System 3 (Kleinanlagen) liegen.

Werden die Wirkungsgrade der drei Systeme anhand von Äquivalenzfaktoren (ÄF) errechnet (siehe 4.1.1.4), erhält man die Werte der Tabelle 45. Als Wirkungsgrad für die Kleinanlage wird ein Wert von 88 % unterstellt, für die Fernwärmesysteme wird eine Effizienz von 115 % angenommen („Mittelwert“ zwischen großen und kleinen Erdgas-GUD-Anlagen; große GUD-Anlagen erreichen bei den verwendeten ÄF Wirkungsgrade von 1,15–1,29).

Bemerkenswerterweise sind in diesem Fall die Kleinanlagen emissionsärmer als die Kombination Fernwärme/Elektroboiler.

Tabelle 45: spezifische Emissionen der drei Wärmeversorgungssysteme unter den angenommenen Bedingungen (Brennstoff: Erdgas; Äquivalenzfaktoren; bezogen auf Nutzenergie).

Wärmeversorgungssystem	spezifische Emissionen [kg CO₂/kWh NE]
System 1: Fernwärme für Heizung und Warmwasser	0,193
System 2: Fernwärme für Heizung, Elektroboiler für Warmwasser	0,230
System 3: Kleinanlagen für Heizung und Warmwasser	0,225

Die spezifischen Emissionen eines Elektroboilers sind stark vom verwendeten Emissionsfaktor für die Aufbringung von Strom abhängig (siehe Abbildung 19 und Erläuterungen dazu). Als Standardwert wurde ein Emissionsfaktor von 0,31 kg CO₂/kWh verwendet. Dieser Emissionsfaktor resultiert aus einem angenommenen Mix aus kalorischer Aufbringung und Stromerzeugung aus Wasserkraft.

In den nächsten Abbildungen wird der Einfluss folgender ausgewählter Parameter auf die spezifischen Emissionen graphisch dargestellt:

- Wirkungsgrade (und deren Berechnungsmethode),
- Netzverluste,
- Emissionsfaktor der Stromerzeugung.

Zusätzlich wird die Klimawirksamkeit der unterschiedlichen Fernwärmesysteme diskutiert. Im Unterschied zu den übrigen Berechnungen wird der Gesamtwirkungsgrad anhand von Äquivalenzfaktoren ermittelt.

4.6.1 Wirkungsgrad der Erzeugungsanlagen

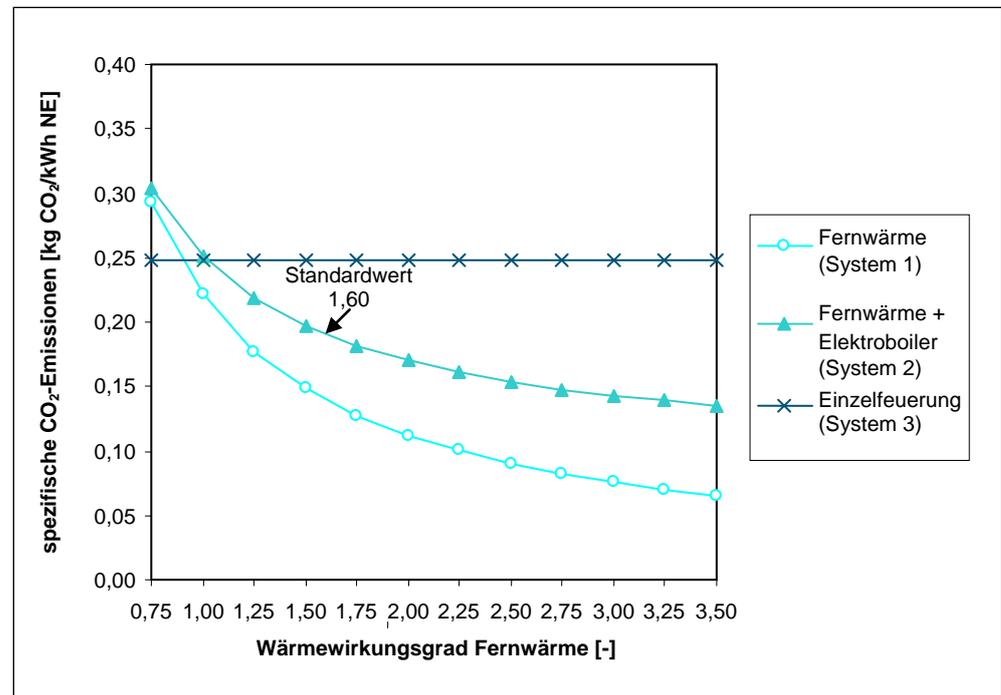


Abbildung 14: Variation des Wärmewirkungsgrads der Fernwärmeerzeugung (Brennstoff: Erdgas; Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).

Anhand der Abbildung 14 erkennt man, dass der Wärmewirkungsgrad (Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf; siehe Kapitel 4.1.1.4: Berechnungsmethoden für die Energieeffizienz) von (KWK-)Anlagen ein entscheidender Faktor für die Effizienz des Gesamtsystems Fernwärmeversorgung ist.

Bei einem Wärmewirkungsgrad von 160 % (Standardwert in Tabelle 43) ergeben sich die spezifischen Emissionen laut Tabelle 44. Wird der gesamte Wärmebedarf durch eine KWK-Anlage auf Basis Erdgas (System 1) gedeckt, sind die spezifischen CO₂-Emissionen unter den angenommenen Randbedingungen um rund 45 % niedriger als bei den Kleinanlagen für Heizung und Warmwasser (System 3); beim System 2 (Fernwärme für Heizung, Elektroboiler für Warmwasser) sind die spezifischen CO₂-Emissionen um ca. 25 % niedriger als bei der Wärmebereitstellung durch Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich (siehe Tabelle 44).

Mit steigendem Wärmewirkungsgrad sinken die spezifischen CO₂-Emissionen der Systeme 1 und 2 deutlich ab. So betragen die spezifischen CO₂-Emissionen bei einem Wärmewirkungsgrad von 200 % im System 1 die Hälfte der spezifischen CO₂-Emissionen, die dieses System bei einem Wärmewirkungsgrad von 100 % aufweist; im System 2 reduzieren sich die spezifischen Emissionen um ein Drittel, wenn der Wärmewirkungsgrad von 100 auf 200 % steigt. Bei einem Wärmewirkungsgrad von 300 % sinken die spezifischen CO₂-Emissionen gegenüber einem Wärmewirkungsgrad von 100 % um zwei Drittel im System 1 bzw. um knapp die Hälfte im System 2 (siehe Abbildung 14).

Es kann davon ausgegangen werden, dass neue Erdgas-GuD-Anlagen Wärmewirkungsgrade $> 250\%$ erreichen können. Die maximalen Wärmewirkungsgrade von Öl- und Kohle-KWK-Anlagen (ca. 170%), Biomasse-KWK-Anlagen (ca. 150%) und Abfall-KWK-Anlagen (rd. 80%) liegen deutlich unter diesem Wert. (Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).

Bei der Anwendung der unter 4.1.1.4 beschriebenen Äquivalenzfaktoren ergibt sich ein etwas anderes Bild (andere Skalierung!): Auch hier kommt es bei steigenden Wirkungsgraden zu sinkenden spezifischen Emissionswerten, wobei die Emissionen des Systems 1 etwas stärker sinken als die Emissionen des Systems 2.

Allerdings sind die Unterschiede zwischen den Systemen nicht mehr so ausgeprägt und die Verhältnisse der spezifischen Emissionen sind deutlich verschoben.

Während die Emissionen des Systems 1 unter den angenommenen Randbedingungen ab einem Wirkungsgrad von 98% unter denen der Einzelfeuerungen liegen, muss der Wirkungsgrad im System 2 über 120% betragen, um einen Reduktionseffekt zu bewirken (Anmerkung: große Erdgas-KWK-Anlagen erreichen bei Anwendung der beschriebenen ÄF Wirkungsgrade zwischen $1,15$ und $1,3$; für kleine GuD-Anlagen ist dieser Wert kaum erreichbar).

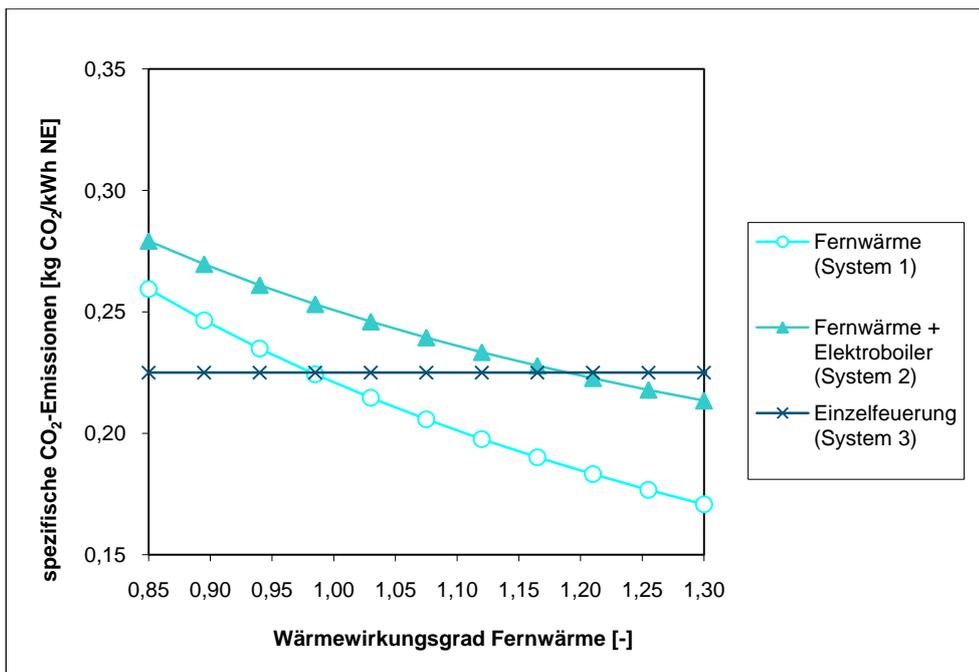


Abbildung 15: Variation des Wirkungsgrades der Fernwärmeerzeugung (Brennstoff: Erdgas; Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren).

Der Vergleich der Abbildung 14 mit der Abbildung 15 zeigt, dass sich die Berechnungsmethode der Fernwärme-Wirkungsgrade deutlich auf die abgeleiteten Aussagen auswirkt. Nach der Brennstoffmehrbedarfsmethode schmälert die Warmwasserbereitung mittels Elektroboiler zwar den Emissionsvorteil des Fernwärmesystems, dieses bleibt aber dennoch emissionsärmer als eine Kleinanlage. Bei Anwendung der Äquivalenzfaktoren wird der Emissionsvorteil der Fernwärmeversorgung durch den Elektroboiler fast gänzlich zunichte gemacht: Nur mehr große und sehr effiziente Erdgas-GuD-Anlagen erzielen dann noch einen Reduktionseffekt gegenüber Kleinanlagen.

Die spezifischen Emissionen von Kleinanlagen (HH, DL) hängen ebenfalls sehr stark von ihrem Wirkungsgrad ab. Ein geringerer Wirkungsgrad der Heizanlagen – etwa infolge von schlechter Einstellung, Wartung, falscher Dimensionierung oder ungünstigem Betrieb – bewirkt ein deutliches Ansteigen der spezifischen Emissionen (siehe Abbildung 16 und Abbildung 17).

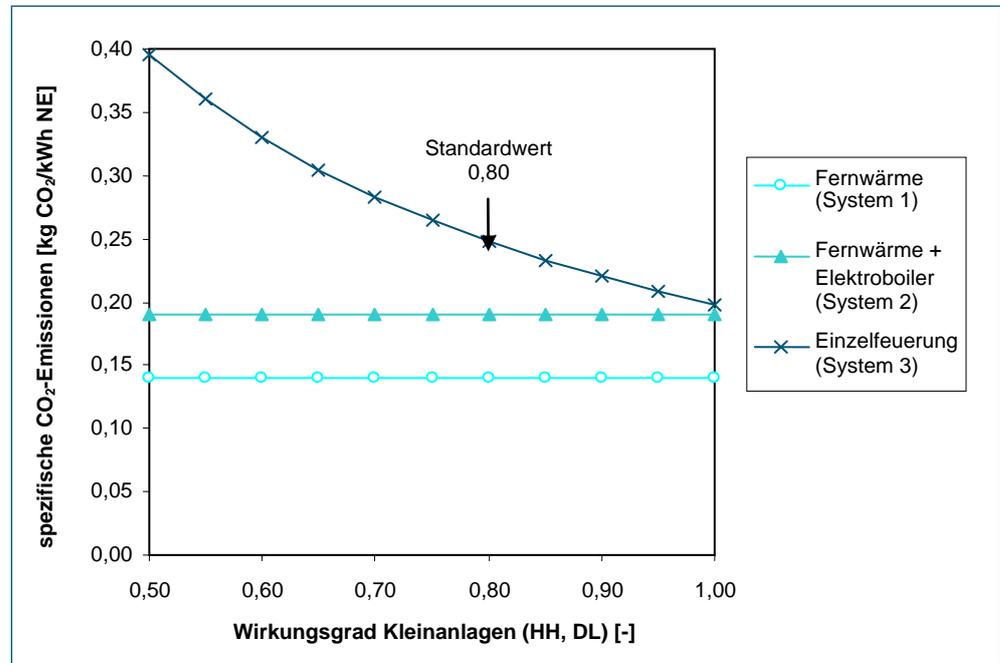


Abbildung 16: Variation des Wirkungsgrads der Kleinanlagen (HH, DL) bei Einsatz von Erdgas als Brennstoff; Standardparameter für die Systeme 1 und 2; Berechnungsmethode: Brennstoffmehrabdarfsmethode.

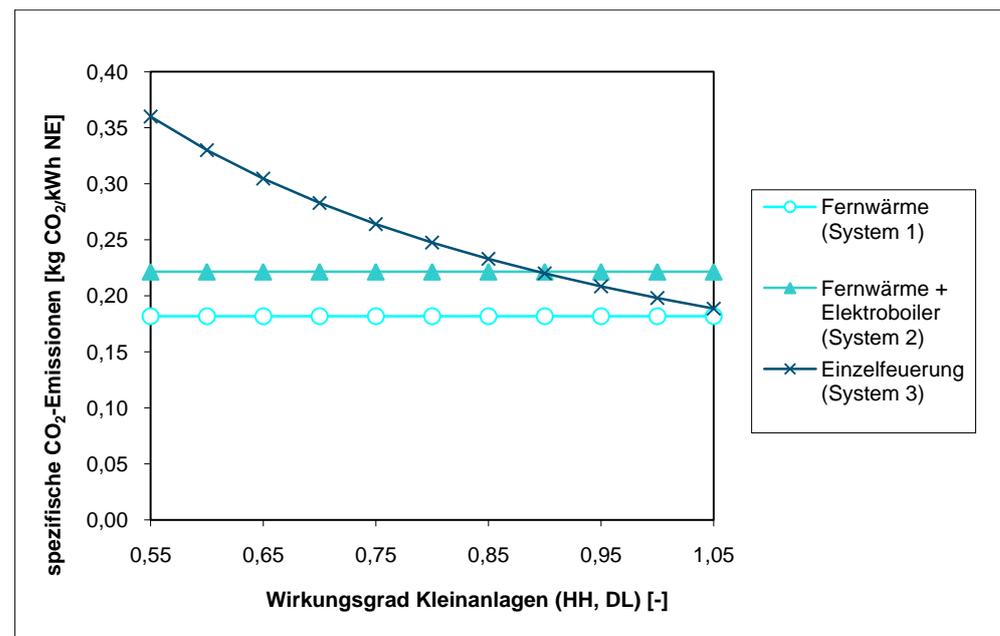


Abbildung 17: Variation des Wirkungsgrads der Kleinanlagen (HH, DL) bei Einsatz von Erdgas als Brennstoff; Standardparameter für die Systeme 1 und 2; Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren.

Anwendung der Brennstoffmehrbedarfsmethode (Abbildung 16): Auf Basis der getroffenen Annahmen bleiben auch bei Erhöhung des Wirkungsgrades der Kleinanlage auf 100 % beide Fernwärmesysteme emissionsärmer als die Kleinanlage. Allerdings wird bei hohen Wirkungsgraden der Unterschied zwischen den Emissionen der Kleinanlage und dem System 2 marginal. Zum Beispiel erreichen moderne Brennwertgeräte im Auslegungspunkt Wirkungsgrade bis zu 109 %; im Dauerbetrieb wird ein Wirkungsgrad von ca. 90 % (bei einem Anteil der verlustreicheren Warmwasserbereitung von 25 % am Gesamtwärmebedarf) angenommen (VIESSMANN 2005, SOLVIS 2002).

Die spezifischen Emissionen bei „voller“ Fernwärmeversorgung liegen (bei einem angenommenen Wärmewirkungsgrad von 160 %) deutlich unter der der Kleinanlage.

Anwendung der Äquivalenzfaktoren (Abbildung 17; für die Fernwärmeerzeugung wurde ein Wirkungsgrad von 1,22 angenommen, welcher von effizienten GUD-Anlagen erreicht werden kann): Die Kleinanlagen schneiden durch die Anwendung von Äquivalenzfaktoren besser ab als bei der Brennstoffmehrbedarfsmethode. So erreichen sie die spezifischen Emissionswerte des Systems 2 ab einem Wirkungsgrad von rd. 90 %, die Emissionen des Systems 1 werden allerdings auch von sehr effizienten Brennwertgeräten (im Dauerbetrieb rd. 100 %) nicht erreicht. Dennoch sind auch hier die Unterschiede zwischen den Systemen nicht mehr so ausgeprägt.

