

Strategieoptionen für Energieversorgungsunternehmen als Reaktion auf einen rückläufigen Absatz im Wärmemarkt

von der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
- Fachbereich 4 / Wirtschafts- und Rechtswissenschaften -
genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

Maren Hille

geb. am 19.7.1959 in Sollerup

Referent: Prof. Dr. Wolfgang Pfaffenberger
Koreferent: Prof. Dr. Uwe Schneidewind

Tag der Disputation
26. September 2002

I. Inhaltsverzeichnis

I. Inhaltsverzeichnis	III
II. Abkürzungsverzeichnis	VII
III. Abbildungsverzeichnis	IX
IV. Tabellenverzeichnis	XII
1. Grundlagen der Untersuchung	1
1.1 Problemstruktur	1
1.2 Zielsetzungen	2
1.3 Aufbau und Methodik	3
2. Struktur und Entwicklung des Wärmemarktes	7
2.1 Wärmeschutz in der Bundesrepublik	7
2.1.1 Wärmeschutzverordnung 1995	9
2.1.2 Heizungsanlagenverordnung	10
2.1.3 Energieeinsparverordnung	11
2.1.4 Weitere Instrumente zur Erhöhung des Wärmeschutzes	13
2.1.5 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden	16
2.1.6 Auswirkungen der Wärmebedarfsentwicklung auf die Lastkurve	18
2.2 Energieträger im Wärmemarkt	21
2.2.1 Mineralöl	21
2.2.2 Erdgas	22
2.2.3 Braunkohle / Steinkohle	24
2.2.4 Fern- und Nahwärme	26
2.3 Versorgungsstrukturen im Wärmemarkt	30
2.3.1 Übersicht Heizungstechniken und Energieträger	30
2.3.2 Konventionelle Wärmeerzeuger	32
2.3.3 Wärmepumpen	33
2.3.4 Blockheizkraftwerke	33
2.3.5 Brennstoffzellen	34
2.3.6 Solarenergie	36
2.3.7 Ausblick / Weitere Entwicklung der Wärmeversorgungsstruktur	38
2.4 Entwicklung des Wärmemarktes	43
2.4.1 IKARUS-Raumwärmemodell	43
2.4.2 Prognose der Rahmenbedingungen	46
2.4.3 Definition der Szenarien	47
2.4.4 Wirkungen eines verstärkten Wärmeschutzes auf den Wärmemarkt	48

3. Auswirkungen der Wärmemarkt-Entwicklung auf EVU am Beispiel der EWL GmbH.....	53
3.1 Zielsetzung der Modellrechnungen.....	53
3.2 Funktionsweise des Simulationsmodells	54
3.3 Eingangsparameter für die Modellrechnungen.....	59
3.3.1 Auswahl eines Versorgungsunternehmens.....	59
3.3.2 Datengrundlage zur Energie und Wasser Lübeck GmbH	60
3.3.3 Siedlungstypologische Einteilung der statistischen Bezirke Lübecks	61
3.3.4 Vergleich mit den Roth'schen Kennwerten.....	65
3.3.5 Berücksichtigung weiterer Einflussparameter	72
3.4 Ergebnisse der Berechnungen	78
3.4.1 Absatzentwicklung für die Erlöskalkulation	78
3.4.2 Varianten für die Entwicklung der Fernwärme-Sparte.....	79
3.4.3 Resultierende Spartenergebnisse	80
3.4.4 Kostenansätze für die Ermittlung der Unternehmensergebnisse	82
3.4.5 Ergebnisse der Berechnungen.....	84
3.4.6 Fazit zur Wärmeversorgung Lübeck	92
4. Strategische Entscheidungsfindung in EVU	95
4.1 Einführung	95
4.2 Rahmenbedingungen	98
4.2.1 Liberalisierung der Energiemärkte	98
4.2.2 Entwicklung der Fernwärmeversorgung.....	104
4.2.3 Entwicklung der Gasversorgung	110
4.3 Unternehmensstrategien	114
4.3.1 Theoretische Modelle	114
4.3.2 Aktuelle strategische Entwicklungen in den EVU der Bundesrepublik.....	124
4.3.3 Beispiele aus anderen Branchen	135
4.4 Langfristige Strategieoptionen	145
4.4.1 Grundlagen.....	145
4.4.2 Strategien "nach innen"	149
4.4.3 Strategien "nach außen"	152
5. Fallstudien	161
5.1 Auswahl	161
5.1.1 Parameter: Regionale / Kommunale Energieversorgungsunternehmen	161
5.1.2 Parameter: Siedlungstypen	163
5.1.3 Parameter: Alte / Neue Bundesländer.....	166
5.1.4 Parameter: Gebäudebestand / Neubaugebiete.....	167
5.1.5 Parameter: Versorgungssysteme.....	167

5.2 Vorgehen bei der Bearbeitung.....	169
5.2.1 Berechnung der Endenergiebedarfsentwicklung im betrachteten Gebiet	169
5.2.2 Zuordnung Gebäude- und Siedlungstypologie.....	171
5.2.3 Einführung "typisiertes Versorgungsunternehmen".....	171
5.2.4 Definition der Varianten für die Wärmeversorgung	173
5.2.5 Festlegung der Kostenansätze und Eingangsparameter für die Modellrechnungen.....	173
5.2.6 Berechnung der Sparten- und Unternehmensergebnisse.....	174
5.2.7 Sensitivitätsbetrachtungen	175
5.3 Fallstudie swb	180
5.3.1 Struktur des Wärmemarktes in Bremen	180
5.3.2 Definition der "Fallstudie swb".....	182
5.3.3 Entwicklung Endenergiebedarf Neue Vahr / Versorgungsgebiet EVU.....	184
5.3.4 Varianten der Wärmeversorgung Neue Vahr	187
5.3.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse	187
5.3.6 Fazit zur Wärmeversorgung Neue Vahr.....	192
5.4 Fallstudie MVV I.....	195
5.4.1 Struktur des Wärmemarktes in Mannheim	195
5.4.2 Definition der "Fallstudie MVV I"	197
5.4.3 Entwicklung Endenergiebedarf Planquadrat R7 / Versorgungsgebiet EVU	200
5.4.4 Varianten der Wärmeversorgung Planquadrat R7	203
5.4.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse	203
5.4.6 Fazit zur Wärmeversorgung Planquadrat R7	208
5.5 Fallstudie MVV II.....	210
5.5.1 Struktur des Wärmemarktes in Mannheim / Verweis	210
5.5.2 Definition der "Fallstudie MVV II"	210
5.5.3 Entwicklung Endenergiebedarf Sandhofen-Nord / Versorgungsgebiet EVU.....	211
5.5.4 Varianten der Wärmeversorgung Sandhofen-Nord.....	214
5.5.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse	217
5.5.6 Fazit zur Wärmeversorgung Sandhofen-Nord.....	227
5.6 Fallstudie EWE	229
5.6.1 Struktur des Wärmemarktes im EWE-Versorgungsgebiet	229
5.6.2 Definition der "Fallstudie EWE"	231
5.6.3 Entwicklung Endenergiebedarf Ökosiedlung Heide / Versorgungsgebiet EVU..	232
5.6.4 Varianten der Wärmeversorgung Ökosiedlung Heide.....	234
5.6.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse	234
5.6.6 Fazit zur Wärmeversorgung Ökosiedlung Heide.....	242

6. Ergebnisse und Schlussbetrachtung	245
6.1 Ergebnisse der Fallstudien	245
6.1.1 Ergebnisse unter ökonomischen Aspekten	245
6.1.2 Ergebnisse unter strategischen Aspekten	249
6.2 Vergleichende Bewertung	257
6.2.1 Situation der Energieversorgungsunternehmen heute	257
6.2.2 Strategische Optionen	258
6.2.3 Strategische Entscheidungen	260
6.2.4 Rolle des Produktportfolios	262
Literatur- und Quellenverzeichnis	267