Anmerkung:

*Eine neue Entwicklung bei den Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbe-
reich stellen Mikrogasturbinen dar, bei welchen die Erzeugung von Raumwärme mit
der Erzeugung von Strom gekoppelt ist. Durch diese hohe Effizienz der Energie-
umwandlung (Wärmewirkungsgrade bis 250 %; Berechnungsmethode: Brennstoff-
mehrbedarf) sind die spezifischen CO₂-Emissionen dieser Anlagen deutlich niedriger
als bei den üblichen Kleinanlagen (HH, DL). Mikrogasturbinen wurden im Rahmen
dieser Studie nicht näher untersucht bzw. bewertet.*

Trotz des großen Einflusses der Berechnungsmethode lassen sich generelle Aussagen formulieren:

- Der (Wärme)wirkungsgrad ist sowohl bei der Fernwärmeerzeugung als auch bei den Kleinanlagen (HH, DL) von essenzieller Bedeutung für eine emissionsarme Wärmeversorgung. Ein hoher Wirkungsgrad ist durch einen Mix aus Maßnahmen anzustreben.
- Ein merkbarer Reduktionseffekt durch die Fernwärmeversorgung ergibt sich erst ab einem Wärmewirkungsgrad von deutlich über 100 % (unabhängig von der Berechnungsmethode). Dies führt dazu, dass Heißwasserkessel bei gleichem Brennstoffeinsatz keinen CO₂-Reduktionseffekt im Vergleich zu Kleinanlagen (HH, DL) aufweisen. Hausmüllverbrennungsanlagen¹⁹, in denen ausschließlich Wärme erzeugt wird, erzielen dadurch gegenüber gas- und ölbefeuerten Kleinanlagen keine Emissionsminderung.
- Gut ausgelegte und betriebene Erdgas-GUD-Anlagen erreichen sehr hohe Wärmewirkungsgrade bis zu 330 % (Berechnung nach der Brennstoffmehrbedarfsmethode), bzw. Wirkungsgrade von 130 % (Berechnung anhand von Äquivalenzfaktoren).

¹⁹ In der österreichischen Luftschadstoffinventur wird für Hausmüll ein Emissionsfaktor von 48 t CO₂/TJ verwendet. Im Vergleich weist Erdgas einen Emissionsfaktor von 55 t CO₂/TJ auf.

- Bei hohen (Wärme)wirkungsgraden und geringen Kohlenstoffintensitäten der eingesetzten Brennstoffe haben KWK-Anlagen wesentlich geringere spezifische CO₂-Emissionen als Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich. Bei diesen Systemen führt daher die Fernwärmeversorgung zu erheblichen Emissionsreduktionen (siehe dazu auch 4.6.4). Die Methode zur Wirkungsgradberechnung wirkt sich allerdings deutlich auf das berechnete Einsparungspotenzial aus.
- Das Potenzial der Fernwärme wird erst durch die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser voll genutzt. Wird Warmwasser durch eigene Systeme (z. B. durch Elektroboiler) bereitgestellt, werden die Vorteile der Fernwärmeversorgung sehr stark gemindert. Bei Anwendung von Äquivalenzfaktoren ist die Warmwasserbereitstellung durch Elektroboiler das System mit den höchsten THG-Emissionen.
- Bei Kleinanlagen ist eine Anpassung der Leistung an den tatsächlichen Energiebedarf eine wesentliche Maßnahme zur Energieeinsparung, da dadurch die Auslastung der Anlagen verbessert und der Brennstoffnutzungsgrad erhöht wird.

4.6.2 Netzverluste

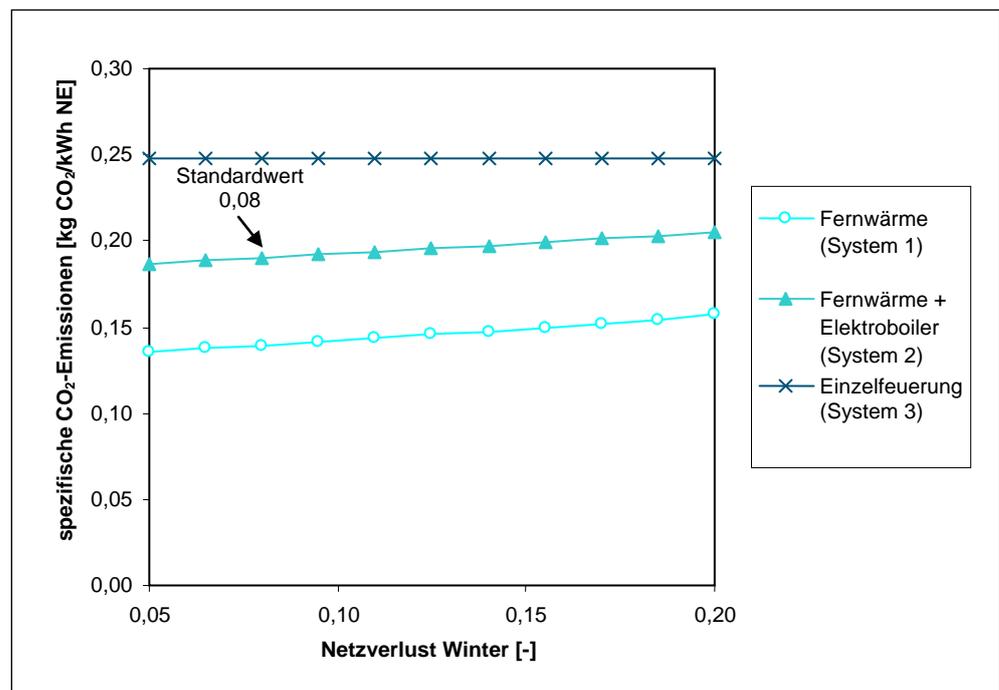


Abbildung 18: Variation des Netzverlusts des Fernwärmenetzes im Winter (Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).

Die Netzverluste des Fernwärmenetzes werden für den Winter und den Sommer getrennt betrachtet, da sie sich auf die untersuchten Systeme unterschiedlich auswirken. Die Sommerverluste beeinflussen nur die spezifischen Emissionen des Systems 1 (Fernwärme für Raumwärme und Warmwasser), die Winterverluste sowohl die des Systems 1 als auch des Systems 2 (FW + Elektroboiler).

Netzverluste haben einen großen Einfluss auf die spezifischen Emissionen der Fernwärmeversorgung (siehe Abbildung 18). Je größer die Netzverluste, desto geringer werden die Umweltvorteile der Fernwärmeversorgung.

Für ein gegebenes Fernwärmesystem spielen Netzverluste eine sehr wichtige Rolle, da bereits geringe Unterschiede große Wärmemengen bedeuten (bei einer gesamten Erzeugung von rund 13.000 GWh Wärme bedeutet ein Netzverlust von einem Prozent einen Wärmeverlust von 130 GWh).

Die Verluste der Fernwärmeleitungen im Sommer wirken sich aufgrund der geringen Absatzmengen nicht so stark auf die spezifischen Emissionen aus (in diesem Kapitel nicht dargestellt). Selbst bei hohen prozentuellen Verlusten von bis zu 40 % bleiben auf Basis der angenommenen Standardwerte die spezifischen Emissionen des Systems 1 niedriger als die der beiden anderen Systeme, bei denen die Sommerverluste keine Rolle spielen. Der geringere Einfluss der Sommerverluste auf die spezifischen Emissionen ist dadurch bedingt, dass die prozentuellen Verluste im Sommer zwar deutlich höher, die absoluten Verluste aufgrund der geringeren Wärmeerzeugung aber niedriger sind.

4.6.3 Emissionsfaktor für die Stromerzeugung

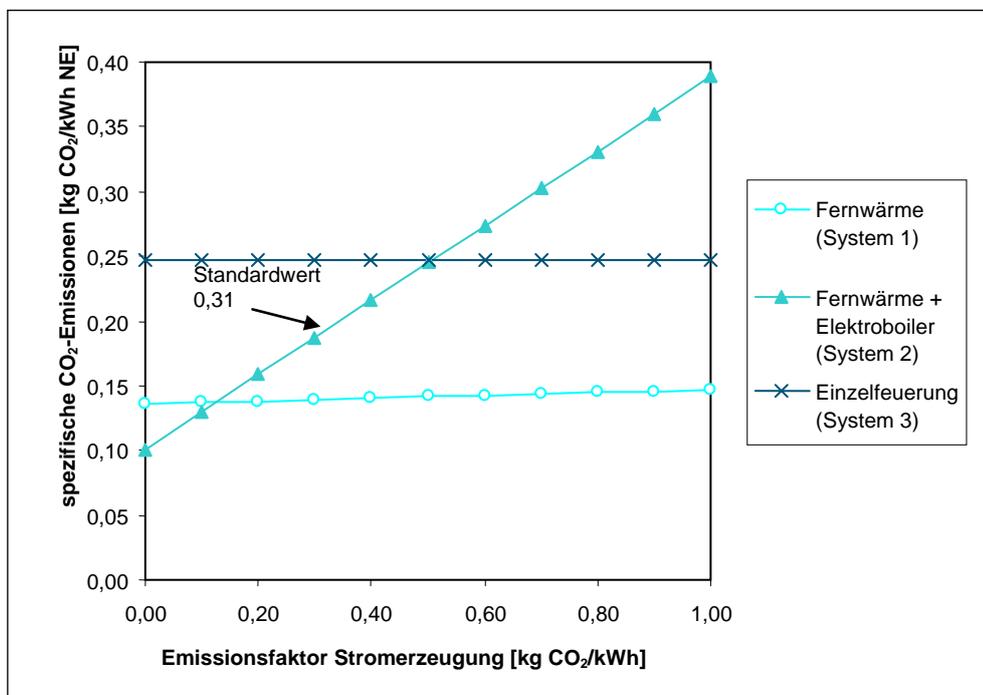


Abbildung 19: Variation des Emissionsfaktors für die Stromerzeugung
(Berechnungsmethode: Brennstoffmehrbedarf).

Der für die Warmwasserbereitung in Elektroboilern maßgebliche Parameter ist der verwendete Emissionsfaktor für die Stromerzeugung. Dieser hängt stark vom Aufbringungsmix ab und ist in der Regel nicht direkt bestimmbar. Für die hier durchgeführten Berechnungen wurde er standardmäßig mit 0,31 kg CO₂/kWh festgelegt (dieser Wert resultiert aus einem angenommenen Verhältnis der Aufbringung aus Wasserkraft zu kalorischer Aufbringung), er kann je nach System aber Null (z. B. erneuerbare Energieträger) oder nahezu 1 kg CO₂/kWh (z. B. Stromumwandlung in Kohlekraftwerken) betragen.

Anmerkung:

Eine CO₂-arme Warmwasserbereitung ist aber auch durch andere Systeme, z. B. durch Solarwärme (durch die notwendigen Umwälzpumpen wird Strom verbraucht), möglich.

Abbildung 19 zeigt den starken Einfluss des für die Stromerzeugung verwendeten Emissionsfaktors auf die spezifischen Emissionen des Systems 2 (Fernwärme + Elektroboiler). Wird der österreichische kalorische Aufbringungsmix für die Berechnungen verwendet (dieser liegt derzeit bei rund 0,55–0,61 kg CO₂/kWh), so übersteigen die spezifischen Emissionen des Systems 2 diejenigen des Systems 3 (Kleinanlagen). Wird der Strom durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt, liegen die Emissionen des Systems 2 sogar unter denen des Systems 1.

Da derzeit das Stromverbrauchswachstum die Zuwachsraten der Stromaufbringung durch erneuerbare Energieträger (v. a. Biomasse, Wind, Wasserkraft) bei weitem übersteigt, ist die Anwendung eines Emissionsfaktors von Null für die Stromerzeugung für eine Top-down-Betrachtung nicht begründbar.

4.6.4 Emissionsfaktoren für CO₂

Entscheidende Faktoren für die spezifischen CO₂-Emissionen und die Klimavorteile der Fernwärmeversorgung sind die Kohlenstoffintensität (fossiler Emissionsfaktor) der in den Erzeugungsanlagen eingesetzten Brennstoffe und Abfälle und die Gesamtwirkungsgrade (Berechnung anhand von Äquivalenzfaktoren, siehe 4.1.1.4 und Abbildung 17).

In der Abbildung sind die fossilen Emissionsfaktoren in Abhängigkeit des Wirkungsgrades der jeweiligen Erzeugungsanlage für das System 1 (Bereitstellung von Warmwasser- und Raumwärmebedarf durch das Fernwärmesystem) dargestellt.

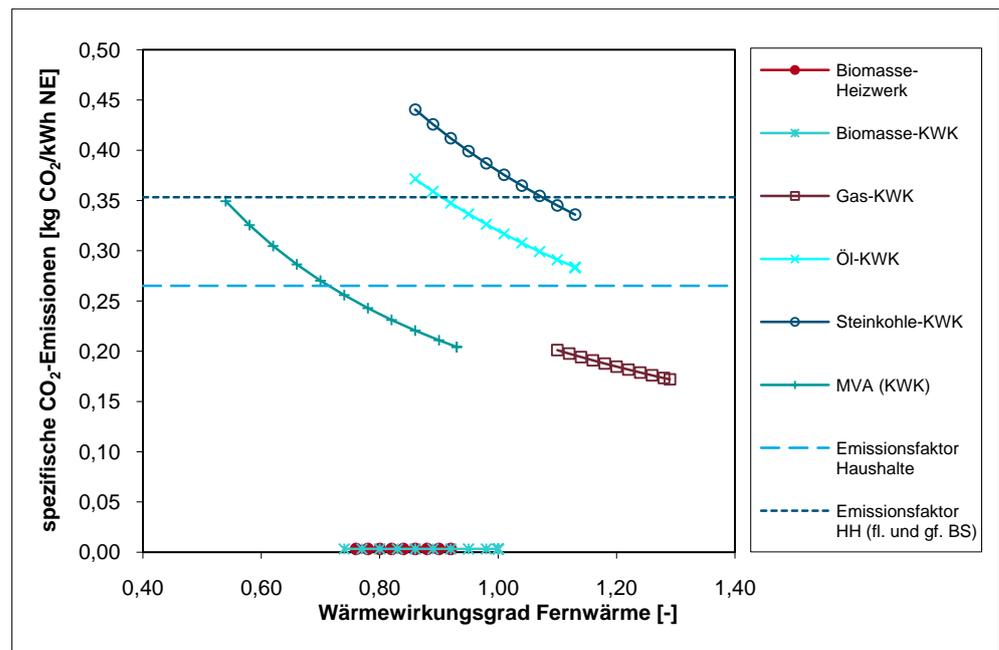


Abbildung 20: Variation des Emissionsfaktors des bei der Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommenden Brennstoffmixes (Berechnungsmethode: Äquivalenzfaktoren).



Bei biogenen Brennstoffen ($EF = 0$) wird im System 1 fast die volle Differenz zwischen Kleinanlagen und zentralen Erzeugungsanlagen (bis auf die Emissionen durch den Pumpstrom bei der Verteilung) wirksam (im System 2 kommt es bereits zu merkbareren Einbußen aufgrund der Emissionen durch den Stromverbrauch des Elektroboilers – in der Abbildung nicht dargestellt).

Alle anderen Brennstoffe führen entsprechend der Kohlenstoffintensität zu fossilen CO_2 -Emissionen. Eine Emissionsminderung gegenüber Kleinanlagen wird durch gasbefeuerte GuD-Anlagen auch bei niedrigeren Wirkungsgraden, durch Müllverbrennungsanlagen nur bei hoher Effizienz erzielt.

Steinkohle-KWK bewirken auch bei höchst effizienter Wärmeproduktion keine Emissionsreduktionen gegenüber dem österreichischen Haushaltsmix. In Stadtgebieten, wo in den Kleinanlagen hauptsächlich Öl und Gas eingesetzt wird, kommt es nur bei sehr effizientem Betrieb zu geringen Reduktionen. Für Öl-KWK ergibt sich ein ähnliches Bild, wobei im städtischen Raum eine Emissionsminderung gegenüber Kleinanlagen möglich ist. Es sei erwähnt, dass Fernwärme aus Kohle-KWK-Anlagen im Fall des Systems 2 (Fernwärme für Heizung, Elektroboiler für Warmwasser) immer zu einer Emissionserhöhung gegenüber Kleinanlagen führt.

Die gekoppelte Produktion von Wärme aus Abfallverbrennungsanlagen führt in Abhängigkeit des Wirkungsgrades zu Emissionsreduktionen, wobei wärmegeführte KWK-Anlagen auch in Ballungsgebieten eine Reduktion bewirken.

Der eingesetzte Brennstoffmix hat somit entscheidende Auswirkungen auf die spezifischen CO_2 -Emissionen der Fernwärmeversorgung. Beispielsweise kann ein hoher Anteil von Biomasse ($EF = 0$) den Emissionsfaktor des Brennstoffmixes und somit die spezifischen Emissionen der Fernwärmeversorgung deutlich senken.

Anhand des bisher Gezeigten wird Folgendes deutlich:

- Je geringer die Kohlenstoffintensität des in den KWK-Anlagen eingesetzten Brennstoffes, desto größer sind die Vorteile der Fernwärmeversorgung hinsichtlich der Emissionen von CO_2 .
- Im Fall von KWK-Anlagen auf Basis von Kohle werden diese Vorteile sehr gering bzw. führen unter den angenommenen Randbedingungen im Vergleich zu Kleinanlagen zu höheren Emissionen.
- Biomasseheizwerke und Biomasse-KWK-Anlagen sind CO_2 -neutral und erzielen gegenüber den Kleinanlagen den vollen Reduktionseffekt.
- Der Einsatz von festen Brennstoffen (Kohle und stückige Biomasse) in Kleinanlagen ist in großen Siedlungsräumen rückläufig und sehr gering. Zur Erzielung von merkbareren Reduktionseffekten beim Ersatz von gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen muss die gesamte Kette der Fernwärmeversorgung sehr energieeffizient sein und mit geringer Kohlenstoffintensität erfolgen.
- Erdgas-GUD-Anlagen führen in Ballungsgebieten (wenn hauptsächlich Gas und Öl substituiert wird) zu deutlichen Emissionsminderungen.

5 POTENZIALE UND EFFEKTE EINES FERNWÄRMEAUSBAUS

5.1 Ausbaupotenzial der Fernwärme unter Einhaltung der bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen

5.1.1 Treibende Kraft für den Ausbau der Fernwärme

Österreich hat hinsichtlich der Minderung von Treibhausgasemissionen ein ambitioniertes Ziel von minus 13 % gegenüber dem Basisjahr 1990²⁰. Zur Erreichung dieses Gesamtzieles wurden in der Klimastrategie 2002 sektorale Ziele festgelegt.

Als emissionsmindernde Maßnahme im Haushalts- und Dienstleistungsbereich wird in der Klimastrategie 2002 u. a. die Forcierung von effizienter Fernwärme genannt. So soll laut Klimastrategie 2002 der Ausbau der Fernwärmeversorgung (bis zur Periode 2008–2012) eine Reduktion der jährlichen CO₂-Emissionen in Österreich um 1,5 Mio. t gegenüber dem Trend ermöglichen.

Dieser Reduktionseffekt soll durch die Nutzung bestehender Potenziale (Minderung von 0,6 Mio. t/a), durch die Nutzung industrieller Abwärme (Reduktionseffekt: 0,2 Mio. t/a) und durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger zur Fernwärmeherstellung (insgesamt 0,7 Mio. t/a CO₂-Einsparung; davon 0,4 Mio. t/a aus dem Einsatz von Biomasse in Fernheizwerken; 0,2 Mio. t/a durch Biomasse-KWK-Anlagen; 0,1 Mio. t/a durch Geothermie-Anlagen und 0,05 Mio. t/a aus dem Einsatz von Biogas) eintreten.

Die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich durch die Fernwärmeversorgung führt gleichzeitig zu höheren Emissionen in den Sektoren Industrie und Energieaufbringung.

Mit der Richtlinie 2003/87/EG wurde in der EU ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten geschaffen, welches auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinwirken soll. Diese Richtlinie wurde in Österreich in Form des Emissionszertifikatgesetzes (EZG) umgesetzt. Im Rahmen des EZG wurde eine nationale Obergrenze hinsichtlich der gesamten CO₂-Emissionen der betroffenen Anlagen (darunter alle Feuerungsanlagen zur Energieumwandlung mit einer Brennstoffwärmeleistung über 20 MW, einschließlich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung) festgelegt. Jede einzelne Anlage erhält dabei eine bestimmte Menge an CO₂-Emissionen gratis zugeteilt. Diese Zertifikate sind am Ende eines Jahres zurückzugeben, Überschüsse oder Fehlbedeckungen können bzw. müssen am freien Markt gehandelt werden.

Eine Herausforderung hinsichtlich einer unter den gegebenen Randbedingungen fairen Zuteilung von Zertifikaten bildet die Komplexität der Fernwärmesysteme. So sind nur Anlagen vom Emissionshandel erfasst, welche fossil befeuert werden und eine Brennstoffwärmeleistung > 20 MW aufweisen. Abfallverbrennungsanlagen, reine Biomasseanlagen und kleinere Anlagen sind vom Emissionshandel ausgenommen. Die Zuteilung der Emissionszertifikate wird für Einzelanlagen erteilt, die effiziente Abdeckung des Fernwärmebedarfs erfordert aber einen abgestimmten Verbundbetrieb.

²⁰ Das Klima- und Energiepaket der EU sieht für Österreich eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch auf 34 % im Jahr 2020 vor. Für den Nicht-EH-Bereich ist eine Emissionsminderung von minus 16 % im Vergleich zu 2005 festgelegt. Eine Bewertung des Klima- und Energiepakets ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Die Zuteilung der Zertifikate erfolgt auf Basis des historischen Brennstoffeinsatzes, wobei hier bereits die Emissionen für die Erzeugung von Strom und Wärme enthalten sind. Ein KWK-Bonus soll für die Emissionen, welche aus der gekoppelten Produktion entstehen, eine Erleichterung hinsichtlich der Emissionsreduktion bringen. Die Berücksichtigung von KWK-Anlagen im Rahmen des Emissionshandels erfolgt somit auf Basis von historischen Daten, wobei nicht unmittelbar Anreize bestehen, für Wärmeerzeugung gedachte Zertifikate tatsächlich als solche zu verwenden. In Zeiten hoher Strompreise wird daher aus betriebswirtschaftlichen Interessen die Abgabe von Wärme eher reduziert werden, bei niedrigen Strompreisen wird die Anlage zurückgefahren oder eventuell ganz abgestellt. Dies stellt insbesondere für die Netzbetreiber ein Problem dar, die Wärme von unternehmensfremden Erzeugungsanlagen beziehen.

Hinsichtlich der Emissionsminderung greifen Ansätze mit Bezug auf die Primärenergieeinsparung (z. B. in der KWK-Richtlinie) zu kurz: In diesen Formeln wird die gekoppelte Erzeugung mit der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme verglichen. Zur Berechnung der tatsächlich erzielbaren Energie- und Emissionsminderung müssten aber zusätzliche Faktoren wie z. B. Netzverluste, Pumpstrombedarf für Wärmeträger und Kohlenstoffintensitäten der eingesetzten Brennstoffe berücksichtigt werden (siehe dazu Kapitel 4.6). Dies soll an zwei Beispielen gezeigt werden:

- Ein Heißwasserkessel²¹ ist aufgrund der Netzverluste und des Strombedarfes für Betrieb und Verteilung in jedem Fall ineffizienter als moderne Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich (siehe Abbildung 14).
- Ein Kohlekraftwerk kann aufgrund der hohen Kohlenstoffintensität, der Netzverluste und des Strombedarfes für Betrieb und Verteilung keine Emissionsminderung gegenüber modernen (erdgasbefeuerten) Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich bewirken (siehe Abbildung 17).

Deshalb sollten Anreize für KWK-Anlagen innerhalb des Emissionshandels dahingehend gestaltet werden, dass die (für die Erreichung von Klima- und Effizienzzielen notwendige) Steigerung der Fernwärmeabgabe aus KWK-Anlagen erzielt wird. Diese Anreize könnten z. B. ausgehend von der Kohlenstoffintensität der Brennstoffe und dem Wärmewirkungsgrad der KWK-Anlagen gestaltet werden. In weiterer Folge könnten auch andere Faktoren berücksichtigt werden (siehe dazu Kapitel 4.6, graphische Darstellungen).

Darüber hinaus ist eine Bewertung des gesamten jeweils betroffenen Fernwärmenetzes (Ist-Situation und Ausbaupläne) für eine faire Zuteilung von Emissionszertifikaten auf Einzelanlagen notwendig. Die Einsatzpläne der KWK-Anlagen eines Netzverbunds hängen stark von wirtschaftlichen und technischen Parametern (v. a. Strom- und Brennstoffpreise, Gestehungskosten der Erzeugungsanlagen, Wirkungsgrade, Berücksichtigung industrieller Abwärme) ab und sind dementsprechend variabel. Eine isolierte Betrachtung von Einzelanlagen könnte damit zu einer Über- bzw. Unterallokation führen.

Zusätzlich sollte das Potenzial zur Wärmeabgabe von Erzeugungsanlagen, welche nicht vom Emissionshandel betroffen sind (z. B. Abfallverbrennungsanlagen) oder keine CO₂-Emissionen verursachen (z. B. Biomasseanlagen), berücksichtigt werden. Bei einer entsprechenden Zuteilung kann die Wärmeabgabe aus diesen Anlagen initiiert oder gefördert werden, wodurch das hohe Reduktionspotenzial dieser Anlagen besser genutzt werden kann.

²¹ Allerdings ist ein gewisser Mindestbetrieb von Spitzenlastkesseln für die effiziente Versorgung eines Fernwärmenetzes notwendig.

Die Möglichkeiten zur Nutzung industrieller Abwärme, welche mit keinen zusätzlichen Emissionen verbunden ist, sollten bei der Zuteilung von Zertifikaten ebenfalls stärker berücksichtigt werden.

5.1.2 Ausbauprognosen der Fernwärmeabgabe

Für eine Abschätzung des Fernwärmeausbaus wurden zwei Prognosen herangezogen: die aktuellen WIFO-Energieszenarien für 2020 (WIFO 2005) und die Prognose des Fachverbands Gas Wärme.

Die Prognose des Fachverbands Gas Wärme geht von einem jährlichen Zuwachs des Nah- und Fernwärmeabsatzes an Endkunden von 1,8 % aus (basierend auf einem Absatz von 12.400 GWh im Jahr 2005). Das würde im Jahr 2012 ein Plus von 1.649 GWh gegenüber dem Jahr 2005 bedeuten; d. h., pro Jahr ergibt sich daraus eine Steigerung von rund 235 GWh/a. Welchen Anteil die Erzeugung aus fossil befeuerten KWK-Anlagen an dieser Steigerung hat, geht aus den Angaben des Fachverbands Gas Wärme nicht direkt hervor.

Die aktuelle WIFO-Energieprognose prognostiziert im Szenario "Business as usual" (BAU-Szenario) eine Steigerung des Fernwärmeeinsatzes (energetischer Endverbrauch) im Haushalts- und Dienstleistungsbereich von 2.848 GWh im Zeitraum 2003–2012, umgerechnet rund 320 GWh/a.

Der Anteil verschiedener Anlagentechnologien am Zuwachs der Fernwärmeaufbringung (diese liegt um rund 10 % höher als der energetische Endverbrauch) wird wie folgt abgeschätzt (BAU Szenario):

- Biomasse-Heizwerke..... ca. 1.000 GWh,
- Biomasse-Heizkraftwerke..... ca. 440 GWh
(davon etwa 150 GWh im Bereich der Industrie),
- Abfallverbrennungsanlagen (KWK) ca. 590 GWh,
- Fossil befeuerte KWK-Anlagen ca. 1.140 GWh.

Eine Umfrage des Umweltbundesamts lieferte ähnliche Werte wie die WIFO-Energieprognose; sie ergab eine geplante Ausbaurate von ca. 230 GWh/a bis 2010. Die befragten Unternehmen repräsentieren ca. 2/3 der gesamtösterreichischen Fernwärmeversorgung, womit sich durch eine einfache Hochrechnung für ganz Österreich eine Ausbaurate von rund 345 GWh/a ergibt.

5.1.3 Möglichkeiten für den Fernwärmeausbau

In den bestehenden Netzen bestehen durchaus Möglichkeiten, auch unter den (im Jahr 2005) gegebenen emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen eine Steigerung des Fernwärmeabsatzes zu erzielen.

Einige der in Folge angeführten Maßnahmen wurden in einigen Netzen bereits verwirklicht, zum Teil gibt es aber noch ein zusätzliches Optimierungspotenzial.

Das technische Potenzial einiger Maßnahmen (zusätzlich zu BAU) wird wie folgt abgeschätzt (Zahlenangaben beziehen sich in Folge auf den Zeitraum 2003 bis 2012 und umfassen ganz Österreich, d. h. sie gehen über die in dieser Studie betrachteten Systeme hinaus):

Verbrauchssenkung

Derzeit werden jährlich 1,0 % der Gebäude saniert; bei den Wohnungen ist die Rate mit 1,3 %/a etwas höher. Wird davon ausgegangen, dass nach einer thermischen Gebäudesanierung rund 40 % weniger Heizenergiebedarf besteht, würde sich beim gegenwärtigen Trend (BAU-Szenario) somit durch Gebäudesanierungen eine Reduktion des Energieverbrauchs der bestehenden Gebäude im Ausmaß von ca. 400 GWh/a ergeben. Durch weitere Maßnahmen könnte eine zusätzliche Energieverbrauchsreduktion von ca. 175 GWh/a erzielt werden (Umweltbundesamt/Energieagentur 2006).

Auch beim Nutzer besteht Potenzial zur Reduktion des Wärmebedarfs, z. B. durch den Einbau von Thermostatventilen, die zu Raumwärmeeinsparungen von ca. 10 % führen können. Daten über den Anteil der mit Thermostatventilen ausgestatteten Haushalte sind nicht verfügbar, er dürfte aber gering sein. Eine Einsparung von 10 % an Nutzenergie bei den mit Fernwärme versorgten Haushalten würde zu einer Reduktion der Wärmeerzeugung von ca. 70 GWh/a führen (UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR 2006).

Nutzung der Wärme aus Abfallverbrennungsanlagen

Der Evaluierungsbericht der Klimastrategie (UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR 2006) weist das technische Potenzial der zusätzlichen Fernwärme-Auskopplung aller Abfall-KWK-Anlagen in Österreich mit ca. 880 GWh (für den Zeitraum bis 2012) aus.

Nutzung industrieller Abwärme

Anhand der verfügbaren Daten kann das Potenzial nicht abgeschätzt werden.

Abwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen

Der Steigerung der Fernwärmeproduktion aus Biomasse KWK-Anlagen wird auf Basis von Anlagendaten mit 440 GWh abgeschätzt. Durch die Novellierung des Ökostromgesetzes, die ein Effizienzkriterium hinsichtlich der Brennstoffnutzung (> 60 %) für Neuanlagen sowie unter bestimmten Voraussetzungen eine Förderung der Wärmeauskopplung von bestehenden Anlagen vorsieht, ist in Hinkunft mit einer stärker steigenden Auskopplung von Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen zu rechnen. Laut Evaluierungsbericht der Klimastrategie werden dadurch etwa 780 GWh zusätzlich nutzbare Wärme bis 2012 erzeugt (davon etwa 150 GWh im Bereich der Industrie).

Abwärme aus Biomasse-Heizwerken

Siehe BAU-Szenario; ein zusätzliches Potenzial kann anhand der Daten nicht abgeschätzt werden.

Minimierung der Netzverluste

Die Reduzierung der Netzverluste um theoretisch 1 % entspricht bei einer Erzeugung von ca. 13.000 GWh einer Einsparung von ca. 130 GWh/a. Die Möglichkeiten, Netzverluste in der Praxis zu reduzieren, hängen von den jeweiligen Gegebenheiten ab. In einigen Netzen ist aber durchaus ein Reduktionspotenzial gegeben.

Minderung der C-Intensität

Die fossilen Brennstoffe unterscheiden sich deutlich in ihrer CO₂-Intensität. Erdgas weist von diesen mit 0,198 t CO₂/MWh den geringsten Emissionsfaktor auf. Heizöl schwer hat einen um 45 % höheren Emissionsfaktor (0,288 t CO₂/MWh), Steinkohle einen um 73 % höheren (0,342 t CO₂/MWh). Ein Brennstoffwechsel führt daher zu großen Emissionsreduktionen.

Abdeckung von Verbrauchsspitzen

Nach Angaben des Betreibers können z. B. in Linz durch den neuen Wärmespeicher 40 GWh Brennstoff eingespart werden. Auch bei anderen Fernwärmesystemen (z. B. Wels, Graz, Lienz) sind Wärmespeicher vorhanden, das Ausmaß der Brennstoffeinsparung kann aber im Rahmen dieser Studie nicht abgeschätzt werden.

Optimierung von bestehenden Anlagen/Neubau von Anlagen

Eine wichtige Maßnahme stellt die Optimierung von bestehenden Anlagen bzw. der Neubau von Anlagen dar. Beispielsweise erreicht eine moderne GuD-Anlage auf Basis des Brennstoffs Erdgas Wärmewirkungsgrade von 250–330 %, was umgerechnet einer Emission von 0,07–0,09 t CO₂ pro MWh abgegebene Wärme gleichkommt.

Wahl des Standortes neuer Anlagen

Die aus energiepolitischer Sicht effizienteste Maßnahme stellt die Errichtung neuer Kraftwerke ausschließlich in der Nähe von großen Wärmeabnehmern dar. Um eine hohe Brennstoffnutzung zu ermöglichen, sollte die Auslegung der Anlage auf den Wärmebedarf abgestimmt sein.

Die (gemäß Auslegung) hoch effizienten geplanten GuD-Anlagen der Energie AG und des Verbund werden aufgrund fehlender Abnehmer (Timelkam) bzw. beschränkter Kapazität der Transportleitung (Mellach) praktisch nur im Kondensationsmodus betrieben werden. Diese Anlagen hätten ein Potenzial zur Wärmeauskopplung von mehr als 700 MW.

Die geplante KWK-Anlage der Wienstrom in Simmering wird mit einem maximalen Wirkungsgrad von knapp 80 % die hohe Effizienz von Donaustadt Block 3 nicht erreichen. Nach Errichtung der Anlage im Jahr 2009 wird sich die installierte thermische Leistung in Wien um rund 260 MW (inklusive Pfaffenau und Biomasseanlage) gegenüber dem Jahr 2005 erhöhen. Daher wird die Anlage zumindest mittelfristig entweder teilweise im Kondensationsmodus betrieben oder einen Teil der Fernwärme aus anderen KWK-Anlagen substituieren.

Die Standortwahl könnte z. B. durch die bevorstehende Ökostromgesetznovelle dann positiv beeinflusst werden, wenn die vorgesehene Investitionsförderung für neue KWK-Anlagen an ambitionierte Effizienzkriterien (harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte gemäß der Richtlinie über die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung) für den Betrieb (= Brennstoffnutzung) verknüpft wird.