ANHANG

II. Abkürzungsverzeichnis

AA	Automobile Association
ABL	Alte Bundesländer
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V, Frankfurt
BA	Bauabschnitt
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Köln
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKZ	Baukostenzuschuss
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CRM	Customer Relationship Management
DH	Doppelhäuser
DIHT	Deutscher Industrie- und Handelstag, Bonn
DLR	Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn
E.ON	E.ON, Düsseldorf
EDL	Energiedienstleistungen
EFH	Einfamilienhäuser
EnBW	Energieversorgung Baden-Württemberg AG, Karlsruhe
EnEV	Energieeinsparverordnung
ESB	Energie Sachsen Brandenburg AG, Markkleeberg
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWE	Energieversorgung Weser-Ems AG, Oldenburg
EWL	Energie und Wasser Lübeck GmbH
FW	Fernwärme
GE	Gewerbeeinheiten
GEW	Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG
HA	Hausanschluss
HZ	Heizzentrale
IER	Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Stuttgart
IIR	Institute for International Research, Frankfurt
IKARUS	Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien
ISI	Fraunhofer Institut für Innovationsforschung und Systemtechnik, Karlsruhe
IT	Informationstechnologien
IWU	Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MFH	Mehrfamilienhäuser
MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft AG
NBG	Neubaugebiet
NBL	Neue Bundesländer
NEH	Niedrigenergiehäuser
NHL	Netzhöchstlast
NSSH	Nachtstromspeicherheizung
NW	Nahwärme
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
RH	Reihenhäuser
RW	Raumwärme
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG, Essen
ST	Siedlungstyp
STE	Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung am FZ Jülich
SVK	Sondervertragskunden
swb	swb Enordia GmbH, Bremen
SWE	Strom- und Fernwärme GmbH, Erfurt
TK	Tarifkunden
ÜNH	Überlandwerke Nord Hannover AG
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., Frankfurt
VEA	Bundesverband der Energieabnehmer e.V., Hannover
VEBA	Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks AG, Düsseldorf
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke, Dortmund
VIAG	Vereinigte Industrie-Unternehmungen AG, München
VIK	Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
VV	Verbändevereinbarung
VWEW	Verlags- u. Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH
WE	Wohneinheiten
WIS	Wartung, Instandhaltung, Service
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WSVO	Wärmeschutzverordnung
WWB	Warmwasserbereitung
ZH	Zentralheizung
ZVSHK	Zentralverband Sanitär Heizung Klima, St. Augustin

III. Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1-1:	Endenergieverbrauch der Haushalte in der BRD 1997	7
Abb. 2.1-2:	Spezifischer Endenergiebedarf für RW und WWB im EFH	9
Abb. 2.1-3:	Darstellung einer stufenweisen Verschärfung des Wärmeschutzes	13
Abb. 2.1-4:	Verlauf des Wärmebedarfs (Raumwärme + Warmwasserbereitung) in einem EFH bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard	19
Abb. 2.2-1:	Struktur der Erdgaswirtschaft in Deutschland	22
Abb. 2.2-2:	Versorgungsgebiete der Ferngasgesellschaften in der Bundesrepublik	23
Abb. 2.3-1:	Beheizungsstruktur der Wohnflächen in der Bundesrepublik	38
Abb. 2.4-1:	Funktionsweise des IKARUS-Raumwärmemodells	45
Abb. 2.4-2:	Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden (Trendszenario, Sanierungseffizienz 50%)	48
Abb. 2.4-3:	Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden / Trend- und Reduktionsszenario ...	49
Abb. 2.4-4:	Zukünftiger Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden der BRD in Abhängigkeit von der Sanierungseffizienz	50
Abb. 2.4-5:	Verringerung der Endenergienachfrage für Heizwärme und Warmwasserbereitung in TWh/a und %	51
Abb. 3.2-1:	Darstellung der Roth'schen Siedlungstypologie	56
Abb. 3.2-2:	Aufbau des Unternehmensmodells	57
Abb. 3.3-1:	Ansicht "Gebäudetypen und Baujahresklassen" in Lübeck	60
Abb. 3.4-1:	Entwicklung des Endenergiebedarfs für RW und WWB im Versorgungsgebiet der EWL für zwei Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung	78
Abb. 3.4-2:	Wärmeversorgungsstruktur nach Siedlungstypen im Gebiet der EWL GmbH in 2020 / Variante Fernwärme-Rückgang	80
Abb. 3.4-3:	Wärmeversorgungsstruktur nach Siedlungstypen im Gebiet der EWL GmbH in 2020 / Variante Fernwärme-Verdichtung	80
Abb. 3.4-4:	Erlösentwicklung der FW-Sparte der EWL GmbH bei unterschiedlicher FW-Entwicklung	81
Abb. 3.4-5:	Erlösentwicklung der Gas-Sparte der EWL GmbH bei unterschiedlicher FW-Entwicklung	82
Abb. 3.4-6:	Jahresergebnisse 2001, 2010 und 2020 der Fernwärme-, Gas- und Stromsparte der EWL GmbH in der Variante "Fernwärme-Rückgang" im Trendszenario	85
Abb. 3.4-7:	Vergleich der Ergebnisse der Fernwärme-, Gas- und Strom-Sparte in der Variante "Fernwärme-Rückgang" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung	86
Abb. 3.4-8:	Vergleich der Unternehmensergebnisse in den Varianten "Fernwärme-Rückgang" und „Fernwärme-Verdichtung“ im Trendszenario	89
Abb. 3.4-9:	Vergleich der Unternehmensergebnisse in den Varianten "Fernwärme-Rückgang" und „Fernwärme-Verdichtung“ im Reduktionsszenario	89

Abb. 3.4-10: Vergleich der Unternehmensergebnisse der EWL GmbH bei Fernwärme-Rückgang im Trendszenario (Variante 1.1).....	91
Abb. 3.4-11: Vergleich der Unternehmensergebnisse der EWL GmbH bei Fernwärme-Verdichtung im Trendszenario (Variante 2.1).....	91
Abb. 4.2-1: Dreistufiges Modell für Netzzugangsentgelte in Deutschland	102
Abb. 4.2-2: Veränderung der Gesamtumsätze in der Gas- und Mineralölwirtschaft bis 2020 bezogen auf 1995.....	112
Abb. 4.3-1: Wertenetze der Spieltheorie	122
Abb. 4.3-2: Anteile der jeweils 6 größten Unternehmen am Branchen-Gesamtumsatz.....	136
Abb. 4.4-1: Strategieentwicklungen	146
Abb. 4.4-2: Darstellung der "Unternehmensidentität".....	149
Abb. 5.2-1: Entwicklung des Endenergiebedarfs Neue Vahr / Trendszenario	170
Abb. 5.2-2: Wärmebedarfsentwicklung im Stadtgebiet Neue Vahr / Reduktionsszenario .	170
Abb. 5.2-3: Ausschnitt aus dem Lageplan "Neue Vahr".....	171
Abb. 5.2-4: Vergleich der Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante und bei Variation der Gasbezugskosten mit / ohne Anpassung der Erlöse	176
Abb. 5.3-1: Versorgungsgebiet der swb Enordia GmbH.....	180
Abb. 5.3-2: Mit Fern-, Block- oder Zentralheizung beheizte Wohngebäude im Land Bremen am 30. September 1993 nach Energieträger.....	181
Abb. 5.3-3: Anteile der einzelnen Sparten an den Umsatzerlösen der swb Enordia GmbH in 1999	181
Abb. 5.3-4: Stadtgebiet Neue Vahr mit Fernwärmeversorgungsnetz.....	183
Abb. 5.3-5: Entwicklung Fernwärmeverbrauch in 4 Gebäuden.....	184
Abb. 5.3-6: Entwicklung des Endenergiebedarfs (RW) im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (swb).....	186
Abb. 5.3-7: Entwicklung des Endenergiebedarfs (RW) im Bremer Osten.....	186
Abb. 5.3-8: Jahresergebnisse der Unternehmenssparten für verschiedene Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung / Variante 1.....	188
Abb. 5.3-9: Jahresergebnisse der Fernwärmesparte im Trendszenario bei Variation der Gasbezugskosten.....	189
Abb. 5.3-10: Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung im Trendszenario	194
Abb. 5.3-11: Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung und Wärmeabsatzentwicklung entsprechend "swb-Ansatz"	194
Abb. 5.4-1: Gas-Versorgungsgebiet der MVV Energie AG	195
Abb. 5.4-2: Umsätze der einzelnen Sparten der MVV Energie AG 1999/2000.....	196
Abb. 5.4-3: Fernwärme- und Gasvorzugsgebiete in Mannheim.....	197
Abb. 5.4-4: Innenstadt Mannheim mit Planquadrat R7	198
Abb. 5.4-5: Gasversorgungsnetz Mannheim, Ausschnitt Innenstadt	199