5.1.4 Ausbaupläne einzelner Systeme

Der geplante Ausbau in Wien beträgt laut Betreiberangaben 160.000 MWh/a. Dies entspricht einer Steigerung des Anschlusswerts von ca. 100 MW/a. Die Produktion der zusätzlich benötigten Wärme ist durch einen Mix aus mehreren verschiedenen Anlagen geplant:

Das Biomasse-Heizkraftwerk Simmering (th. Leistung: 37 MW) soll ab Sommer 2006 ca. 100 GWh/a Fernwärme liefern. Diese Anlage wird aber u. a. aufgrund des mittelfristig vorhandenen Wärmeüberschusses im Sommer nicht als Grundlastanlage für die Fernwärmeversorgung eingesetzt werden. Die Biomasse-KWK-Anlage wird daher im Sommer im reinen Kondensationsbetrieb der Stromerzeugung dienen, da dies aufgrund der Ökostromförderung betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Geplant sind 8.000 Betriebsstunden, davon 2.500 h im Koppelbetrieb und 5.500 h im Kondensationsbetrieb. Zur Zeit der Berichtslegung konnte nicht abgeschätzt werden, inwieweit die Novelle des Ökostromgesetzes 2006 Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage haben wird.

Die geplante Hausmüllverbrennungsanlage Pfaffenau (th. Leistung: 54 MW) soll eine Jahreskapazität von 250.000 t Restmüll haben. Sie soll ca. 407.000 MWh/a Wärme ins Wiener Netz liefern; das entspricht ca. 7,5 % der gesamten im Jahr 2003 ins Netz gelieferten Wärmemenge. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das Jahr 2008 vorgesehen.

Voraussichtlich 2006 wird Wiens erste Biogasanlage in Betrieb gehen, die aus biogenen Abfällen gewonnene Fernwärme ins Wiener Netz einspeisen soll.

Bis 2008 ist eine Modernisierung des Kraftwerks Simmering 1/2 geplant, wodurch die thermische Leistung für die Fernwärmeproduktion von 280 MW auf 450 MW gesteigert werden soll.

Auch aus der OMV ist aufgrund des Wärmeüberschusses theoretisch eine Steigerung der Wärmelieferung möglich.

Aus dem laut Betreiberangaben geplanten Ausbau der Fernwärme in Graz von ca. 18 MW/a errechnet sich eine zusätzliche Wärmeabgabe von ca. 30.000 MWh/a. Im Süden von Graz sind auf dem Areal der Verbund ATP als Ersatz des Kraftwerks Werndorf zwei GuD-Anlagen geplant, die theoretisch in Summe bis zu 450 MW Fernwärme auskoppeln können. Dieses Potenzial wird aber voraussichtlich nicht ausgeschöpft werden, da die Fernwärmetransportleitung Mellach – Graz eine max. Kapazität von 250 MW aufweist, welche durch die bestehenden Kraftwerke Mellach und Werndorf bereits ausgeschöpft wird. Ein Ausbau der Leitung ist in den nächsten Jahren nicht geplant, so dass der zusätzliche Wärmebedarf überwiegend im FHKW Graz erzeugt werden wird.

Der laut Betreiberangaben geplante Ausbau beträgt in Linz bis 2010 ca. 21.000 MWh/a; der Anschlusswert soll um ca. 12–15 MW/a gesteigert werden. Derzeit wird ein Biomassekessel in Betrieb gesetzt. Er soll ca. 150.000 MWh/a liefern und somit zu 15–17 % zur Wärmebereitstellung im Fernwärmenetz der Linz AG beitragen. Diese Anlage wird in den Monaten Mai und September abgestellt werden, um die Auslastung der neuen GuD-Anlage zu erhöhen, die jährliche Betriebszeit wird bei mehr als 6.800 h/a liegen.

Der geplante Ausbau in Salzburg beträgt laut Betreiberangaben ca. 17.000 MWh/a (Wärmeabgabe) bzw. ca. 10 MW/a (Anschlusswert). Ab 2006 soll eine Einspeisung von industrieller Abwärme in das Netz der Salzburg AG über die Wärmeschiene Hallein – Salzburg erfolgen. Laut Betreiberangaben sollen ca. 30 % der Fernwärme des bis 2010 geplanten Ausbaus durch Abwärme bereitgestellt werden.

Da es in Wels eine relativ strikte Trennung von Fernwärme- und Erdgasversorgungsgebiet gibt und das Fernwärmegebiet schon zu einem Großteil erschlossen ist, gab es in den letzten Jahren kaum Zuwächse. Die Wärmeabnahme der Neukunden wird durch Wärmedämmungsmaßnahmen bei den bestehenden Kunden kompensiert. Daher ist auch in den kommenden Jahren laut Betreiberangaben in etwa mit einer gleich bleibenden Wärmeabgabe bzw. mit einer geringfügigen Steigerung zu rechnen.

Im Jahr 2005 wurde die zweite Linie der Welser Abfallverbrennung (WAV II) in Betrieb genommen. Diese wird ebenso wie die erste Linie als reine Kondensationsanlage betrieben, obwohl prinzipiell eine Fernwärmeeinspeisung ins Welser Netz möglich wäre. Im Rahmen eines Projekts wurde die wirtschaftliche Möglichkeit einer Wärmeauskopplung geprüft – mit dem Ergebnis, dass diese aufgrund der durch die Entfernung der WAV zum Fernwärmenetz bedingten hohen Kosten nur bei hohen Förderungen realisierbar ist.

Die beiden Abfallverbrennungsanlagen mit einer thermischen Leistung von in Summe 45 MW (BWL: 109 MW) könnten im KWK-Betrieb theoretisch rund 340 GWh Fernwärme pro Jahr auskoppeln und damit das gesamte Fernwärmepotenzial der Stadt Wels abdecken. Freilich ist nach wie vor die Notwendigkeit von Spitzenlastkesseln gegeben, um auch bei Bedarfsspitzen für eine ausreichende Versorgung der Abnehmer mit Wärme zu sorgen.

In Lienz wird der laut Betreiberangaben geplante Ausbau des Fernwärmenetzes von ca. 6.000 MWh/a bzw. ca. 2–3 MW/a vorwiegend durch das neue Biomasse-Kraftwerk Lienz II mit einer Brennstoffwärmeleistung von 10 MW abgedeckt. Der mit ca. 2 % niedrige Anteil der ölbefeuerten Spitzenlastkessel soll daher durch den Netzausbau nicht signifikant steigen.

Im Auftrag des Fachverbandes Gas Wärme wurde von WIFO/KWI das technisch sinnvolle Fernwärmepotenzial erhoben. Dabei wurde ein Benchmark für die spezifische Anschlussleistung festgelegt (0,6 MW/km), bei dessen Überschreiten von einem technisch sinnvollen Potenzial ausgegangen wurde (ohne Berücksichtigung der vorhandenen Versorgungsstruktur). Das dadurch ausgewiesene theoretische Potenzial des Anteiles der Fernwärmeversorgung an der Niedertemperaturwärme liegt in Wien bei rund 95 %; in Linz, Graz und Salzburg bei rund 65 %; in Lienz bei 51 % und in Wels bei 43 % (Angaben des Fachverbandes Gas Wärme).



5.2 Abschätzung der Effekte eines Ausbaus der Fernwärme auf die Emissionen an klassischen Luftschadstoffen

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen verschiedener Systeme für die Wärmeaufbringung und des jeweiligen Wärmewirkungsgrades auf die spezifischen Emissionen der klassischen Schadstoffe NO_x , Staub und SO_2 untersucht.

Eine Abschätzung der Auswirkungen eines steigenden Fernwärmeversorgungsgrades auf die Emissionen dieser Luftschadstoffe ist schwierig, da es sich bei Fernwärmesystemen um dynamische Systeme hinsichtlich der Art und des Einsatzes der Energieträger handelt, die in einer wechselseitigen Beziehung zueinander stehen. Durch die Fernwärme werden Einzelfeuerungen und Zentralheizungen ersetzt. Dabei ist schwer abzuschätzen, welche Energieträger in welcher Reihenfolge substituiert werden, da die Preisentwicklung für die Brennstoffe und für die Umwandlungsprodukte Strom und Wärme eine entscheidende Rolle spielt.

Bei KWK-Anlagen sind der für die Wärmeproduktion eingesetzte Brennstoff und somit die auf die Wärmeproduktion entfallenden Emissionen nicht direkt ermittelbar. Eine näherungsweise rechnerische Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf die Wärme- und auf die Stromproduktion ist aber mit Hilfe unterschiedlicher Methoden möglich. Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, werden dazu aber detaillierte anlagenspezifische Informationen benötigt, die im Rahmen dieser Studie nicht zur Verfügung standen.

Neben dem Wärmewirkungsgrad und der Art des eingesetzten Brennstoffes spielen hinsichtlich der Emissionen klassischer Luftschadstoffe vor allem Emissionsminderungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle. Diese führen zu großen Unterschieden zwischen den Emissionsfaktoren einzelner Anlagen. Innerhalb eines Fernwärmesystems können Produktionsverlagerungen zwischen Anlagen mit unterschiedlichen Emissionsminderungstechnologien die Emissionen an klassischen Luftschadstoffen stark beeinflussen.

Zum Emissionsverhalten von Kleinanlagen (HH, DL) liegen keine genauen Daten vor. Die zuletzt publizierten Emissionsfaktoren beruhen auf unterschiedlichen Untersuchungsserien (Feldmessungen), die bis ins Jahr 1993 zurückgehen. Diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren sind jeweils gewichtete Durchschnittswerte, bezogen auf den Brennstoffeinsatz über das Spektrum an Emissionsquellen (Leistungsklasse, Alter,...), die Betriebsweisen, das Nutzerverhalten, die Brennstoffeigenschaften und alle anderen variablen Größen innerhalb der einzelnen Technologien (z. B. Holz-Zentralheizung) über ganz Österreich. Sie stellen charakteristische Werte dar, die für eine große Anzahl einer Gruppe von Emissionsquellen für ein bestimmtes Jahr repräsentativ sind (UMWELTBUNDESAMT 2004d).

Die Abschätzung des Beitrags der Fernwärme zur Senkung der Emissionen an klassischen Luftschadstoffen erfolgt ausschließlich durch einen Vergleich der Anlagen und der Verluste, also ohne Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten.

Es wurden verschiedene Systeme für die Wärmeerzeugung für Haushalte untersucht:

- Einzelfeuerungen zur Bereitstellung von Raumwärme (Warmwasser wird in der Regel durch diese Feuerungen nicht bereitgestellt):
 - Holzeinzelöfen,
 - Gaseinzelheizungen,
 - Öleinzelheizungen (Heizöl extra leicht),
 - Kohleeinzelöfen.
- Zentralheizungen zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme:
 - Holzzentralheizungen,
 - Gaszentralheizungen,
 - Ölzentralheizungen (Heizöl extra leicht),
 - Kohlezentralheizungen.
- Fernwärmesysteme mit ganzjähriger Wärmeversorgung für Heizung und Warmwasser bei Wärmeauskopplung aus Heiz(kraft)werken:
 - Biomasse-Heiz(kraft)werke,
 - Gas-GUD-Anlagen,
 - Gaskessel,
 - Gasmotoren,
 - Öl-KWK-Anlagen,
 - Ölkessel,
 - Steinkohle-KWK-Anlagen,
 - Abfallverbrennungsanlagen (gemischte Siedlungsabfälle).

In einem ersten Schritt wurden die Gesamtemissionen für die Anlagen im Haushaltsbereich für das Jahr 2003 herangezogen (Quelle: Österreichische Luftschadstoffinventur). Sowohl die Daten zu den Emissionen als auch zum Energieeinsatz (Quelle: Energiestatistik) lagen nach Einzel-, Etagen- und Zentralheizungen sowie nach verschiedenen Energieträgern aufgeschlüsselt vor.

Um von den Endenergiedaten zur Nutzenergie zu kommen, wurde in einer groben Abschätzung für Festbrennstoffe ein Wirkungsgrad der Heizungsanlagen von 60 % angenommen; im Fall von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen ein Wirkungsgrad von 70 %. Aus den OLI-Emissionsdaten für den Raumwärmebereich und aus der errechneten Nutzenergiemenge wurden durchschnittliche Emissionsfaktoren für den Haushaltsbereich (bezogen auf Nutzenergie) errechnet (siehe Tabelle 46).

Tabelle 46: Abschätzung der Emissionsfaktoren der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie; alle Brennstoffe).

Schadstoff	Emissionsfaktor [kg/MWh NE]
NO _x	0,344
Staub	0,189
SO ₂	0,200

Betreffend die Entwicklung im Raumwärmesektor ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die Daten zu den Kleinverbrauchern auf Emissionsmessungen beruhen, die bereits ca. zehn Jahre zurückliegen. So wurden beispielsweise die Messungen an Festbrennstoff-Feuerungsanlagen am österreichischen Anlagenbestand 1996–1998 durchgeführt.

Zu dieser Zeit war aber der Anteil an Hackschnitzel- und Holzpelletsheizungen an der Gesamtzahl an Holzheizungen noch sehr gering, da Letztere erst Mitte der 90er Jahre auf den Markt kamen. Diese neuen Technologien brachten aber eine deutliche Effizienzsteigerung und sinkende spezifische Emissionen mit sich. Pelletskessel mit Brennwertnutzung, die erst seit kurzem erhältlich sind, weisen noch höhere Wirkungsgrade auf. Speziell bei Holzeinzelöfen und -zentralheizungen ist daher anzunehmen, dass die durchschnittlichen spezifischen Emissionen für den derzeitigen Anlagenbestand deutlich unterhalb der publizierten und in dieser Studie verwendeten Emissionsfaktoren liegen.

Seit 2004 sind schwefelarme Heizöle auf dem Markt, wobei zur Marktdurchdringung bei Kleinverbrauchern keine Daten verfügbar sind. Dieses Heizöl wird nur in Brennwertgeräten eingesetzt.

In Ballungsräumen werden feste Brennstoffe (z. B. Holz, Kohle) kaum mehr eingesetzt. Da in weniger dicht besiedelten Gebieten ein Ausbau der Fernwärme aufgrund der geringeren Wärmebelegung nicht sinnvoll ist, ist der mögliche Substitutionsgrad dieser Brennstoffe beschränkt.

Die festen Brennstoffe weisen aber gegenüber flüssigen und gasförmigen Brennstoffen tendenziell höhere Emissionsfaktoren auf. Aus diesen Gründen wurde eine zweite Untersuchung der spez. Emissionen der Kleinanlagen im Haushaltsbereich nur für flüssige und gasförmige Brennstoffe (Heizöl leicht, Heizöl extra leicht, Flüssiggas, Erdgas) durchgeführt.

Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Tabelle 47 zusammengefasst.

Tabelle 47: Abschätzung der Emissionsfaktoren der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

Schadstoff	Emissionsfaktor [kg/MWh NE]
NO _x	0,222
Staub	0,009
SO ₂	0,136

In einem nächsten Schritt werden Emissionsfaktoren für Fernwärmesysteme auf Basis von folgenden zentralen Erzeugungsanlagen (bezogen auf Nutzenergie, kg/MWh NE) errechnet:

- Biomasse-Heizwerke,
- Biomasse-KWK-Anlagen,
- Abfall-KWK-Anlagen,
- GuD-Anlagen (Brennstoff Erdgas),
- KWK-Anlagen (Brennstoff Kohle),
- KWK-Anlagen (Brennstoff Öl),
- Heizkessel (Brennstoff: Öl, Gas),
- Gasmotor.

Für diese ausgesuchten Erzeugungsanlagen wird wieder die gesamte Kette aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung betrachtet. Dazu werden die Parameter aus Kapitel 4.6 verwendet, die Gesamtwirkungsgrade werden anhand von Äquivalenz-

faktoren (Strom: 1,8; Wärme: 1,1; siehe 4.1.1.4) ermittelt. In Folge werden analog zu den Berechnungen der CO₂-Emissionen (siehe Kapitel 4.6) spezifische Emissionen für die klassischen Schadstoffe bei den betrachteten Fernwärmesystemen abgeschätzt. Dabei wurden – soweit verfügbar – anlagenspezifische Emissionswerte herangezogen (z. B. für Kohle-KWK-Anlagen wurden die Emissionswerte des Kraftwerkes Mellach verwendet). Werden mehrere Anlagen der gleichen Kategorie betrieben, wurde ein nach dem Brennstoffeinsatz gewichteter Emissionsfaktor berechnet.

Für den Strombedarf für die Verteilung der Fernwärme wurde aus den OLI-Emissionszahlen und den Stromproduktionsdaten laut Statistik Austria ein Emissionsfaktor berechnet, der in die Berechnung der Emissionsfaktoren der verschiedenen Fernwärmesysteme einfließt.

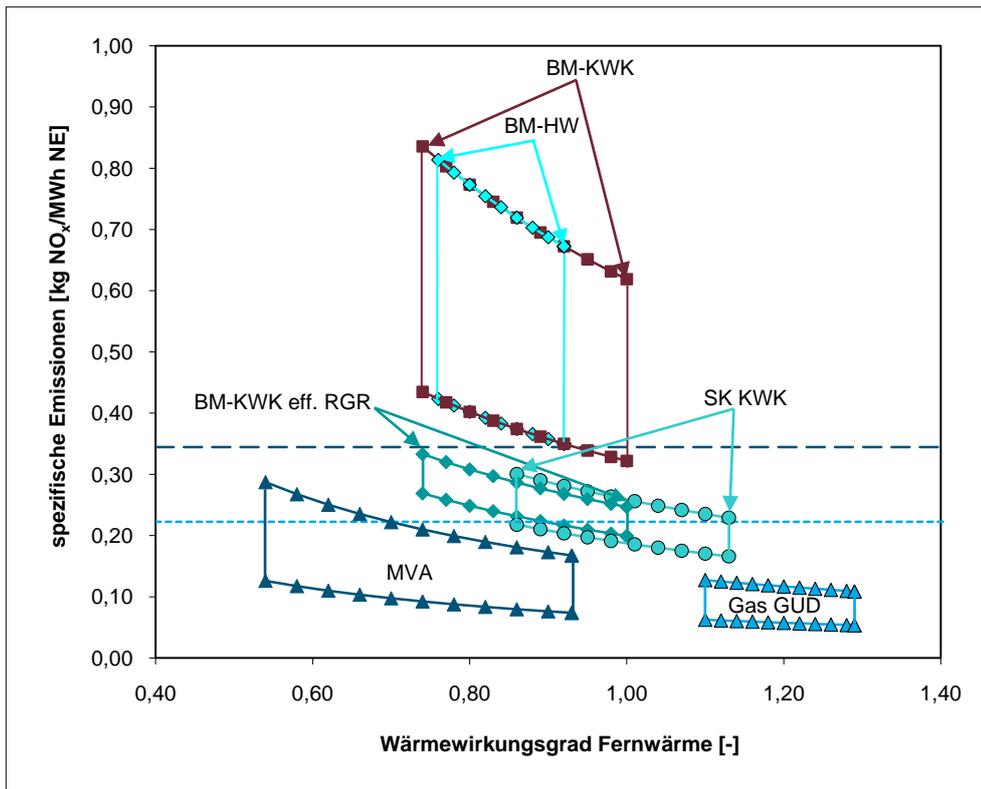
Durch die Vorauswahl der Erzeugungsanlagen wurden schon maßgebliche Faktoren wie Brennstoff/Abfall, Feuerungs- und Rauchgasreinigungstechnologie determiniert. Für die folgende Berechnung wird vorwiegend der Wärmewirkungsgrad als maßgeblicher Parameter variiert (siehe Abbildung 21).