Abb. 5.4-6:	Entwicklung des Wärmeabsatzes im "Planquadrat R7" im Vergleich zwischen Trend- und Reduktionsszenario.....	201
Abb. 5.4-7:	Unternehmensergebnisse in T€/a der Varianten 1 und 2 / Trendszenario.....	207
Abb. 5.5-1:	Auszug aus dem Stadtplan Mannheim mit Neubaugebiet Sandhofen-Nord ...	211
Abb. 5.5-2:	Wärmeversorgung Sandhofen Nord - Variante 1	215
Abb. 5.5-3:	Wärmeversorgung Sandhofen Nord - Variante 2	217
Abb. 5.5-4:	Unternehmensergebnisse in T€/a in der Variante 1 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung	219
Abb. 5.5-5:	Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Wärmeversorgung im Trendszenario.....	221
Abb. 5.5-6:	Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Wärmeversorgung im Reduktionsszenario	222
Abb. 5.5-7:	Unternehmensergebnisse in T€/a bei verschiedenen Varianten der Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord und Variation einiger Parameter / Trendszenario.....	225
Abb. 5.6-1:	Versorgungsgebiet der EWE AG.....	229
Abb. 5.6-2:	Lageplan "Ökosiedlung Heide" (Ausschnitt)	232
Abb. 5.6-3:	Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante und bei Variation der Gasbezugskosten mit / ohne Anpassung der Erlöse.....	238

IV. Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1-1: Monatlicher Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung einem EFH bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard	19
Tab. 2.2-1: Beheizungsstruktur der Wohnungen und Wohnflächen inDeutschland 1997, Angaben in %	21
Tab. 2.2-2: Entwicklung der Fernwärmeversorgung in den Alten (ABL) und den neuen (Bundesländern (NBL)).....	27
Tab. 2.3-1: Grobklassierung der in Wohngebäuden eingesetzten Heizungstechniken und Energieträger.....	31
Tab. 2.3-2: Beiträge der Heizungstechniken/Energieträger an der Beheizung der Wohnflächen.....	31
Tab. 2.4-1: Gebäudetypologie für die ABL.....	44
Tab. 2.4-2: Energieträgerstruktur bezogen auf Wohn-/Nutzflächen für Raumwärme und Warmwasser (in %)	47
Tab. 3.2-1: Beschreibung der Roth'schen Siedlungstypen	55
Tab. 3.3-1: Datenübersicht Energie und Wasser Lübeck GmbH.....	59
Tab. 3.3-2: Auszug aus der Tabelle für die Definition der Siedlungstypen	64
Tab. 3.3-3: Typische Kennzahlen nach Siedlungstypen (Urzustand, ohne Wärme- dämmung, Normaußentemperatur -14°C).....	65
Tab. 3.3-4: Korrekturfaktoren für die Kennwerte zum Endenergiebedarf pro Gebäude (Stand 1995) im Versorgungsgebiet der EWL.....	66
Tab. 3.3-5: Geografische Rahmenbedingungen des Versorgungsgebietes der EWL	67
Tab. 3.3-6: Endenergiebedarf für RW und WWB pro Gebäude und Unterverteilnetzlänge / Vergleich der Roth'schen Kennwerte mit den für Lübeck ermittelten Werten ...	68
Tab. 3.3-7: Maximaler Anschlussgrad einer FW-Versorgung bezogen auf Siedlungs- typen.....	70
Tab. 3.3-8: Korrigierte Unterverteilnetzlängen für ein Fernwärmenetz im Versorgungs- gebiet der EWL GmbH	72
Tab. 3.3-9: Verteilung der von Wohnungsbaugesellschaften verwalteten Gebäude nach Anzahl und Wärmebedarf auf die Stadtteile Lübecks.....	73
Tab. 3.3-10: Anzahl der Gebäude aus definierten Baualtersklassen in den einzelnen Stadtteilen Lübecks	76
Tab. 3.3-11: Basisdaten für die Rechnungen mit dem Simulationsmodell	77
Tab. 3.3-12: Daten für die Fernwärmeerzeugung in Lübeck	77
Tab. 3.4-1: Erlösentwicklung der Fernwärme- und der Gassparte der EWL GmbH (in T€) in unterschiedlichen Varianten der Fernwärmeentwicklung.....	81
Tab. 3.4-2: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Fernwärmeerzeugung der EWL GmbH	82
Tab. 3.4-3: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Fernwärmeverteilung der EWL GmbH	83
Tab. 3.4-4: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Gasverteilung der EWL GmbH	84

Tab. 3.4-5:	Finanzierungsplanung für die Fernwärmeerzeugung (GuD-Anlage und Spitzenlastkessel) (in T€)	86
Tab. 3.4-6:	Prozentuale Entwicklung der Jahresergebnisse in den einzelnen Sparten der EWL GmbH bei Fernwärme-Rückgang	87
Tab. 3.4-7:	Mittlere Differenz der Jahresergebnisse zwischen dem Trend- und dem Reduktionsszenario bei Fernwärme-Rückgang.....	87
Tab. 3.4-8:	Sparten- und Jahresergebnisse der EWL GmbH (in T€) in der Variante "Fernwärme-Rückgang" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung	87
Tab. 3.4-9:	Jahresergebnisse der Fernwärme-, Gas- und Stromsparte der EWL GmbH (in T€) in der Variante "Fernwärme-Verdichtung" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung	88
Tab. 3.4-10:	Ansätze für Sensitivitätsanalysen zum Unternehmensergebnis der EWL GmbH	90
Tab. 3.4-11:	Unternehmensergebnisse der EWL GmbH (in T€) bei unterschiedlichen Varianten einer zukünftigen FW-Versorgung mit Sensitivitätsbetrachtungen entsprechend Tabelle 3.4-10.....	90
Tab. 4.2-1:	Vergleich der Energieversorgungsstruktur von Neubaugebieten	106
Tab. 4.2-2:	Investitionen für Nahwärme- und Gasheizsysteme	107
Tab. 4.3-1:	Aktionsfelder und Instrumente eines Energiedienstleistungsunternehmens (Auszug)	133
Tab. 4.3-2:	Vergleich von Kenndaten und aktuellen Entwicklungen in ausgewählten Wirtschaftsbranchen in der BRD (Stand 1999)	140
Tab. 4.3-3:	Dienstleistungs-Tochterunternehmen der DaimlerChrysler AG	141
Tab. 5.1-1:	Einwohnerdichte in den Versorgungsgebieten der projektbeteiligten EVU	162
Tab. 5.1-2:	Übersicht über die Flächen und Einwohnerzahlen der Versorgungsgebiete der im VDEW zusammengeschlossenen EVU.....	162
Tab. 5.1-3:	Anteile der in Städten lebenden Bevölkerung der Bundesrepublik	163
Tab. 5.1-4:	Nutzflächen in den Siedlungstypen der Alten Bundesländer in 2000.....	166
Tab. 5.1-5:	Übersicht Fallstudien.....	168
Tab. 5.2-1:	Ansätze für die Reduzierung des Wärmeabsatzes im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV) von 2000 bis 2020	173
Tab. 5.2-2:	Ansätze für Sensitivitätsbetrachtungen für das Unternehmensergebnis.....	175
Tab. 5.2-3:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante sowie bei Variation des Zinssatzes	177
Tab. 5.2-4:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante sowie bei Variation der Nahwärmeerlöse	178
Tab. 5.3-1:	Jahresergebnisse der einzelnen Sparten in T€ für verschiedene Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung / Variante 1	188
Tab. 5.3-2:	Jahresergebnisse FW-Sparte in T€ im Trendszenario bei Fernwärmeerzeugung ohne KWK / Variante 2 und Variation der Gasbezugskosten	190
Tab. 5.3-3:	Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario bei Fernwärmeerzeugung ohne KWK und Variation der Gasbezugskosten mit Preis Anpassung	191