Zur Darstellung der möglichen Reduktionspotenziale werden die Emissionsfaktoren der Tabelle 46 und der Tabelle 47 für den Haushaltsbereich (bezogen auf Nutzenergie) mit den Emissionsfaktoren für Fernwärmesysteme auf Basis von verschiedenen Erzeugungsanlagen verglichen (bezogen auf Nutzenergie). Dabei wird vorausgesetzt, dass der Raumwärme- und Warmwasserbedarf durch Fernwärme (System 1) abgedeckt wird.

5.2.1 NO_x

In Abbildung 21 sind die spezifischen NO_x-Emissionen (bezogen auf die Nutzenergie) der untersuchten Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wärmewirkungsgrad (Berechnung mittels Äquivalenzfaktoren, siehe 4.1.1.4) der jeweiligen Erzeugungsanlagen als Bereiche graphisch dargestellt. Ferner sind zum Vergleich der durchschnittliche Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) sowie der durchschnittliche Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) eingezeichnet.

Emissionen und Wirkungsgrade der dargestellten Anlagenkategorien sind für den österreichischen Anlagenpark repräsentativ und wurden aus verfügbaren Daten übernommen bzw. abgeschätzt.



obere gestrichelte Linie (0,344 kg NO_x/MWh NE): Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

untere gestrichelte Linie (0,222 kg NO_x/MWh NE): Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

Biomasse-KWK-Anlagen (eff. RGR): Biomasseanlagen, die mit einer sekundären Rauchgasentstickung (z. B. mit einer SNCR) Emissionswerte unter 100 mg/N³ erreichen.

Abbildung 21: spezifische NO_x-Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren).

Abbildung 21 macht abermals deutlich, dass mit steigendem Wirkungsgrad die spezifischen NO_x-Emissionen des Gesamtsystems sinken. Die Bereiche der Wirkungsgrade sind das Resultat unterschiedlicher Technologien und technisch möglicher Dampfparameter. Biomasseheizwerke erreichen (mit der angewendeten Berechnungsmethode) einen maximalen Gesamtwirkungsgrad von 0,92, im Fall von Biomasse-KWK-Anlagen beträgt er maximal 1, bei erhöhten Dampfparametern (wie z. B. bei Steinkohlekraftwerken) kann er auch bei 1,13 liegen. Erdgas-GUD-Anlagen weisen die höchsten Wirkungsgrade auf (bis zu 1,29; siehe 4.6.1).

Der Vergleich der verschiedenen Fernwärmesysteme zeigt, dass Fernwärmesysteme auf Basis von Biomasseanlagen die höchsten spezifischen NO_x-Emissionen haben, gefolgt von Steinkohle-KWK-Anlagen (Kraftwerk Mellach), während Abfall- und Gas-KWK-Anlagen deutlich niedrigere spezifische NO_x-Emissionen aufweisen.

Werden Biomasse KWK-Anlagen mit effizienter Rauchgasreinigung ausgestattet (NO_x -Emissionswert: zwischen 80 und 100 mg/Nm³) kommt es gegenüber den Kleinanlagen zu einer Reduktion. Nur bei sehr hohen Wirkungsgraden und effizienter Rauchgasreinigung kommt es auch gegenüber den rein gas- und ölbefeuerten Kleinanlagen zu einer Minderung.

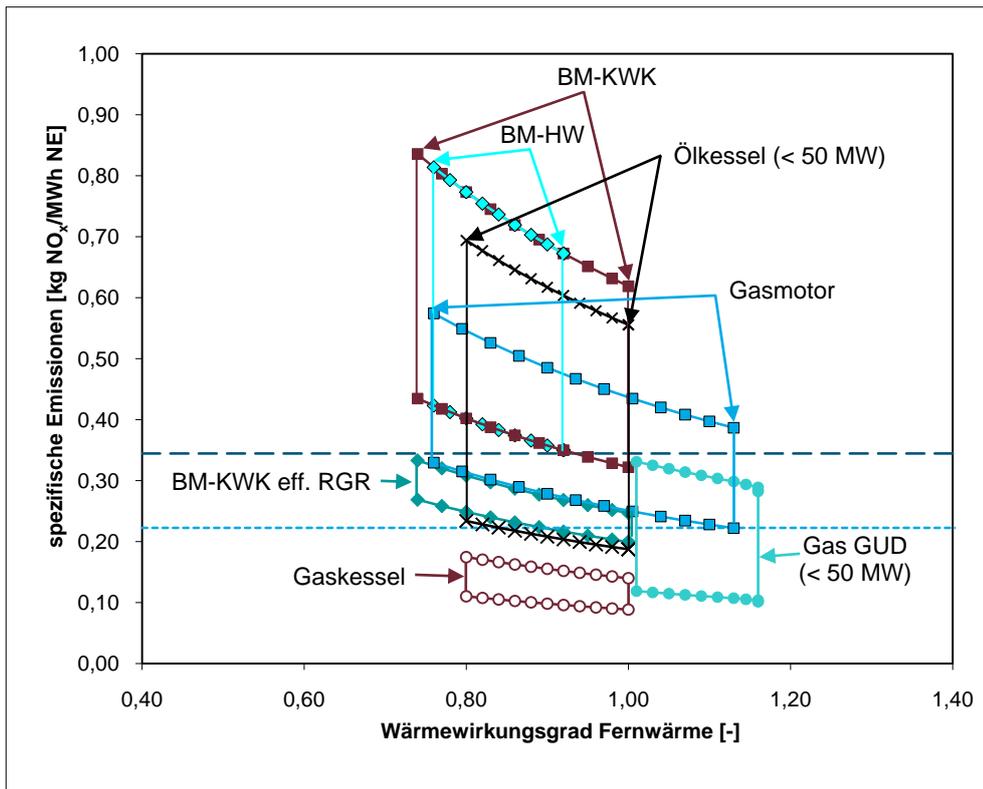
Steinkohle KWK erreichen aufgrund der Wirkungsgrade und der effizienten Rauchgasreinigung des betrachteten Kraftwerkes geringere Emissionen als Einzelfeuerungen und können bei hohen Wirkungsgraden und niedrigen Emissionen (Bandbreite: 140–190 mg/Nm³) auch gegenüber gas- und ölbefeuerten Einzelfeuerungen eine Emissionsreduktion erzielen.

Gas-GUD (Großanlagen) können im KWK-Betrieb hohe Wirkungsgrade erzielen (ein hoher Verstromungswirkungsgrad und ein relativ geringer Stromverlust bei der Wärmeauskopplung führen zu einem errechneten Gesamtwirkungsgrad zwischen 1,1 und 1,3) und sind in Österreich mit effizienten Sekundärmaßnahmen (SCR) ausgestattet, sodass die spezifischen Emissionen sehr gering sind. Diese liegen deutlich unter denen der Kleinanlagen.

MVAs sind nicht so effizient, haben aber sehr gute Rauchgasreinigungssysteme (Katalysator zur NO_x -Minderung) und daher niedrige Emissionen, sodass es gegenüber Kleinanlagen ebenfalls zu einer Emissionsminderung kommt. Das trifft auch für Anlagen zu, bei denen nur die Wärme genutzt wird.

Beim oben angeführten Vergleich wurden Biomasseanlagen großen Erzeugungsanlagen (Brennstoffwärmeleistung: > 50 MW) gegenübergestellt.

In der folgenden Darstellung (Abbildung 22) werden Anlagen ähnlicher Größe miteinander verglichen: Gaskessel und GUD-Anlage weisen die geringsten Emissionen auf, die Unterschiede zwischen den Brennstoffkategorien sind aber nicht mehr so ausgeprägt. So liegen Ölkessel und Gasmotoren durchaus im Bereich der Biomasseanlagen. Biomasse-KWK-Anlagen mit effizienter Rauchgasreinigung und hohen Wirkungsgraden sind hinsichtlich NO_x den Gasmotoren vorzuziehen und liegen im Bereich sehr guter Ölkessel und durchschnittlicher GUD-Anlagen. Die niedrigen Emissionen der Gaskessel erreichen sie allerdings nicht (Allerdings werden Gaskessel aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen und der niedrigen Wirkungsgrade nicht als Grundlastanlagen betrieben).



obere gestrichelte Linie (0,344 kg NO_x/MWh NE): Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

untere gestrichelte Linie (0,222 kg NO_x/MWh NE): Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

Biomasse-KWK-Anlagen (eff. RGR): Biomasseanlagen, die mit einer sekundären Rauchgasentstickung (z. B. mit einer SNCR) Emissionswerte unter 100 mg/Nm³ erreichen.

Abbildung 22: spezifische NO_x-Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme (< 50 MW) in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren).

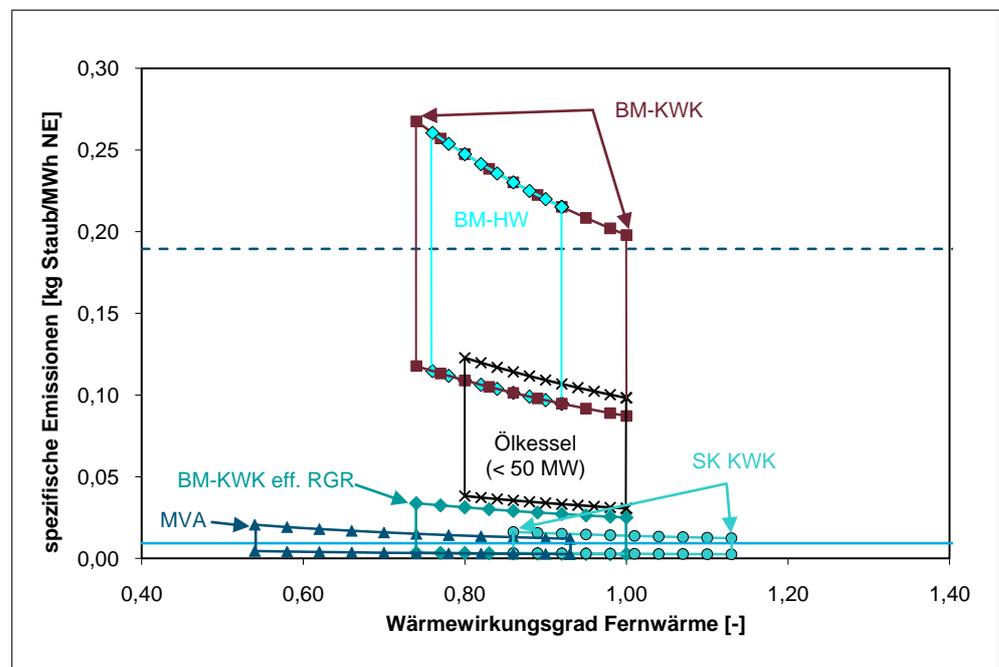
Anhand oben dargestellter Zusammenhänge wird deutlich:

- In Stadtgebieten führt die Fernwärmebereitstellung durch MVAs und gasbefeuerten GUD Anlagen zu einer Minderung der NO_x-Emissionen.
- Biomasse-KWK-Anlagen führen in Ballungsgebieten im Vergleich zu Kleinanlagen zu höheren NO_x-Emissionen, auch wenn sie niedrige Emissionswerte erreichen.
- Biomasse-KWK-Anlagen können im ländlichen Raum (wenn ein Mix aus festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen zum Einsatz kommt) dann zu einer Emissionsminderung gegenüber Kleinanlagen führen, wenn sie hohe Wirkungsgrade aufweisen und über eine effiziente Rauchgasreinigung verfügen (bei stromgeführter Fahrweise sind die erzielten durchschnittlichen Wirkungsgrade eher gering).
- Bei Ausschöpfen des Potentials zur Emissionsminderung können Biomasseanlagen mit Grundlastanlagen ähnlicher Größe (z. B. Ölkessel) mithalten.

5.2.2 Staub

Analog zu NO_x werden die Staubemissionen der Anlagen miteinander verglichen. In Abbildung 23 sind die spezifischen Staub-Emissionen (bezogen auf die Nutzenergie) der untersuchten Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Erzeugungsanlagen graphisch dargestellt. Ferner sind zum Vergleich der durchschnittliche Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) sowie der durchschnittliche Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) eingezeichnet.

Emissionen und Wirkungsgrade der dargestellten Anlagenkategorien sind für den österreichischen Anlagenpark repräsentativ und wurden aus verfügbaren Daten übernommen bzw. abgeschätzt. Da im Fall von gasbefeuerten Anlagen die Staubemissionen anhand eines Rechenwertes (je nach Methodik wird ein Wert von $0,1\text{--}5\text{ mg/Nm}^3$ verwendet) beurteilt werden, werden diese Anlagen aus Gründen der Übersichtlichkeit im Folgenden nicht betrachtet.



obere gestrichelte Linie ($0,189\text{ kg Staub/MWh NE}$): Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

untere Linie ($0,009\text{ kg Staub/MWh NE}$): Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

Biomasse-KWK-Anlagen (eff. RGR): Biomasseanlagen, die mit einer effizienten Entstaubungsanlage Emissionswerte unter 10 mg/Nm^3 erreichen.

Abbildung 23: Spezifische Staub-Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren).

Die spezifischen Staub-Emissionen aller betrachteten Anlagenarten und der meisten Biomasseanlagen liegen deutlich unter den durchschnittlichen spezifischen Staub-Emissionen der Kleinanlagen im Haushaltsbereich (0,189 kg Staub/MWh NE), wenn bei letzteren alle Brennstoffe in die Berechnungen einbezogen werden.

Die spezifischen Staub-Emissionen von Biomasse-Heizwerken und Biomasse-KWK-Anlagen sind auf Basis der angenommenen Standardwerte deutlich höher als die von Kleinanlagen, welche mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Biomasseanlagen in Ballungsgebieten führen daher zu einer Erhöhung der Staub-Emissionen, da hier vor allem flüssige und gasförmige Brennstoffe ersetzt werden. In ländlichen Gebieten sind Biomasseanlagen im Hinblick auf die Minderung von Staubemissionen dann sinnvoll, wenn feste Brennstoffe ersetzt werden.

Eine Ausnahme bilden Biomasseanlagen mit einer effizienten Entstaubungsanlage (z. B. Gewebefilter, z. B. Biomasse-Heizkraftwerk in Wien). Diese erreichen Emissionswerte von unter 10 mg Staub/Nm³. Damit sind die Emissionsfaktoren für Staub bei Fernwärmesystemen auf Basis von Biomasse-KWK-Anlagen nur geringfügig höher als die der Kleinanlagen im Haushaltsbereich auf Basis flüssiger und gasförmiger Brennstoffe bzw. können sie sogar unterschreiten.

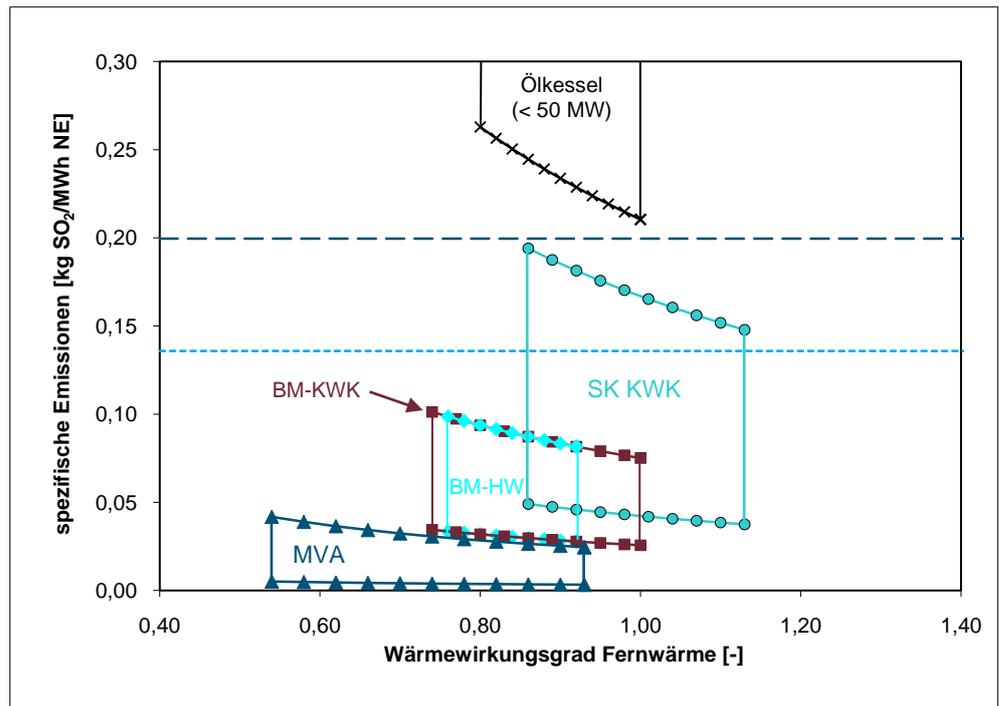
Fernwärmesysteme auf Basis von Gas-KWK-Anlagen (nicht dargestellt) bzw. auf Basis von Abfall-KWK-Anlagen führen zu einer beinahe 100%igen Reduktion der spezifischen Staub-Emissionen. Aufgrund der effizienten Entstaubung beim Kraftwerk Mellach (zum Untersuchungszeitpunkt einziges Kohlekraftwerk mit einer maßgeblichen Fernwärmeauskopplung) kommt es auch durch diese Anlagenkategorie zu vergleichsweise niedrigeren Emissionen.