Tab. 5.3-4:	Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario / Variante 3, ohne Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen.....	191
Tab. 5.3-5:	Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario / Variante 3, mit Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen.....	192
Tab. 5.3-6:	Übersicht Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung im Trendszenario	193
Tab. 5.3-7:	Übersicht Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung und Wärmebedarfsentwicklung entsprechend "swb-Ansatz"	193
Tab. 5.4-1:	Entwicklung des Fernwärme- und Erdgasmarktes der MVV Energie AG	196
Tab. 5.4-2:	Wärmeversorgungsstruktur "Planquadrat R7";.....	200
Tab. 5.4-3:	Ansätze für die Reduzierung des Wärmeabsatzes im Versorgungsgebiet eines typisierten Unternehmens (MVV I) bis 2020	202
Tab. 5.4-4:	Ergebnisse der Wärmeabsatzentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV I) - unterschieden nach Energieträgern.....	202
Tab. 5.4-5:	Unternehmensergebnisse in T€/a bei paralleler Gas- / FW-Versorgung von 24 Häuserblocks in verschiedenen Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung.....	205
Tab. 5.4-6:	Unternehmensergebnisse in T€ bei Gasrückbau in 24 Häuserblocks in verschiedenen Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung.....	206
Tab. 5.5-1:	Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf NBG Sandhofen-Nord°/ 1.BA .	212
Tab. 5.5-2:	Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf NBG Sandhofen-Nord°/ 2.BA .	212
Tab. 5.5-3:	Ergebnisse der Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV II) / Trend- und Reduktionsszenario.....	214
Tab. 5.5-4:	Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 1	215
Tab. 5.5-5:	Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 2	216
Tab. 5.5-6:	Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 3	216
Tab. 5.5-7:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 1 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung	219
Tab. 5.5-8:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 2 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung	220
Tab. 5.5-9:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 3 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung	221
Tab. 5.5-10:	Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante der Versorgungskonzepte sowie bei Erhöhung des Zinssatzes	223
Tab. 5.5-11:	Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante der betrachteten Versorgungskonzepte sowie bei Reduzierung der Gaserlöse....	224
Tab. 5.5-12:	Unternehmensergebnisse in T€/a bei verschiedenen Varianten der Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord und Variation einiger Parameter / Trendszenario.....	225
Tab. 5.5-13:	Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] Neubaugebiet Sandhofen-Nord im Trendszenario / Vergleich Wärmedämmstandard nach EnEV (Trend) und WSVO.....	227

Tab. 5.5-14: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 2 im Trendszenario / Vergleich Wärmedämmstandard nach EnEV (Trend) und WSVO.....	227
Tab. 5.6-1: Entwicklung Gasabsatz der EWE AG.....	230
Tab. 5.6-2: Entwicklung der Nah- und Fernwärmesysteme der EWE AG seit 1995.....	230
Tab. 5.6-3: Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf Öko-Siedlung Heide	233
Tab. 5.6-4: Ergebnisse der Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (EWE).....	234
Tab. 5.6-5: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Endenergiebedarfsentwicklung / Variante Nahwärmeversorgung.....	236
Tab. 5.6-6: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Endenergiebedarfsentwicklung / Variante Gas-Einzelversorgung	236
Tab. 5.6-7: Ansätze der Sensitivitätsbetrachtungen für das Unternehmensergebnis eines typisierten EVU	237
Tab. 5.6-8: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a mit einem Zinssatz von 12% für unterschiedliche Versorgungsvarianten / Trendszenario	239
Tab. 5.6-9: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante sowie bei Variation der Nahwärmeerlöse / Trendszenario	240
Tab. 5.6-10: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante sowie mit Kostenansätzen des bremer energie instituts entsprechend Tabelle 5.6-7	241
Tab. 5.6-11: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante Nahwärme entsprechend Tabelle 5.6-5 sowie bei NW-Versorgung von zusätzlich 17 Neubaugebieten	242
Tab. 5.6-12: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante Gas entsprechend Tabelle 5.6-6 sowie bei Gas-Einzelversorgung von zusätzlich 17 Neubaugebieten	242
Tab. 6.1-1: Fragestellung der Fallstudien, strategische Optionen und tatsächliche Entscheidungen der EVU	252

1. Grundlagen der Untersuchung

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Untersuchungen basieren auf verschiedenen und zum Teil in Kooperation mit weiteren bundesdeutschen Forschungsinstitutionen seit dem Jahre 1999 am bremer energie institut bearbeiteten Projekten. So ist das im Kapitel 3.2 beschriebene und im Zuge der hier erfolgten Berechnungen erweiterte Unternehmensmodell als Teil einer im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. durchgeführten Ermittlung von "Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien" [vgl. AGFW (2000a)] am bremer energie institut entstanden. Grundlage für die Definition der Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung bildete eine maßgeblich durch das Forschungszentrum Jülich bearbeitete Studie zur "Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden" [vgl. Kleemann (2000)], die ihrerseits auf dem am FZ Jülich entwickelten IKARUS-Raumwärmemodell beruht.

1.1 Problemstruktur

Bereits bei Erlass der 3. Wärmeschutzverordnung im Jahre 1995 (WSVO 95) stellte das damalige Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen eine weitere Verschärfung für Ende der 90er Jahre in Aussicht. Der Bauausschuss des Deutschen Bundestages hat daraufhin am 20.2.1997 im Rahmen seiner Beschlussempfehlung über ein CO₂-Minderungsprogramm angeregt, den zulässigen Heizwärmebedarf für Neubauten ab Januar 1999 um weitere 25% zu reduzieren.

Der vorgesehene Zeitplan konnte nicht eingehalten werden; erst im Juli 2001 stimmte der Bundesrat der vorgelegten letzten Entwurfsfassung zu. Die sogenannte „Energieeinsparverordnung“ (EnEV) trat zum 1. Februar 2002 in Kraft. Mit den hier festgelegten Bestimmungen nähert sich der vorgeschriebene Wärmeschutzstandard im Neubaubereich demjenigen von heute ausgeführten Niedrigenergie-Häusern (NEH, max. 70 kWh/m²a). Und auch im Gebäudebestand werden im Zuge von Sanierungs- oder Modernisierungsmaßnahmen erhöhte Anforderungen an Wärmedämmung und Heizungstechnik gestellt.

Da das Energie-Einsparpotenzial im Neubaubereich mit der oben genannten Reduzierung des zulässigen Heizwärmebedarfes noch nicht ausgeschöpft ist (Passivhäuser, Null-Energie-Häuser) und sich zudem ein gegenüber den Bestimmungen der WSVO 95 erhöhter Wärmeschutzstandard auch für den erheblich größeren Bereich der Altbauten durchsetzen wird, ist langfristig von einem deutlichen Anstieg des Wärmeschutzstandards im Gesamt-Gebäudebestand der Bundesrepublik auszugehen. Diese Entwicklung wird zu einer Reduzierung des Endenergiebedarfs für die Raumwärmebereitstellung in Gebäuden führen, und es stellt sich die Frage, welche Auswirkungen sich hieraus für die Versorgungsstruktur der Stadtwerke, Regionalversorger und Verbundunternehmen im Wärmemarkt ergeben.