Ölkessel mit einer Brennstoffwärmeleistung < 50 MW (i.d.R. handelt es sich um Reserve- und Spitzenlastkessel mit geringen Betriebszeiten) verursachen höhere Emissionen als Biomasseanlagen mit effizienter Entstaubung.

5.2.3 SO₂

In Abbildung 24 sind die spezifischen SO₂-Emissionen (bezogen auf die Nutzenergie) der untersuchten Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Erzeugungsanlagen graphisch dargestellt. Ferner sind zum Vergleich der durchschnittliche Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) sowie der durchschnittliche Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie) eingezeichnet.

Emissionen und Wirkungsgrade der dargestellten Anlagenkategorien sind für den österreichischen Anlagenpark repräsentativ und wurden aus verfügbaren Daten übernommen bzw. abgeschätzt. Da die SO₂-Emissionen aus gasbefeuerten Anlagen vernachlässigbar sind, werden sie aus Gründen der Übersichtlichkeit im Folgenden nicht betrachtet.



obere gestrichelte Linie (0,200 kg SO₂/MWh NE): Emissionsfaktor der Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

untere Linie (0,136 kg SO₂/MWh NE): Emissionsfaktor der mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuerten Kleinanlagen im österreichischen Haushaltsbereich im Jahr 2003 (bezogen auf Nutzenergie).

Abbildung 24: Spezifische SO₂-Emissionen (bezogen auf Nutzenergie) verschiedener Fernwärmesysteme in Abhängigkeit vom Wärmewirkungsgrad der einspeisenden Anlagen (Wirkungsgradberechnung erfolgte mittels Äquivalenzfaktoren).

Die spezifischen SO₂-Emissionen aller betrachteten Fernwärmesysteme liegen mit Ausnahme von Ölkesseln < 50 MW unter den durchschnittlichen spezifischen SO₂-Emissionen der Kleinanlagen im Haushaltsbereich, wenn bei letzteren alle Brennstoffe berücksichtigt werden.

Fernwärmesysteme auf Basis von Steinkohle- oder Öl-KWK-Anlagen (letztere nicht dargestellt) haben geringere spezifische SO₂-Emissionen als Kleinanlagen auf Basis flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe. Hier wirkt sich die effiziente Rauchgasreinigung des Kraftwerks Mellach (Kohle) bzw. der Kraftwerke Werndorf, Salzburg Nord und Simmering 3 aus.

5.3 Abschätzung des Beitrags der Fernwärme zur Erreichung des Energieeffizienzziels laut Regierungsprogramm

Das Regierungsprogramm der Österreichischen Bundesregierung für die XXII. Gesetzgebungsperiode spricht im Kapitel „Nachhaltigkeit, Umwelt und Landwirtschaft“ auch den Themenkomplex „Forcierung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz“ an. Darin wird eine Verbesserung der Energieintensität um 1,6 % p. a. und eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Gesamtenergieverbrauch um 1 % p. a. gemäß Nachhaltigkeitsstrategie als Ziel ausgewiesen.

Das Energieeffizienzziel (Senkung der Energieintensität um 1,6 % p. a.) in der Nachhaltigkeitsstrategie geht auf eine Mitteilung der Europäischen Kommission aus dem April 1998 zurück, in der festgehalten wird, dass gegenüber der durchschnittlichen Reduktion der Energieintensität (entspricht einer Steigerung der Energieeffizienz) in der Europäischen Union von 1990 bis 1995 von 0,6 %/a (Österreich 0,2 %/a) eine zusätzliche Reduktion um 1 %/a anzustreben ist. Dieser Wert wurde in der „Österreichischen Strategie zur Nachhaltigen Entwicklung“ aus dem Jahr 2002 als angestrebtes Ziel übernommen.

Die Energieintensität gilt als Bezugsgröße für den gesamten Energieeinsatz eines Landes. Sie gibt an, wie viel Energie aufgewendet wurde, um eine Einheit wirtschaftliche Leistung zu erzeugen. Man unterscheidet dabei zwischen der Gesamtenergieintensität, die den Bruttoinlandsverbrauch an Energie (auch Gesamtenergieverbrauch genannt) in Relation zum erwirtschafteten Bruttoinlandsprodukt stellt (BIV/BIP), und der Endenergieintensität, die durch Division des energetischen Endverbrauchs durch das reale Bruttoinlandsprodukt erhalten wird (EEV/BIP).

Die beiden verschiedenen Kenngrößen für die Energieintensität sind u. a. durch die Umwandlungseffizienz des Energiesystems, die das Verhältnis des Endenergieeinsatzes zum Primärenergieeinsatz beschreibt, miteinander verknüpft. Aber auch andere Faktoren, wie beispielsweise die Hydraulizität²², der Außenhandelsaldo bez. Strom oder der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern haben einen Einfluss. In einem Jahr mit geringer Stromproduktion aus Wasserkraft muss beispielsweise mehr Strom in kalorischen Kraftwerken erzeugt werden, was zu einem höheren Primärenergieträgerbedarf und somit zu einem höheren Bruttoinlandsverbrauch bei gleich bleibendem Endenergieverbrauch führt.

Laut Angaben des Wirtschaftsministeriums bezieht sich das Energieeffizienzziel im Regierungsprogramm auf die Endenergieintensität. Dies bedeutet, dass eine Senkung des Primärenergieverbrauchs (z. B. durch erhöhte Effizienz der Umwandlung von Brennstoff in elektrische Energie) bei gleich bleibendem Endenergieverbrauch nicht zur Erreichung des Energieeffizienzziels beiträgt, z. B. aber eine Senkung des Nutzenergieverbrauchs oder eine Steigerung der Effizienz der Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie.

Für die Berechnung der Gesamtenergieintensität wurde in dieser Studie der österreichische Bruttoinlandsverbrauch an Energie, für die Berechnung der Endenergieintensität der energetische Endverbrauch herangezogen (STATISTIK AUSTRIA 2005).

In den BIP-Zeitreihen auf Basis konstanter Preise (reales BIP) werden von der Statistik Austria keine Absolutwerte publiziert, sondern verkettete Volumenindizes auf Basis von Vorjahrespreisen, die auf das Referenzjahr 2000 bezogen sind. Aus diesen

²² Wasserführung der Flüsse.

wurden durch Rückrechnen auf das Referenzjahr die verketteten Volumenaggregate für das BIP der jeweiligen Jahre erhalten. Diese Werte wurden für die Berechnung der Gesamt- und der Endenergieintensität verwendet (STATISTIK AUSTRIA 2006).

Die Entwicklung der Gesamtenergieintensität und der Endenergieintensität seit dem Jahr 1985 ist in Abbildung 25 abgebildet. Außerdem sind für die jeweiligen Jahre auch die Heizgradtage für Österreich (als Veränderung gegenüber dem langjährigen Durchschnitt) graphisch dargestellt.

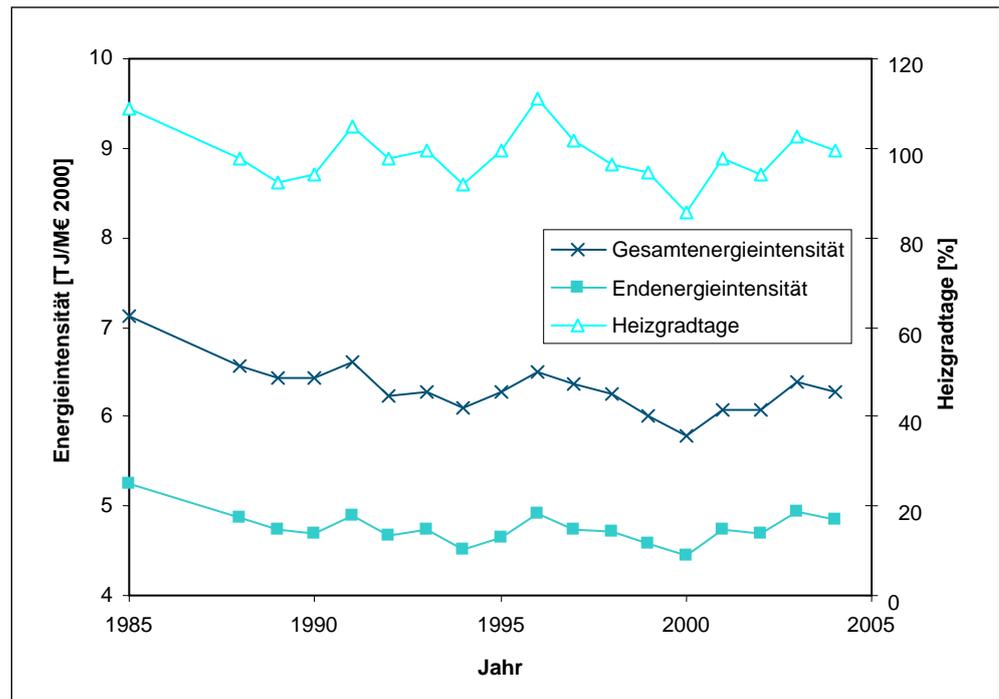


Abbildung 25: Entwicklung der Energieintensität in Österreich (STATISTIK AUSTRIA 2005, 2006; eigene Berechnungen).

Aus Abbildung 25 ist zu sehen, dass bis zum Jahr 2000 Fortschritte in der Verminderung der Energieintensität gemacht wurden; in den drei darauf folgenden Jahren stieg die Energieintensität jedoch wieder an. Außerdem ist der ausgeprägte Einfluss der Witterungsverhältnisse zu erkennen, die die Entwicklung der Energieintensität stark überlagern. Der Anstieg in der Energieintensität seit dem Jahr 2000, dem Jahr mit der geringsten Zahl an Heizgradtagen, ist zumindest teilweise durch die Witterungsverhältnisse bedingt.

Der Vergleich der Jahre 1995 und 2004, die ungefähr die gleiche Zahl an Heizgradtagen aufweisen, zeigt, dass die Endenergieintensität im letzten Jahrzehnt um ca. 4 % zugenommen hat. Die Gesamtenergieintensität hingegen ist auf demselben Niveau wie vor zehn Jahren geblieben.

Im Rahmen dieser Studie wurde der unterschiedliche Beitrag verschiedener Sektoren zum Energieverbrauch bzw. zum BIP nicht genauer analysiert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass im angesprochenen Zeitraum die Senkung der Energieintensität in einigen Sektoren durch einen Anstieg in anderen Sektoren kompensiert wurde, welche ein hohes Energieverbrauchswachstum, aber einen vergleichsweise geringen Beitrag zum Wachstum des BIP aufwiesen.

Bei der Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme auf die Energieintensität spielt neben der Energieeffizienz auch der Beitrag der verschiedenen Systeme zum Bruttoinlandsprodukt eine Rolle. Hier haben z. B. die Herkunft der Rohstoffe (Inland oder Ausland) und die Komplexität der Produktionsprozesse einen Einfluss. Dazu liegen jedoch keine Daten oder Berechnungen vor.

Die Abschätzung des Beitrags der Fernwärme zur Reduktion der Energieintensität erfolgt durch den Vergleich des Endenergieverbrauchs bzw. des Bruttoinlandsverbrauchs, der bei der Bereitstellung derselben Nutzenergiemenge einerseits durch Fernwärme, andererseits durch Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbe- reich verursacht wird. Dabei werden ausschließlich Anlagen und Verluste verglichen – also vorgelagerte Ketten, welche im so genannten kumulierten Energieaufwand (KEA) berücksichtigt werden, außer Acht gelassen.

Eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger bei der Fernwärmeversorgung trägt zwar zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei, nicht aber per se zur Senkung der Energieintensität und somit zur Erreichung des Energieeffizienzziels laut Regierungsprogramm der Österreichischen Bundesregierung.

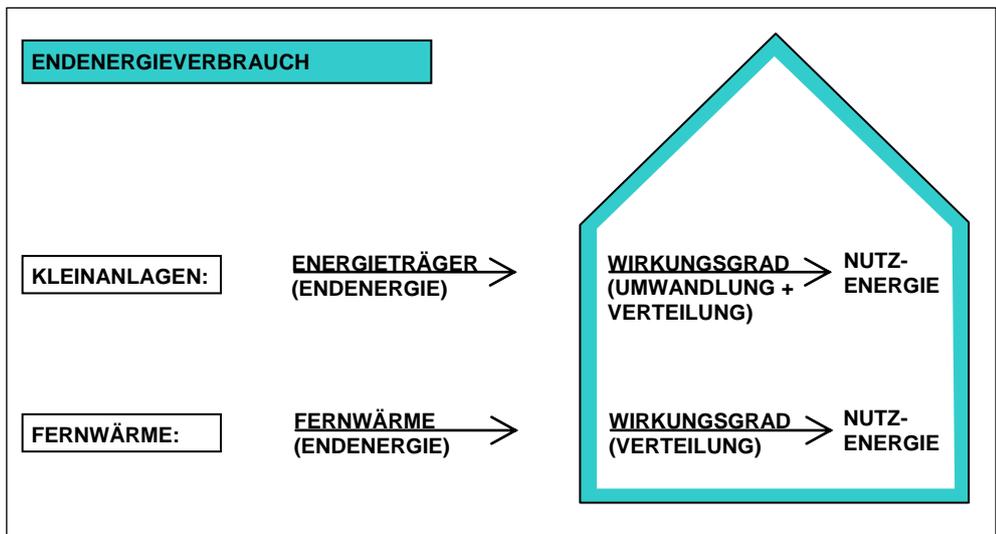


Abbildung 26: Vergleich zwischen Fernwärmeversorgung und Kleinanlagen (HH, DL) hinsichtlich Endenergieverbrauch.

Da sich dieses Ziel auf die Endenergieintensität bezieht, wird – bei Annahme eines gleichen Nutzerverhaltens und somit eines gleichen Nutzenergieverbrauchs bei Kleinanlagen (HH, DL) und bei der Wärmeversorgung durch Fernwärme – nur durch die effizientere Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie zur Zielerreichung beigetragen (siehe Abbildung 26). Daher beschränkt sich der diesbezügliche Beitrag der Fernwärmeversorgung auf die Energieeinsparungen durch den Ersatz ineffizienter Heizsysteme durch den Fernwärmeausbau.

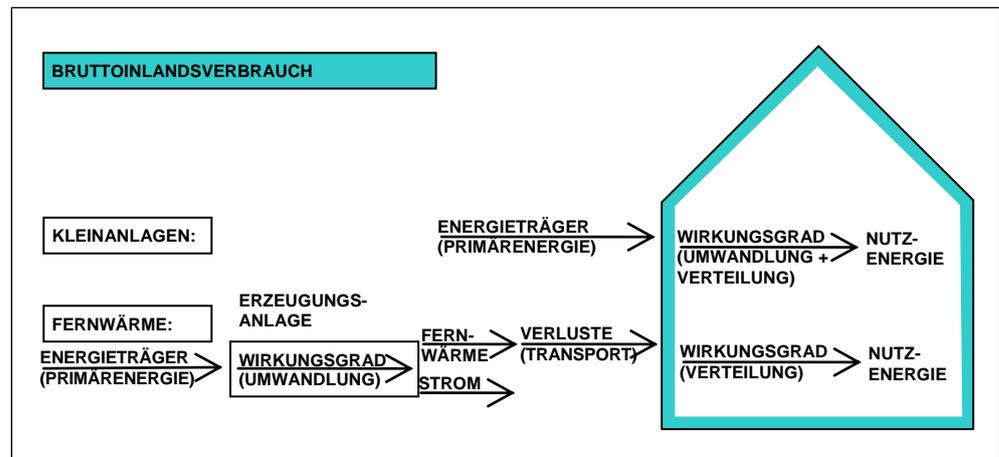


Abbildung 27: Vergleich zwischen Fernwärmeversorgung und Kleinanlagen (HH, DL) hinsichtlich Bruttoinlandsverbrauch.

Durch die hohen Wärmewirkungsgrade in KWK-Anlagen von über 100 % ist bei der Fernwärmeversorgung der Bruttoinlandsverbrauch an Energie für die zur Wärme-
produktion zusätzlich eingesetzten Primärenergieträger geringer als die in Form von Fernwärme an die Verbraucher gelieferte Endenergiemenge. Bei Kleinanlagen im Haushaltsbereich ist hingegen die in Form von Brennstoffen eingesetzte Endenergie – abgesehen vom Energieverbrauch für den Brennstofftransport und Ähnlichem – gleich dem Bruttoinlandsverbrauch (siehe Abbildung 27). Aus diesem Grund führt der Fernwärmeausbau stärker zur Senkung der Gesamtenergieintensität als zur Senkung der Endenergieintensität.

Effizienzsteigerungen bei der Erzeugung und der Verteilung der Wärme im Fernwärmesystem tragen zur Reduktion der Gesamtenergieintensität bei. Hierunter fallen z. B. die Einbindung von Abwärme aus Industrieanlagen, Verbesserungen bei den Erzeugungsanlagen oder die Reduktion der Verteilungsverluste. Diese Maßnahmen führen zu einer Einsparung von Primärenergieträgern und somit zu einer Reduktion der Gesamtenergieintensität; auf die Endenergieintensität und somit auf das Energieeffizienzziel der Bundesregierung wirken sie sich aber nicht aus, da die an den Kunden gelieferte Energiemenge davon unberührt bleibt.

Die aktuelle WIFO-Energieprognose geht von einer Steigerung des Fernwärmeabsatzes im Haushalts- und Dienstleistungsbereich um 2.848 GWh im Zeitraum 2003–2012 aus. Der prognostizierte Fernwärmeausbau wird im Rahmen dieses Kapitels auf die Anlagenkategorien Biomasse-Heizwerke, Biomasse-Heizkraftwerke sowie Müll- und Abfallverbrennungsanlagen und erdgasbefeuerte KWK-Anlagen aufgeteilt. Die für die einzelnen Kraftwerke angenommenen Wärmewirkungsgrade sind in Tabelle 48 übersichtlich dargestellt.

Tabelle 48: Wärmewirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerksarten (Berechnung mittels Brennstoffmehrabdarfsmethode).

Kraftwerksart	Wärmewirkungsgrad
Biomasse-Heizwerk	90 %
Abfall-KWK-Anlage	150 %
Biomasse-KWK-Anlage	150 %
Erdgas-KWK-Anlage	250 %

Als weitere Rahmenbedingungen werden Netzverluste bei der Fernwärmeversorgung in Höhe von 10 %, Verluste bei der Wärmeverteilung bei den Kunden von 5 % (Unterschied zwischen Nutzenergie und Endenergie bei der Fernwärmeversorgung) sowie ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der ersetzten Kleinanlagen (HH, DL) von 80 % angenommen.

Auf Basis der dargestellten Werte und Annahmen wurden die Auswirkungen der prognostizierten Steigerung des Fernwärmeabsatzes auf den Endenergieverbrauch und den Bruttoinlandsverbrauch im Vergleich zu Kleinanlagen (HH, DL) errechnet.

In Summe ergeben sich im Zeitraum 2003–2012 durch den Ausbau der Fernwärmeversorgung gegenüber Kleinanlagen (HH, DL) ein um 505 GWh geringerer Endenergieverbrauch und ein um 1.086 GWh geringerer Bruttoinlandsverbrauch. Bei Annahme eines linearen Fernwärmeausbaus erhält man für den Endenergieverbrauch eine Reduktion von 56 GWh/a und für den Bruttoinlandsverbrauch eine Reduktion von 121 GWh/a gegenüber der Wärmebereitstellung in Kleinanlagen (HH, DL).

Das im Regierungsprogramm festgehaltene Ziel einer Senkung der Energieintensität um 1,6 %/a entspricht auf Basis der Werte von 2003 in etwa einer jährlichen Endenergieeinsparung von 4.800 GWh/a bzw. einer Senkung des Bruttoinlandsverbrauchs um 6.200 GWh/a.

Auf Basis dieser Berechnung beträgt der Beitrag des Fernwärmeausbaus zur Erreichung des Energieeffizienzziels der Bundesregierung ca. 1,2 % – bezogen auf die Endenergieintensität bzw. ca. 2,0 % – bezogen auf die Gesamtenergieintensität.

Betrachtet man nur die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, so entspricht das Ziel laut Regierungsprogramm – bezogen auf Endenergie – etwa einer Reduktion um 1.900 GWh/a. Der Fernwärmeausbau trägt auf Basis der getroffenen Annahmen 3,0 % zur Erreichung dieses Ziels bei. Mangels Daten zum Gesamtenergieeinsatz im Haushalts- und Dienstleistungsbereich kann der Beitrag der Fernwärme zur Senkung der Gesamtenergieintensität dieser beiden Sektoren nicht abgeschätzt werden.

Nimmt man hingegen eine 100%ige Nutzung der an die Kunden gelieferten Fernwärmemenge (Nutzenergie = Endenergie) und einen durchschnittlichen Wirkungsgrad der Kleinanlagen von 70 % an, erhöht sich der errechnete Beitrag zur Erreichung des Energieeffizienzziels der Bundesregierung im Haushalts- und Dienstleistungssektor auf 7,0 % (bezogen auf Endenergie).

Je nach dem Verhältnis der Wirkungsgrade der Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie bei den Kleinanlagen (HH, DL) und bei der Fernwärmeversorgung liegt der Beitrag der Fernwärme zur Zielerreichung (unter den angenommenen Rahmenbedingungen) zwischen ca. 1 und ca. 7 %. Genaue Daten zu den durchschnittlichen Wirkungsgraden bei der Fernwärmeversorgung und bei Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich lagen bei der Erstellung dieser Studie nicht vor.



Der Anteil, den der Ausbau der Fernwärmeversorgung zur Erreichung des Energieeffizienzziels laut Regierungsprogramm beiträgt, ist daher vergleichsweise gering, aber dennoch nicht zu vernachlässigen. Der Fernwärmeausbau kann einen Beitrag zur Zielerreichung im Haushalts- und Dienstleistungsbeitrag leisten, der Hauptteil muss jedoch von einer Vielzahl anderer Maßnahmen getragen werden. Die wichtigste Maßnahme stellt sicher die Senkung des Verbrauchs (z. B. durch Wärmedämmung) dar.

Die potenzielle Reduktion des Energieverbrauchs (Endenergie) bestehender Gebäude durch Gebäudesanierungen wurde beim gegenwärtigen Trend mit ca. 400 GWh/a und bei zusätzlichen Maßnahmen mit insgesamt 575 GWh/a abgeschätzt. Auf Basis dieser Abschätzung beträgt der Beitrag der Gebäudesanierungen zur Erreichung des Energieeffizienzziels der Bundesregierung ca. 8 % bzw. ca. 12 % (bezogen auf die Endenergieintensität). Betrachtet man nur die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, so beträgt der Beitrag von Gebäudesanierungen zur Zielerreichung ca. 21 % (bei Fortschreiben des gegenwärtigen Trends) bzw. ca. 31 % (bei zusätzlichen Maßnahmen).



6 MÖGLICHER HANDLUNGSBEDARF IN ZUSAMMENHANG MIT EINEM FORCIERTEN AUSBAU DER FERNWÄRME

Um eine Reduktion der Umweltbelastungen durch die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowohl im Haushalts- und Dienstleistungsbereich als auch bei zentralen Anlagen zu erreichen, ist ein Mix verschiedener Maßnahmen notwendig.

Der Ausbau der Fernwärmeversorgung kann im Vergleich zu anderen Systemen (z. B. Einzelfeuerungen) zu einer Energieeinsparung und zu einer Emissionsminderung führen.

Einschränkend sei allerdings angemerkt, dass dies nicht generell der Fall ist, sondern von der Anlagentechnologie, von installierten Emissionsminderungsmaßnahmen, der Betriebsweise, dem Brennstoff und der Region abhängt.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Betrachtung des gesamten Systems von Aufbringung, Verteilung und Nutzung. Bei Eingriffen in diese komplexen Systeme muss eine Vielzahl von Parametern und Wechselwirkungen beachtet werden.

Im Folgenden werden einige Maßnahmen angeführt, welche einen Ausbau der Fernwärme bei hoher Energieeffizienz und niedrigen Emissionen ermöglichen:

Senkung des Wärmeverbrauchs

Durch Neuausrichtung der Raumordnung hin zu einer Förderung des verdichteten Siedlungsbaus werden Kosten für die Infrastruktur (z. B. Straßen, Kanal) eingespart. Gleichzeitig verkürzen sich die benötigten Fernwärmeleitungen, was ebenfalls zu einer maßgeblichen Kostenreduktion beiträgt. Die höhere Wärmebelegung verringert zudem die Netzverluste.

Eine Wärmeversorgung durch zentrale Anlagen ist mit einer Belastung der Umwelt verbunden. Daher sollte der Reduktion des Verbrauchs an Wärme bei einer umweltschonenden Wärmeversorgung Vorrang gegenüber allen anderen Maßnahmen gegeben werden.

Durch das nachträgliche Anbringen einer effizienten Gebäudedämmung im Zuge von Sanierungsmaßnahmen kann der Wärmebedarf bei bestehenden Gebäuden deutlich gesenkt werden.

Bei Neubauten ist durch bautechnische Maßnahmen dafür zu sorgen, dass sowohl der Heizbedarf im Winter als auch der Kühlbedarf im Sommer gering gehalten werden.

Die Schaffung eines Energieausweises kann zur Minderung des Wärmeverbrauchs beitragen.

Energieeffiziente Erzeugung der Fernwärme

Primär sollte Fernwärme aus industriellen Prozessen, welche nicht mit zusätzlichen Emissionen verbunden ist, der Vorrang gegeben werden. Dies könnte z. B. durch zielgerichtete Förderungen erfolgen.

Der Wahl des Standortes sollte bei der Genehmigung von neuen KWK-Anlagen (insbesondere in UVP-Verfahren) hinsichtlich vorhandener Wärmesenken und optimaler Auslegung an den Bedarf von Strom und Wärme stärkere Bedeutung zuerkannt werden.

Bei neuen Anlagen, die aufgrund der vergleichsweise niedrigeren Dampfparameter (z. B. Abfallverbrennungsanlagen, Biomasseanlagen) geringe elektrische Wirkungsgrade aufweisen, sollte die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme ein Genehmigungskriterium sein. Bei bestehenden Anlagen ohne KWK-Technologie sollte bei Vorhandensein von Wärmesenken die Umrüstung verlangt (z. B. im Zuge eines IPPC-Bescheids) oder durch geeignete Mechanismen gefördert werden.

Investitionsförderungen für Biomasse- und KWK-Anlagen sollten an ein ambitioniertes Effizienzziel für den Betrieb geknüpft sein.

Ebenso sollte die Ökostromförderung für die Biomasseverstromung in neuen Anlagen an die Auskopplung von Wärme gebunden sein. Entsprechende Übergangsbestimmungen für bestehende Anlagen, bei denen eine Wärmesenke vorhanden ist, sollten in der Novelle des Ökostromgesetzes vorgesehen werden. Für die Realisierung der Potenziale, die sich durch die Änderung des Ökostromgesetzes ergeben, ist die Festlegung adäquater Einspeisetarife auch für die Wärmeabgabe notwendig.

Der Anteil der Spitzenlastkessel und reiner Heißwasserkessel an der Fernwärmebereitstellung sollte möglichst gering gehalten werden. Dies kann je nach Netz durch einen Mix von Maßnahmen (z. B. aktive Betriebsführung, optimale Temperaturspreizung, Wärmespeicher, Anpassung der Anschlussleistung, Verbundbetrieb der Anlagen, geeignete Auslegung der Anlagen) erfolgen.

Der Aufbringung in KWK-Anlagen mit hohen Wärmewirkungsgraden ist Vorrang zu geben. Durch Tarifmodelle und Förderung des Umstiegs auf Fernwärme kann der Austausch von ineffizienten Kleinanlagen beschleunigt werden.

Große KWK-Anlagen sollten möglichst dauerhaft unter den auslegungsgemäßen Vollastbedingungen betrieben werden.

Der CO₂-Emissionsfaktor des in den zentralen Erzeugungsanlagen eingesetzten Brennstoffes soll möglichst gering sein und maximal 30 % über dem von Erdgas liegen.

Es sollte ein Umweltmanagementsystem für Fernwärmesysteme unter Betrachtung des gesamten Systems aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung gefördert werden. Mit Hilfe dieses UMS sollte die Performance des gesamten Systems der Fernwärmeversorgung (Erzeugung, Verteilung und Nutzung) regelmäßig evaluiert werden.

Im Rahmen der Zuteilung von Gratiszertifikaten sollte dem KWK-Bonus ein stärkeres Gewicht gegeben werden. Dieser sollte zu einer deutlicheren Besserstellung von effizienten KWK-Anlagen gegenüber Kondensationsanlagen führen. Ferner sollte er nach der Kohlenstoffintensität der eingesetzten Brennstoffe gestaffelt werden. Eine weitere Differenzierung, z. B. nach Wärmewirkungsgraden und Netzverlusten, wäre denkbar.

Die Fernwärmeauskopplung aus Heißwasserkesseln führt gegenüber Kleinanlagen zu keinen Energieeinsparungen. Daher sollte der in der ersten Zuteilung gewährte Fernwärmebonus nicht mehr angewendet werden.

Die Auskopplung von industrieller Abwärme aus einem Prozess soll im Rahmen des Emissionshandels stärker gewichtet werden.

Auswirkungen auf die Emissionen klassischer Luftschadstoffe

KWK-Anlagen mit effizienter Rauchgasreinigung weisen im Allgemeinen niedrigere Emissionen von Luftschadstoffen als Kleinanlagen auf. Allerdings gibt es einige Einschränkungen:

- Biomasse-Heizwerke erhöhen generell die NO_x -Emissionen durch die Fernwärmebereitstellung, Biomasse-KWK-Anlagen sind hinsichtlich NO_x in Ballungsräumen, in denen im Haushaltsbereich vorrangig flüssige und gasförmige Brennstoffe eingesetzt werden, kontraproduktiv. Eine Ausnahme würden zentrale Anlagen mit effizienter Entstickung der Rauchgase bilden (auf einen Wert $< 100 \text{ mg/Nm}^3$), wenn diese als effiziente KWK-Anlage betrieben würden (d. h. nur bei einem sehr hohen Gesamtwirkungsgrad).
- Ölkessel und Gasmotoren zeigen ebenfalls höhere NO_x -Emissionen als Kleinanlagen. Ölkessel sollten aufgrund der geringen Wirkungsgrade (keine Verströmung) maximal als Spitzenlastkessel eingesetzt werden.
- Hinsichtlich der Staubemissionen führen Biomasse-Heizwerke, Biomasse-KWK-Anlagen und Öl-KWK-Anlagen im Vergleich zu Kleinanlagen, welche mit Festbrennstoffen befeuert werden, zu Emissionsminderungen (mit Ausnahme einiger Anlagen mit ineffizienter Entstaubung). In Ballungsräumen (Vergleich mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen) kommt es allerdings zu einer Emissionserhöhung bzw. im Fall der Öl-KWK-Anlagen erst bei einem hohen Wärmewirkungsgrad zu einer Emissionsminderung (Ausnahme: Öl-KWK-Anlagen mit effizienter Staubabscheidung, wie z. B. HKW Salzburg Nord). Biomasseanlagen mit effizienter Entstaubung ($< 10 \text{ mg/Nm}^3$) und hohen Wirkungsgraden haben ähnliche Emissionen wie Kleinanlagen.
- Hinsichtlich SO_2 bewirken KWK-Anlagen allgemein eine sehr deutliche Emissionsminderung.

Zur Senkung der Emissionen ist eine Anpassung der Grenzwerte der relevanten Gesetze (z. B. Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen, Feuerungsanlagen-Verordnung) an den Stand der Technik unumgänglich.

Verteilung der Fernwärme

Die Netzverluste und der Pumpstrombedarf sollten möglichst gering gehalten werden. Dies kann durch einen Mix von Maßnahmen (z. B. Isolierung und Wartung, Unterteilung in Primär- und Sekundärnetz, Erhöhung der Wärmebelegung, optimale Temperaturspreizung) erfolgen. Große Einsparungen könnten durch eine Neuausrichtung der Raumordnung (verdichteter Siedlungsbau) erzielt werden.

In Fernwärmevorranggebieten soll die Möglichkeit der Förderung des Leitungsbaus geprüft werden. Diese Förderung sollte aber in jedem Fall an die Verpflichtung zur Durchführung von verbrauchsmindernden Maßnahmen (z. B. Wärmedämmung) gekoppelt sein. Die Auslegung der Leitung soll sich am (prognostizierten) Bedarf (unter Berücksichtigung von verbrauchssenkenden Maßnahmen) orientieren.

Nutzung der Fernwärme

Je größer der Anteil verbrauchsunabhängiger Kosten, desto größer ist der Anreiz für den Verbraucher, Energie sparsam einzusetzen. Daher sollte der verbrauchsunabhängige Anteil an den Gesamtkosten erhöht werden.

Die Anpassung des Anschlusswerts nach Fassadensanierungen sollte forciert werden. Regelmäßige Überprüfungen des Verhältnisses Anschlusswert zu tatsächlichem Bedarf sollten verlangt werden.

Für ein gut funktionierendes und Energie sparendes Heizverteilsystem ist ein hydraulischer Abgleich der unterschiedlichen Heizungsstränge und die Anpassung der Heizungsumwälzpumpe (mit Frequenzumformer und Regelung) von entscheidender Bedeutung. Dadurch wird die Spreizung optimal ausgenützt und Verluste minimiert.

Eine regelmäßige Beratung der Nutzer der Fernwärme über optimale Verwendung sollte stattfinden (siehe Anhang 1).

Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser führt zur vollen Ausschöpfung des Potenzials der Fernwärme. Die Verwendung von Elektroboilern sollte durch geeignete Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Wohnbauförderung) eingeschränkt werden. Informationskampagnen sollten die Kunden zum Umstieg auf volle Fernwärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) anregen.

Der Einbau von Thermostatventilen sollte gefördert werden, da diese zu beträchtlichen Raumwärmeeinsparungen führen können.