Neben einem zu erwartenden Absatzrückgang führt die im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte entstandene Wettbewerbssituation zu einer zusätzlichen Verschärfung der wirtschaftlichen Situation der Versorgungsunternehmen. Mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 wurde die bisherige Monopolstruktur aufgehoben, die bundesdeutsche Energieversorgungswirtschaft muss ihre Entscheidungen erstmals auf der Grundlage von bestehenden Markt- und Wettbewerbsgegebenheiten treffen.

In Anbetracht eines prognostizierten Absatzrückgangs im Raumwärmebereich und der im liberalisierten Markt neu entstandenen Konkurrenzsituation in der Strom- und in der Gaspartie ist davon auszugehen, dass die Energieversorgungsunternehmen der Bundesrepublik vor einer umfassenden strategischen Neuorientierung stehen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sollen deren Grundlagen zusammengestellt und mögliche Instrumente / Handlungsoptionen erarbeitet und bewertet werden.

1.2 Zielsetzungen

Für die Bearbeitung der zentralen Fragestellung der vorliegenden Untersuchung zu den Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Energieversorgungsunternehmen und zur Ermittlung von strategischen Handlungsoptionen wurde das Vorhaben in einzelne Phasen mit unterschiedlichen Zielsetzungen und Arbeitsmethoden gegliedert. Die jeweiligen Zielsetzungen werden nachfolgend benannt, eine Darstellung der spezifischen Arbeitsmethoden und beteiligten Kooperationspartner erfolgt im Kapitel 1.3.

Zielsetzung einer ersten Phase war die Quantifizierung der zu erwartenden Reduzierung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden, die zum einen in Kooperation mit der "Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung" (STE) des Forschungszentrums Jülich prozentual für den Gesamtgebäudebestand der Bundesrepublik und in einem zweiten Schritt exemplarisch für das Versorgungsgebiet eines existierenden EVU durchgeführt wurde. Die spezifischen Untersuchungen zu einem konkreten Versorgungsunternehmen dienten zudem der Darstellung sowie der Überprüfung des am bremer energie institut entwickelten und hier eingesetzten Unternehmensmodells.

Bevor auf der Grundlage der erzielten Ergebnisse Handlungsoptionen für die Energieversorgungsunternehmen erarbeitet wurden, sollten zunächst die diesbezüglich zur Verfügung stehenden Möglichkeiten in ihrer theoretischen Herleitung sowie anhand von praktischen Beispielen aus der Versorgungswirtschaft und aus anderen Branchen aufgezeigt werden.

Die parallele und mit Einsatz des genannten Unternehmensmodells durchgeführte Bearbeitung von Fallstudien diente der Verifizierung der getroffenen Aussagen, wobei insbesondere die betriebswirtschaftliche Relevanz eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmeabsatzes im Vergleich zu weiteren Einflussparametern zu betrachten war. Durch eine

enge Kooperation mit den jeweils beteiligten Energieversorgungsunternehmen¹ sollte eine größtmögliche Praxisrelevanz dieser Untersuchungen sichergestellt werden.

Ein abschließender Vergleich der durch die Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik allgemein bzw. durch die kooperierenden Unternehmen im besonderen verfolgten strategischen Zielsetzungen, eingesetzten Instrumenten und durchgeführten Maßnahmen mit den theoretisch zur Verfügung stehenden unternehmensstrategischen Optionen sollte eine zusammenfassende Bewertung der aktuellen Entscheidungsmöglichkeiten für die unterschiedlichen "Arten" von Versorgungsunternehmen ermöglichen.

1.3 Aufbau und Methodik

Kapitel 2:

In Form einer Literaturrecherche wurde zunächst eine Grundlagenerhebung durchgeführt, die im Ergebnis die aktuelle Situation sowohl auf der „Nachfrageseite“ (Stand des Wärmeschutzes in Deutschland, aktuelle Forschungsergebnisse zur Energieversorgung von Wohngebäuden mit reduziertem Wärmebedarf usw.) als auch auf der „Angebotsseite“ (Strukturen der Energieversorgung, Heizungssysteme, Energieträger-Märkte usw.) beschreibt (vgl. Kapitel 2.1 bis 2.3).

Hierauf aufbauend konnte in einem nächsten Schritt die zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes untersucht werden (vgl. Kapitel 2.4). In Kooperation mit der "Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung" des Forschungszentrums Jülich wurden dazu mit dem IKARUS-Raumwärmemodell (vgl. Kapitel 2.4.1) plausible und praxisrelevante Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor der Bundesrepublik gerechnet. Die Ergebnisse der Untersuchung umfassen die Prognose der Rahmenbedingungen und Leitparameter sowie Modellrechnungen und Sensitivitätsanalysen zur Entwicklung des Endenergiebedarfs für einen Zeitraum von 1995 bis 2050. Sie erlauben in einer ersten Abschätzung eine Analyse der Auswirkungen einer sinkenden Energienachfrage auf den Wärmemarkt (vgl. Kapitel 2.4.4).

Im Verlauf der Bearbeitung dieser Projektphase fanden zwei Workshops statt, die den am Projekt beteiligten Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit boten, Einfluss auf die Definition und Gewichtung der Eingangsparameter für die Szenarienrechnungen zu nehmen und die erzielten Ergebnisse unter dem Gesichtspunkt ihrer praktischen Relevanz für aktuelle unternehmerische Entscheidungen zu diskutieren.

Kapitel 3:

Um auf der Grundlage der zunächst für die Ebene der Bundesrepublik insgesamt durchgeführten Berechnungen zur zukünftigen Entwicklung des Wärmemarktes fundierte und insbesondere praxisrelevante Handlungsoptionen für Energieversorgungsunternehmen entwickeln zu können, die ihnen auch langfristig in einer Zeitperspektive bis zum Jahre 2020 eine zufriedenstellende Erlösstruktur - gegebenenfalls durch Kompensation des Ab-

¹ An der Untersuchung waren beteiligt: EWE AG, Oldenburg; GEW Köln AG; MVV Energie AG, Mannheim; Ruhrgas AG, Essen; Stadtwerke Hannover AG; swb Enordia GmbH, Bremen.

satzrückgangs im Wärmemarkt - sicherstellen, war eine weitere Quantifizierung der Reduktionspotenziale sowie eine Erfassung der betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des prognostizierten Absatzrückgangs erforderlich.

Hierzu wurde ein bereits im Jahre 1999 am bremer energie institut für eine Untersuchung zur zukünftigen Fernwärmeversorgung als Excel-Simulation erstelltes Unternehmensmodell dahingehend erweitert, dass neben der Strom- und Fernwärme- nun auch die Gaspartei eines Unternehmens berücksichtigt werden konnte (vgl. Kapitel 3.2).

Mit diesem Modell wurde dann ein beispielhaftes Energieversorgungsunternehmen der Bundesrepublik, die Energie und Wasser Lübeck GmbH (EWL) abgebildet (vgl. Kapitel 3.3). In einer intensiven Kooperation und Kommunikation mit diesem Unternehmen konnten die aktuellen Strukturen der Wärmeerzeugung und -verteilung sowie die derzeitige Wärmenachfrage anhand einer Vielzahl spezifischer Daten erfasst werden. Zudem wurde das gesamte Stadtgebiet Lübecks anhand von sogenannten Messtischblättern (Kartenmaterial im Maßstab 1:10.000) den "Roth'schen Siedlungstypen" zugeordnet (vgl. Kapitel 3.3.3), die im weiteren die Basis für die Ermittlung der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung sowie für eine Abschätzung der Potenziale für eine Fernwärme- bzw. Gasversorgung in Lübeck bildeten.

Durch die detaillierte Abbildung der EWL GmbH mit dem genannten Modell wurde es möglich, dieses einer Plausibilitätsüberprüfung zu unterziehen. Zudem erschien es sinnvoll, das Simulationsmodell in seiner Funktionsweise sowie in seinem Einsatz anhand eines konkreten Beispiels einmal ausführlich darzustellen, da es in einer späteren Phase der Untersuchung für die Bearbeitung der Fallstudien (vgl. Kapitel 5) noch einmal explizit zum Einsatz kommen soll.