Hinsichtlich der Option „Fernkälte“ ist eine hierarchische Vorgangsweise sinnvoll:

- An erster Stelle steht die Verbrauchssenkung, z. B. durch verbesserte Dämmung und andere bautechnische Maßnahmen.
- In Pilotversuchen sollte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Nutzung der Fernwärme zur Kälteerzeugung getestet werden. Dabei sollte u. a. ein ökologischer Vergleich mit der Erzeugung in Kompressionskältemaschinen – v. a. in Bezug auf die entstehenden CO₂-Emissionen – erfolgen.
- Bei einem positiven Abschluss der Pilotversuche sollten Absorptionskältemaschinen dann eingesetzt werden, wenn nicht nutzbare Wärmeüberschüsse (z. B. aus Abfallverbrennungsanlagen) vorliegen oder wenn die Wärmebereitstellung mit keinen zusätzlichen Emissionen (z. B. industrielle Abwärme) verbunden ist. Die Nutzung von Wärme aus KWK-Anlagen erscheint beim derzeitigen Entwicklungsstand nicht sinnvoll, da diese zu keinen Emissionseinsparungen führt. Dafür wären eine höhere Leistungsziffer und damit ein geringerer Wärmebedarf der Absorptionskältemaschinen erforderlich.

Neue Entwicklungen

Wenn die Effizienz von Absorptionskältemaschinen gesteigert werden kann, könnten sie zu einer Emissionsreduktion führen.

Im Haushaltsbereich ist die Anwendung von Mikrogasturbinen und Miniblockheizkraftwerken eine effektive, aber noch nicht weit verbreitete Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Senkung der Emissionen. Eine neue Entwicklung bei den Kleinanlagen im Haushalts- und Dienstleistungsbereich stellen Mikrogasturbinen dar, bei welchen die Erzeugung von Raumwärme mit der Erzeugung von Strom gekoppelt ist. Durch diese hohe Effizienz der Energieumwandlung (Wärmewirkungsgrade bis 250 %) sind die spezifischen CO₂-Emissionen dieser Anlagen deutlich niedriger als bei den üblichen Kleinanlagen (HH, DL). Mikrogasturbinen wurden im Rahmen dieser Studie nicht näher untersucht bzw. bewertet.



7 LITERATURVERZEICHNIS

- AGFW – Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft, AGFW-Regelwerk FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes; Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft, November 2002.
- BMLFUW – Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2002): Stand der Technik bei Abfallverbrennungsanlagen. Band 24/2002, Wien.
- BMLFUW – Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2004): Nationaler Zuteilungsplan für Österreich gemäß § 11 EZG endg.
- CMST (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS (2005a): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS (2005b): Welser Fernwärme-Netzplan. 2005. <http://www.eww.at>.
- ELEKTRIZITÄTSSWERK WELS (2006): Wärmetarife. 2005. <http://www.eww.at>.
- ENERGIE AG (2005): Probetrieb in der WAV II gestartet. 2005. <http://www.wav.at>.
- ENERGIE GRAZ (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (1998): Energieeffizienz in der Europäischen Kommission – Ansätze für eine Strategie des rationellen Energieeinsatzes. KOM(1998) 246.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2005): Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration. BREF finalisiert im Juli 2005.
- FERNWÄRME WIEN (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- FERNWÄRME WIEN (2006): Fernwärme Wien. 2006. <http://www.fernwaermewien.at>.
- FISCHER-FÜRNSINN, A. (2005): Biomassekraftwerk Wien. *Erneuerbare Energien für bestehende Fernwärmenetze*. Graz. 20.04.2005.
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (2004): Fernwärme in Österreich – Zahlenspiegel 2004. 2004. <http://www.gaswaerme.at>.
- KWI (2005): schriftliche Mitteilung am 04.10.2005.
- LINZ GAS/WÄRME (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- LINZ STROM (2005a): Fernheizkraftwerk Linz-Mitte Neu. 2005. <http://www.linzag.at>.
- LINZ STROM (2005b): LINZ STROM GmbH für Energieerzeugung, -verteilung und Telekommunikation. 2005. <http://www.linzag.at>.
- LINZ STROM (2005c): Fernheizwerk Dornach. 2005. <http://www.linzag.at>.

- MAGISTRAT GRAZ (2003): Stadtentwicklungskonzept der Landeshauptstadt Graz in der Fassung 3.04.2003. <http://www.graz.at>.
- MARIENHÜTTE (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- NAHWÄRME.AT (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- NETZBETREIBER (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ durch die Netzbetreiber der untersuchten Systeme.
- OMV (1999): Energy Efficiency and Emissions – A Challenge and an Opportunity. In: Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Conference Documentation.
- SALZBURG AG (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- SOLVIS (2002): Solar-Heizkessel sind auch ohne Solaranlage die besten Heizkessel – Vergleich der Jahresnutzungsgrade von solaroptimierten und herkömmlichen Heizkesseln. <http://www.solvis.de>.
- STADTWÄRME LIENZ (2005a): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- STADTWÄRME LIENZ (2005b): Biomasse Heizkraftwerk Lienz. 2005. <http://www.stadtwuerme-lienz.at>.
- STATISTIK AUSTRIA (2000): Nutzenergie-Analyse 1998. Artikelnummer 1346, Wien.
- STATISTIK AUSTRIA (2005): Energiebilanzen Österreich 1970–2004. 09.12.2005. <http://www.statistik.at>.
- STATISTIK AUSTRIA (2006): Statistisches Jahrbuch 2006 – Kapitel Energie. 3.2.2006. <http://www.statistik.at>.
- STEINBORN, F. (2005): BHKW-Info. 2005. <http://www.bhkw-info.de/kwkk-intro.html>.
- STGW – Steirische Gas-Wärme (2005): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- STREICHER, W. (2005): Dezentrale Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern in Fernwärmenetze und Möglichkeiten der Biomasse KWK. In: Erneuerbare Energien für bestehende Fernwärmenetze. Graz 20.04.2005.
- TRANE (2005): Hauptkatalog 2005. <http://www.trane.at>.
- UMWELTBUNDESAMT (2000): Ecker, A. & Winter, B.: Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-RL. Monographien, Bd. M-119. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2003): Böhmer, S.; Wiesenberger, H.; Krutzler, T. et al.: NO_x-Emissionen: Minderungspotenziale in ausgewählten Sektoren und Szenarien 2010. Berichte, Bd. BE-233. Umweltbundesamt, Wien.



- UMWELTBUNDESAMT (2004a): Gager, M.: Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990–2003. Berichte, Bd. BE-255. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2004b): Schindler I.; Kutschera U. & Wiesenberger H.: Medienübergreifende Umweltkontrolle in ausgewählten Gebieten. Monographien, Bd. M-168. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2004c): Gimmelsberger, J.: Efficient Energy Supply (Electricity and District Heat) for the City of Linz. *Energy Efficiency in IPPC Installations*. Conference Papers, Bd. CP-36. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2004d): Wieser, M. & Kurzweil, A.: Emissionsfaktoren als Grundlage für die Österreichische Luftschadstoff-Inventur. Stand 2003. Berichte, Bd. BE-254. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT (2005): Pölz, W. & Böhmer, S.: Emissionen der Fernwärme Wien 2003. Berichte, Bd. BE-275. Umweltbundesamt, Wien.
- UMWELTBUNDESAMT/ENERGIEAGENTUR (2006): Evaluierungsbericht zur Klimastrategie 2002. Reports, Bd. REP-0021. Umweltbundesamt, Wien.
- VERBUND ATP (2005a): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- VERBUND ATP (2005b): Umwelterklärungen 2005 für den Bereich Fernheizkraftwerke. EMAS-Standorte: Fernheizkraftwerk Mellach, Fernheizkraftwerk Neudorf/Werndorf.
- VERBUND ATP (2005c): Gas- und Dampfturbinen-Kombinationskraftwerk Mellach – Umweltverträglichkeitserklärung, Fachbereich: Energiewirtschaft. S. 23.
- VISSMANN (2005): Datenblatt Vitocrossal 3000. 2005.
http://www.viessmann.de/web/germany/de_publish.nsf/Content/Produktprogramm.
- WALLMANN, R. (2005): Energie aus Abwärme und Biomasse in der städtischen Versorgung. In: Erneuerbare Energien für bestehende Fernwärmenetze. Graz 20.04.2005.
- WIENER STADTWERKE (2005): Geschäftsbericht Wiener Stadtwerke 2003. Wien.
- WIENSTROM (2005a): Beantwortung des Fragebogens „Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen unter bestehenden emissionsrechtlichen Rahmenbedingungen“ sowie weitere mündliche und schriftliche Informationen.
- WIENSTROM (2005b): Repowering Simmering BKW 1/2, Unterlagen zur Genehmigung gemäß § 17 UVP-G 2000 i. d. g. F.; Band 02 Technische Einreichunterlagen. Dezember 2005.
- WIFO (2005): Energieszenarien für Österreich bis 2020. Wien.

ANHANG 1: ENERGIESPARTIPPS

Folgende Energiespartipps für den Raumwärmebereich wurden auf der Homepage des deutschen Umweltbundesamts veröffentlicht:

Heizenergie sparen – Geld sparen

Die Energiepreise steigen unaufhörlich. Graut es Ihnen auch vor der nächsten Heizkostenabrechnung?

Mit den folgenden zehn Energiespartipps lässt sich viel Energie sparen – auch ohne große Investitionen:

1. Jedes Grad zählt

Die Raumtemperatur sollte im Wohnbereich möglichst nicht mehr als 20 °C betragen. Jedes Grad weniger spart etwa 6 Prozent Heizenergie! Unsere Empfehlung für andere Räume: in der Küche, wo Kühlschrank, Herd und Spülmaschine mitheizen: 18 °C, im Schlafzimmer: 17 °C. Entscheidend ist hier die individuelle Behaglichkeitstemperatur. Sie hängt vor allem von der raumseitigen Oberflächentemperatur der Wände und Fenster ab.

2. Thermostatventile bremsen „automatisch“

Sie halten die Temperatur in den einzelnen Räumen konstant auf dem gewünschten Wert, auch wenn die Sonne ins Zimmer scheint. Durch die richtige Nutzung von Thermostatventilen kann 4 bis 8 Prozent Heizenergie gespart werden. Achten Sie jedoch darauf, dass Gardinen nicht die Thermostatventile verdecken, anderenfalls funktionieren diese nicht ordnungsgemäß.

3. Räume nur nach Bedarf heizen

Bei Abwesenheit bis zu zwei Tagen sollte die Temperatur auf 15 °C, bei längerer Abwesenheit auf 12 °C oder die Frostschutzposition des Thermostatventils eingestellt werden. Während der Nachtstunden sollte die Raumtemperatur in Wohn- und Arbeitsräumen möglichst um 5 °C gesenkt werden. Moderne Heizungsanlagen ermöglichen eine zentral gesteuerte Absenkung der Raumtemperatur.

4. Kippfenster sind „Dauerlüfter“ und heizen buchstäblich zum Fenster hinaus

Stattdessen öfter kurz (höchstens 10 Minuten) und kräftig – am besten mit Durchzug – lüften. Die Heizung sollte während des Lüftens mittels Thermostatventil herunter gedreht sein.



5. „Heimliches“ Dauerlüften vermeiden

Fugen und Ritzen mit Dichtungsprofilen verschließen; sie sind schon für 1 bis 1,50 Euro pro Meter zu haben und können gut in Eigenleistung angebracht werden. Dauerhafter – aber mit 7,50 bis 10 Euro pro Meter auch teurer – sind Lippenprofile, die in die Nut eingefräst werden; diese Lösung hält 5 bis 10 Jahre.

6. Nachts Rollläden, Fensterläden und Gardinen schließen

Bei tiefen Außentemperaturen treten die höchsten Wärmeverluste über Glas und Rahmen auf. Allein Rollläden können Wärmeverluste um mehr als 20 Prozent verringern, Vorhänge um weitere 10 Prozent.

7. Wärmestau an Heizkörpern vermeiden

Heizkörperverkleidungen und Einrichtungsgegenstände vor Heizkörpern verhindern die Wärmeabgabe in den Raum und erhöhen die Heizkosten um etwa 5 Prozent. Reichen Vorhänge über die Heizkörper, so kann sich der Wärmeverlust nochmals erheblich erhöhen – die Wärme wird über die Fenster nach außen geleitet.

8. Wärmebrücke „Heizkörpernischen“

Eine nachträgliche Wärmedämmung – bei Platzmangel hilft eine 5 mm dicke, Aluminium-kaschierte Styroporplatte – schafft Abhilfe und spart bis zu 6 Prozent Heizenergie. Eine kostengünstige Investition, die sich nach spätestens zwei bis drei Heizperioden rechnet.

9. Elektrische Zusatzheizungen nur im Notfall

Ein Dauerbetrieb von Heizlüftern und Radiatoren ist reine Energie- und Geldverschwendung. Solche Geräte sollten nur im Notfall eingesetzt werden.

10. Heizungsanlagen regelmäßig durch Fachpersonal prüfen lassen

– am Besten zu Beginn der Heizperiode –

Nur so ist ein effektiver und wirtschaftlicher Betrieb Ihrer Anlage gewährleistet, der Ihre Heizkosten um 5 bis 10 Prozent verringern kann. Ist die Temperaturabsenkung während der Nacht richtig eingestellt? Stimmt der Wasserdruck im Heizsystem? Beträgt die Warmwassertemperatur nicht mehr als 60 °C? Entspricht die Vorlauf-temperatur dem Sollwert?

ANHANG 2: ABKÜRZUNGEN, EINHEITEN UND DEFINITIONEN

Abkürzungen

AG	Aktiengesellschaft
ÄF	Äquivalenzfaktoren
AHK.....	Abhitzeessel
ATP	Austrian Thermal Power
BAT	Best Available Technology (Beste Verfügbare Technologie)
BGBI.....	Bundesgesetzblatt
BK	Braunkohle
BMLFUW.....	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BREF	BAT-Referenz Dokument
BS	Brennstoff
BWL	Brennstoffwärmeleistung
CO.....	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
DL	Dienstleistungs(sektor)
DR.....	Drehrohr
EF	Emissionsfaktor
EG.....	Erdgas
EU	Europäische Union
FHKW	Fernheizkraftwerk
FHW.....	Fernheizwerk
FW	Fernwärme
GmbH.....	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GT	Gasturbine
GuD.....	Gas und Dampf
HH.....	Haushalts(sektor)
HKW.....	Heizkraftwerk
HMW	Halbstundenmittelwert
HS	Heizöl Schwer
i. d. g. F.	in der geltenden Fassung
JMW.....	Jahresmittelwert
KW	Kraftwerk

KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
MVA.....	Müllverbrennungsanlage
OLI.....	Österreichische Luftschadstoffinventur
OMV.....	Österreichische Mineralölverarbeitung
RGR.....	Rauchgasreinigung, das sind Anlagen zur Abscheidung von Staub und/oder NO _x und/oder SO ₂
SCR.....	Selective Catalytic Reduction
SK.....	Steinkohle
SNCR.....	Selective Non-Catalytic Reduction
SO ₂	Schwefeldioxid
SRM.....	Schüttraummeter
STGW.....	Steirische Gas/Wärme
STW.....	Stadtwerke Klagenfurt
SVA.....	Sondermüllverbrennungsanlage
UVE.....	Umweltverträglichkeitserklärung
UVP.....	Umweltverträglichkeitsprüfung
WAV.....	Welser Abfallverwertung
WIFO.....	Wirtschaftsforschungsinstitut

Einheiten

a.....	Jahr
°C.....	Grad Celsius
d.....	Tag
g.....	Gramm
GWh.....	Gigawattstunde (= 10 ⁶ kWh)
h.....	Stunde
KW.....	Kilowatt
KWh.....	Kilowattstunde
Mio.....	Million
MW.....	Megawatt
MWh.....	Megawattstunde (= 10 ³ kWh)
Nm ³	Normkubikmeter
ppm.....	parts per million
t.....	Tonne
TWh.....	Terawattstunde (= 10 ⁹ kWh)



Definitionen

- Brennstoffwärmeleistung die einer Anlage mittels Brennstoff oder Abfall zugeführte Wärmemenge, die zum Erreichen der Nennlast notwendig ist; angegeben in Megawatt.
- thermische Leistung der thermische Output (als Fernwärme oder Prozesswärme) einer Anlage; angegeben in Megawatt.
- elektrische Leistung der elektrische Output einer Anlage; angegeben in Megawatt.
- Brennstoffnutzung Verhältnis von erzeugten Produkten (Wärme und/oder Strom) zu eingesetzter Brennstoffwärme (H_u) in einem definierten Zeitraum.
- Wirkungsgrad Verhältnis von erzeugten Produkten (Wärme und/oder Strom) zu eingesetzter Brennstoffwärme (H_u) zu einem festgelegten Zeitpunkt bzw. bei einem gegebenen Lastzustand.
- Heizgradtage bzw.
Heizgradsummen Um den Wärmeverbrauch in der Heizperiode zu ermitteln, zu kontrollieren und zu vergleichen, hat man in der Heiztechnik den Begriff der Heizgradtage bzw. Heizgradsummen eingeführt. Sie sind eine anerkannte Verhältniszahl, die eine Aussage über den Einfluss der Witterung und des Temperaturverlaufes auf den Energieverbrauch gibt.

Umweltbundesamt GmbH

Spittelauer Lände 5
1090 Wien/Österreich

Tel.: +43-(0)1-313 04

Fax: +43-(0)1-313 04/4500

office@umweltbundesamt.at

www.umweltbundesamt.at

Der Ausbau der Fernwärmeversorgung ist als wichtige Maßnahme zur Reduktion der Treibhausgasemissionen, zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in umweltpolitischen Programmen vorgesehen. Erzielbare Effekte hängen von Technologie und Effizienz der einzelnen Erzeugungsanlagen und ihres Verbundes, eingesetzten Brennstoffen, Verteilungsverlusten und Nutzung ab.

Das Umweltbundesamt beschreibt und analysiert im vorliegenden Report die großen Fernwärmesysteme in Österreich hinsichtlich Energieaufbringung, -verteilung und -nutzung durch VerbraucherInnen. Darauf aufbauend werden Potenziale des Ausbaus der Fernwärmeversorgung und Auswirkungen auf Energieeffizienz, Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen evaluiert. Maßnahmen, die zu höherer Energieeffizienz und geringeren Emissionen führen, sind angeführt.