Das Simulationsmodell ermittelte exemplarisch die Auswirkungen der vorab prognostizierten Bedarfsentwicklung im Trend- und im Reduktionsszenario (vgl. Kapitel 2.4.3) auf die Sparten-Ergebnisse der EWL GmbH sowie - in einer Gewinn- und Verlustrechnung - auf das Unternehmensergebnis.

Neben den genannten Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs wurden in den Simulationsrechnungen zwei in Abstimmung mit der EWL GmbH definierte Varianten für eine zukünftige Wärmeversorgung (vgl. Kapitel 3.4.2) von Gebäuden berücksichtigt.

Die auf der Grundlage der erzielten Rechenergebnisse erarbeiteten Handlungsempfehlungen für die Energie und Wasser Lübeck GmbH (vgl. Kapitel 3.4.6) basieren schwerpunktmäßig auf einer Bewertung von langfristigen betriebswirtschaftlichen Vorteilen der betrachteten Varianten der Wärmeversorgung.

Kapitel 4:

Anhand der im Kapitel 2.4 für die gesamte Bundesrepublik und im Kapitel 3 für das Versorgungsgebiet eines spezifischen EVU durchgeführten Berechnungen zur zukünftigen Entwicklung des Wärmeabsatzes in Gebäuden wird deutlich, dass mit relevanten Auswirkungen auf die Energieversorgungsunternehmen zu rechnen ist.

Aber nicht nur die Absatzentwicklung in einzelnen Unternehmenssparten, sondern vor allem auch die Folgen der Liberalisierung der Energiemärkte spielen eine überragende Rol-

le in bezug auf die aktuellen strategischen Entscheidungen in den Unternehmen der Energiewirtschaft.

Vor einer Erarbeitung von Handlungsoptionen und einer Beantwortung der Frage, wie die erforderlichen strategischen Entscheidungsprozesse in den Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik heute aussehen und welche - gegebenenfalls zusätzlichen - Strategien für eine langfristige Erlössicherung bestehen (vgl. Kapitel 4.4), gibt daher das Kapitel 4.2 zunächst einen Überblick über die vorliegenden Rahmenbedingungen, die anhand aktueller wissenschaftlicher Publikationen zusammengestellt wurden. Ein Hauptaugenmerk liegt dabei auf den Auswirkungen der Liberalisierung auf die leitungsgebundene Energieversorgung (Fern/Nahwärme- und Gasversorgung).

Es folgt dann ein Exkurs zu den theoretischen Ansätzen des strategischen Managements (vgl. 4.3.1), an den sich eine Übersicht über die aktuellen strategischen Entwicklungen in den Versorgungsunternehmen (vgl. Kapitel 4.3.2) sowie eine Zusammenstellung von Strategien aus anderen Wirtschaftsbranchen (vgl. Kapitel 4.3.3) anschließt, die bereits länger als die Energiewirtschaft einem internationalen Wettbewerb und/oder schrumpfenden Absatzmärkten ausgesetzt sind.

Kapitel 5:

Um die erforderlichen Voraussetzungen für eine unternehmerische Entscheidung hinsichtlich der strategischen Marktpositionierung (Kostenführerschaft - Diversifizierung, Konzentration auf das Kerngeschäft - Ausweitung der Geschäftsfelder, Gasversorgung - Fern-/Nahwärmeversorgung) insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten anhand praxisorientierter Beispiele zu untersuchen, wurden in Kooperation mit ausgewählten Versorgungsunternehmen Fallstudien durchgeführt, die in ihren Grundlagen und Ergebnissen im Kapitel 5 dokumentiert sind.

Bei der Auswahl dieser Fallstudien wurde angestrebt, ein möglichst breites „Spektrum“ der Wärmeversorgung von Gebäuden abzudecken und Beispiele aus dem Neubaubereich sowie aus dem Gebäudebestand, unterschiedliche Siedlungsstrukturen (ländliche Versorgungsgebiete und hochverdichtete städtische Bebauung) und Wärmeversorgungssysteme (Fern- und Nahwärme, Gas usw.) zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 5.1).

Die Wärmeversorgung auf Erdgasbasis spielt in der Bundesrepublik insbesondere in verdichteten, städtischen Versorgungsgebieten eine herausragende Rolle. Die zukünftige Entwicklung des Erdgasmarktes und die resultierenden Auswirkungen auf ein Versorgungsunternehmen wurden daher für ein gesamtes Stadtgebiet exemplarisch am Beispiel und in Kooperation mit der Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW) erarbeitet. Ein im Juli 2001 fertig gestellter Bericht fasst die maßgeblich durch die "Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung" des Forschungszentrums Jülich erarbeiteten Ergebnisse dieser ersten Fallstudie zusammen.

Weitere Fallstudien wurden wie folgt definiert:

Fallstudie swb: Zukunft der Fernwärmeversorgung einer Mehrfamilienhaussiedlung (Zeilenbauweise, Baujahr 1965/66) im Versorgungsgebiet der swb Enordia GmbH, Bremen (vgl. Kapitel 5.3)

Fallstudie MVV I: Kriterien für die zukünftige Wärmeversorgung - durch Gas und/oder Fernwärme - bei innerstädtischer Blockrandbebauung in Mannheim (vgl. Kapitel 5.4)

Fallstudie MVV II: Optionen einer Wärmeversorgung von Neubaugebieten mit durchschnittlicher Siedlungsdichte im Versorgungsgebiet der MVV Energie AG (vgl. Kapitel 5.5)

Fallstudie EWE: Fragen der Wärmeversorgung von Neubaugebieten unter dem Aspekt des sinkenden Wärmebedarfs in Gegenden mit sehr geringer Siedlungsdichte (Versorgungsgebiet der EWE AG, Oldenburg (vgl. Kapitel 5.6)

In Rahmen der Bearbeitung erfolgte jeweils in einem ersten Schritt die Berechnung der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im betrachteten Gebiet auf der Grundlage von IKARUS-Modelldaten (vgl. Kapitel 2.4.1), wobei eine Unterscheidung zwischen Beispielen aus dem Gebäudebestand und Neubaugebieten vorgenommen wird.

Die anschließende Definition der Siedlungstypen, die einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung haben und daher für die geplanten Rechnungen mit dem Simulationsmodell von großer Bedeutung sind, basiert auf der unter Kapitel 3.2 bereits beschriebenen Roth'schen Siedlungstypologie.

Nach einer in Abstimmung mit den beteiligten Energieversorgungsunternehmen durchgeführten Festlegung der jeweils zu betrachtenden Varianten für die Wärmeversorgung konnte mit Hilfe des Simulationsmodells (vgl. Kapitel 3.2) der relative Einfluss der Wärmebedarfsentwicklung für unterschiedliche Konzepte der Wärmeversorgung untersucht werden. Die für die einzelnen Unternehmen ausgesprochenen konkreten Handlungsoptionen leiten sich aus den resultierenden betriebswirtschaftlichen Ergebnissen der Modellrechnungen ab.

Kapitel 6:

Das abschließende Kapitel 6 liefert zunächst eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Fallstudien

- unter ökonomischen Gesichtspunkten anhand der konkreten Zahlenwerte der durchgeführten Modellrechnungen (vgl. Kapitel 6.1.1) sowie
- unter strategischen Aspekten unter anderem auf der Grundlage der Rahmenbedingungen eines liberalisierten Energiemarktes (vgl. Kapitel 6.1.2).

Es wird die Frage erörtert, welche Marktstrategien die beteiligten Versorgungsunternehmen verfolgen, auf welcher Grundlage die diesbezüglichen Entscheidungen getroffen werden und inwieweit die zur Verfügung stehenden strategischen Instrumente zum Einsatz kommen.

In einer vergleichenden Schlussbetrachtung werden die unter den aktuell herrschenden Bedingungen erfolversprechenden sowie die heute in den Unternehmen der Energiewirtschaft tatsächlich umgesetzten Strategien zusammengestellt (vgl. Kapitel 6.2.3), um abschließend die diesbezüglich existierenden Unterschiede zwischen den verschiedenen "Arten" von Versorgungsunternehmen herauszuarbeiten und zu bewerten (vgl. Kapitel 6.2.4).

2. Struktur und Entwicklung des Wärmemarktes

Eine wesentliche Grundlage für die Struktur des Wärmemarktes in der Bundesrepublik sowie für seine zukünftige Entwicklung sind die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf den Wärmeschutz und die Heizungstechnik in Gebäuden. Sie werden nachfolgend im Überblick zusammengestellt.

2.1 Wärmeschutz in der Bundesrepublik

Bis vor wenigen Jahrzehnten gab es kaum Möglichkeiten, Gebäude im Hinblick auf den Heizwärmebedarf zu optimieren. Der lange ausgeführte Gebäudestandard mit einem Heizwärmebedarf von 150 – 250 kWh/m²a wurde in den 70er Jahren im Zuge der sogenannten "Öl-Krise" erstmals durch Dämm-Maßnahmen an der Gebäudehülle verbessert. Die Dämmstärken nahmen zu, Glasqualitäten wurden verbessert, so dass vor etwa 10-15 Jahren Werte von etwa 50 kWh/m²a realisiert werden konnten.

Heute tragen die privaten Haushalte mit einem Anteil von etwa 30 % zum gesamten Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik bei, davon entfallen wiederum fast 80 % auf die Raumheizung (s. Abbildung 2.1-1).

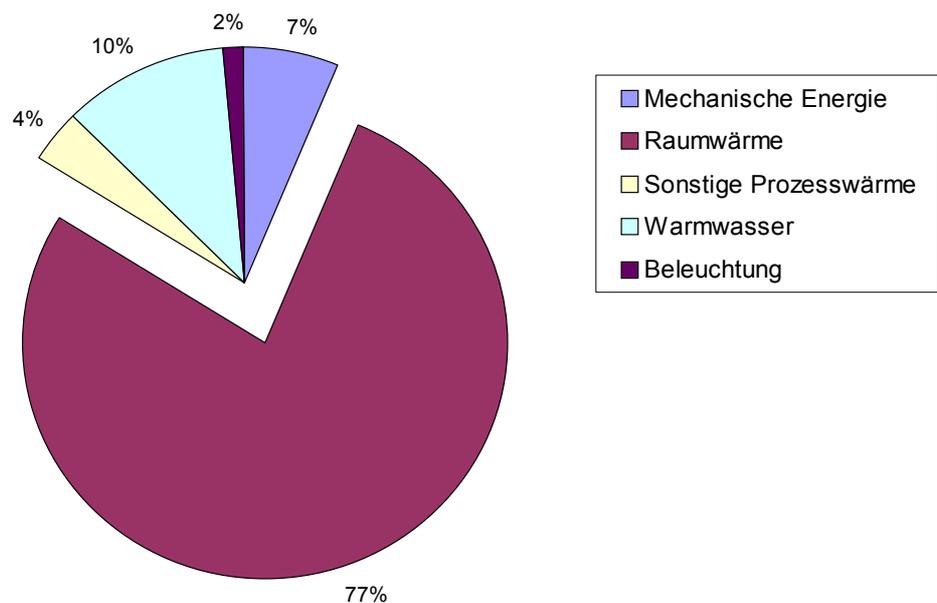


Abbildung 2.1-1: Endenergieverbrauch der Haushalte in der BRD 1997; Quelle: [Schiffer (1999), S. 298]

Für die sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene bestehenden Bemühungen zur Verminderung der CO₂-Emissionen bietet daher die Reduzierung des Wärmebedarfes in Gebäuden einen wichtigen Ansatzpunkt für eine systematische CO₂-Minderung.

Dabei unterscheiden sich die Voraussetzungen und die bestehenden Energieeinsparpotenziale, die sich im Gebäudebestand bieten, deutlich von denjenigen im Neubaubereich.

Der Wohnungsbestand in der Bundesrepublik belief sich im Jahre 1997 auf etwa 36 Mio. Wohnungen; von diesen wurden 6 Mio. nach 1982, d.h. unter Berücksichtigung von vorgeschriebenen Wärmedämm-Maßnahmen und mit Einbau modernerer Heizungsanlagen errichtet. Bei einer Fortführung der bisherigen Bautätigkeit werden bis 2010 noch einmal 4,5 Mio. Wohnungen hinzukommen. Nach vorliegenden Prognosen wird sich auch im Jahr 2020 noch 75 % der Wohnfläche in Altbauten befinden, die vor 1982 errichtet wurden [vgl. IWU (1989)].

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass der Gebäudesektor durch wesentlich längere Investitionszyklen charakterisiert ist als andere Investitionsbereiche, so dass hier unter dem Aspekt einer "lost opportunity" ein besonderer Handlungsbedarf besteht. Laut Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung erfolgen Renovierungen an der Gebäudehülle bei Wohngebäuden alle 30 bis 40 Jahre, bei Verwaltungsgebäuden alle 20 bis 30 Jahre; Heizkessel werden nach etwa 15 Jahren erneuert [ISI (1999), S. 7].

Insgesamt sank der spezifische Heizenergiebedarf im Gebäudebestand der Bundesrepublik von 300 kWh/m²a im Jahre 1977 auf durchschnittlich 180 kWh/m²a in 1994 [Heinloth (1997), S. 163]. Jährlich werden etwa 100.000 Wohneinheiten im Gebäudebestand energetisch saniert. Allerdings betreffen die Maßnahmen meist nur die Dämmung der Fassade und den Ersatz der Fenster durch eine Wärmeschutzverglasung. Das bei einer optimierten Bestandssanierung technisch erschließbare Energieeinsparpotenzial wird bei weitem nicht ausgeschöpft.

Zu den im Bestand insgesamt existierenden Einsparpotenzialen gibt es eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen. Unter anderem bearbeitete das Institut Wohnen und Umwelt in Darmstadt 1989 bzw. 1994 im Auftrag der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ diese Fragestellung und kam zu dem Ergebnis, dass mit den am Markt verfügbaren Techniken zum verbesserten Wärmeschutz ein technisches Einsparpotenzial im Wohngebäudebestand von etwa 71 % in den Alten und 77 % in den Neuen Bundesländern [IWU (1995), S. 14] besteht. In aktualisierten Studien aus den Jahren 1995 bzw. 1997 wird das wirtschaftlich erschließbare Einsparpotenzial in Abhängigkeit von der Energiepreisentwicklung angegeben. Für den Durchschnitt des bundesdeutschen Gebäudebestandes wird auch hier ein Energieeinsparpotenzial von über 50% ermittelt. In beiden Fällen wird vorausgesetzt, dass die baulichen Energiesparmaßnahmen an ohnehin durchzuführende Instandsetzungs- oder Modernisierungsmaßnahmen gekoppelt werden.

Im Bereich des Wohnungsneubaus stellt sich die Situation - neben den bestehenden Einflussmöglichkeiten der Wärmeschutzverordnung - einfacher dar. Dass Einsparungen im Brennstoffverbrauch in der Größenordnung von 30 % im Vergleich zum heutigen Wärmedämmstandard mit den in der Praxis gebräuchlichen Techniken und Konstruktionen möglich sind, beweisen seit Jahren der schwedische und inzwischen auch der dänische Wohnungsbau sowie die große Anzahl der Niedrigenergie-Häuser (NEH), die inzwischen in der Bundesrepublik gebaut worden sind. Der Endenergiebedarf für die Raumwärmebereitstellung liegt bei diesen Gebäuden zwischen 30 und 70 kWh pro m² Wohnfläche und Jahr.

2.1.1 Wärmeschutzverordnung 1995

Für die Umsetzung eines erhöhten Wärmeschutzes im Neubaubereich spielen ordnungsrechtliche Instrumente eine entscheidende Rolle. Auf Bundesebene zählen zu diesen insbesondere die beiden allgemein gültigen Regelwerke der DIN 4108 "Wärmeschutz im Hochbau" und die Wärmeschutzverordnung 1995.

Dabei regelt die DIN 4108 den Mindestwärmeschutz von Bauteilen, der erforderlich ist, um Bauschäden aufgrund bauphysikalischer Vorgänge zu vermeiden. Es werden lediglich minimale Wärmeschutzanforderungen gestellt; die Zielsetzung dieser DIN besteht nicht darin, den Endenergiebedarf von Gebäuden nachhaltig zu senken.

Die Wärmeschutzverordnung dagegen resultiert aus dem "Energieeinsparungsgesetz", das als Reaktion auf die erste sogenannte "Ölpreiskrise" im Juli 1976 durch die Bundesregierung verabschiedet wurde. Auf Grundlage dieses Gesetzes wurde im darauffolgenden Jahr die erste "Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden" (Wärmeschutzverordnung 1977) erlassen, die im Laufe der nachfolgenden Jahre noch zweimal überarbeitet wurde. Diese Verordnung regelt im wesentlichen den Wärmeschutz zu errichtender Neubauten und ist bei umfangreicheren Instandsetzungs- oder Modernisierungsmaßnahmen auch im Bereich des Gebäudebestandes anzuwenden. In §1 der Verordnung heißt es: "Bei der Errichtung der nachstehend genannten Gebäude ist zum Zwecke der Energieeinsparung der Jahres-Heizwärmebedarf dieser Gebäude durch Anforderungen an den Wärmedurchgang der Umfassungsfläche und an die Lüftungswärmeverluste nach den Vorschriften dieses Abschnittes zu begrenzen .." [vgl. BMBau (1994)]

Einen Überblick über die Entwicklung des Wärmeschutzstandards bzw. die Reduzierung des spezifischen Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung am Beispiel eines Einfamilienhauses liefert die Abbildung 2.1-2. Der auf Basis fossiler Energieträger bereitzustellende Anteil für die Warmwasserbereitung im Passivhaus ist deutlich reduziert ist, da vorausgesetzt wird, dass Solaranlagen und eine Wärmerückgewinnung hier einen erheblichen Beitrag leisten.

Um den laut Wärmeschutzverordnung zulässigen Bedarf nicht zu überschreiten, werden für die einzelnen Bauteile eines neu zu errichtenden Gebäudes maximal zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten festgelegt.

Die zuletzt gültige dritte Wärmeschutzverordnung trat am 1. Januar 1995 bundesweit in Kraft und machte Vorgaben für die zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten der einzelnen Bauteile eines neu zu errichtenden Gebäudes.

Auch für den Gebäudebestand bot die Wärmeschutzverordnung 1995 Ansatzpunkte zur Erhöhung des Wärmedämmstandards. So waren bei definierten baulichen Erweiterungsmaßnahmen eines konventionell beheizten Gebäudes für die neuen (beheizten) Gebäudeteile Anforderungen an die Wärmedämmung analog zum Neubaubereich zu erfüllen.

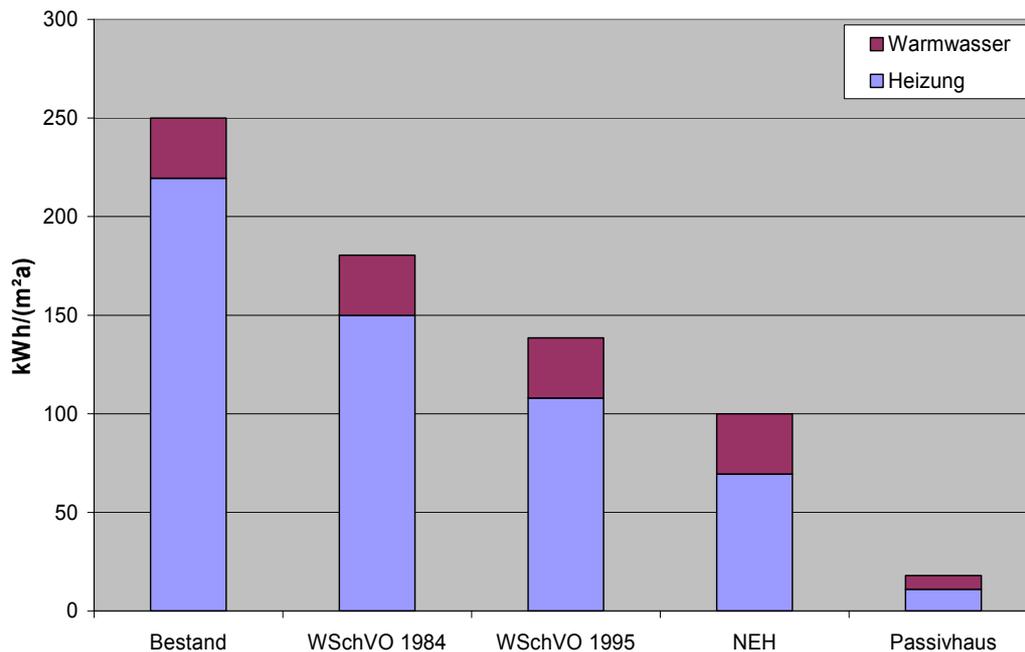


Abbildung 2.1-2: Spezifischer Endenergiebedarf für RW und WWB im EFH; Quelle: [http://www.passiv.de, Internet-Abfrage vom 3.1.2002]

2.1.2 Heizungsanlagenverordnung

Ein weiteres, insbesondere im Gebäudebestand wirksames Instrument ist die Heizungsanlagenverordnung. In ihrer letzten Fassung vom März 1994 [vgl. BMBau (1994)] wurden unter anderem Anforderungen zur Modernisierung veralteter Heizungsanlagen sowie zur Begrenzung des Betriebsstromverbrauchs gestellt. Erstmals wurden insbesondere Regelungen eingeführt, die zu einem beschleunigten Austausch veralteter Kesselanlagen bei Heizleistungen über 70 kW führen sollten. Bei Erneuerung der Heizungsanlagen in bestehenden Gebäuden galt die Verordnung in vollem Umfang und sollte insbesondere Anreize für den Einsatz energieeffizienter Techniken (Brennwertkessel) schaffen.

Die angeführten Anforderungen der Heizungsanlagenverordnung wurden in der Praxis jedoch, ähnlich wie die der Wärmeschutzverordnung 1995, nur unzureichend umgesetzt. Auch hier fehlten praktikable Wege für die Überwachung der gesetzlichen Vorgaben. Vom Bundesgesetzgeber wurde 1994 die Möglichkeit geschaffen, die Überwachung der Heizungsanlagen den Schornsteinfegern zu übertragen. Die Länder haben jedoch keine entsprechenden Regelungen in ihren Landesgesetzen getroffen. Die Einhaltung der Heizungsanlagenverordnung wurde daher nicht überwacht mit der Folge, dass die Vorschriften in einem großen Umfang nicht eingehalten wurden. Eine bundesweite Untersuchung des Zentralverbandes deutscher Schornsteinfeger erbrachte folgende Ergebnisse:

- Etwa 66 % der Rohrleitungen und Armaturen von Heizungsanlagen waren nicht oder geringer als vorgeschrieben gedämmt.
- Die vorgeschriebene witterungsgeführte Kesseltemperaturregelung war bei 11 % der nach 1994 installierten Neuanlagen nicht realisiert; im Bereich der Altanlagen wurden bei 44 % die vorgeschriebenen Nachrüstungen nicht durchgeführt.

- Der vorgeschriebene Einbau eines Thermostatventils in jedem beheizten Raum war bei 24 % der Altanlagen und 20 % der Neuanlagen nicht erfolgt.
- Die vorgeschriebene mindestens dreistufige Regelbarkeit der Umwälzpumpen war bei ca. 30 % aller Neuanlagen nicht möglich.
- Die Zeitschaltuhr für die Warmwasserzirkulation fehlte bei 13 % der Neu- und bei 78 % der Altanlagen [Energiedepesche (1999), S. 43].

2.1.3 Energieeinsparverordnung

In der „Energieeinsparverordnung“ (EnEV) werden die bisherige "Heizungsanlagenverordnung" und eine überarbeitete "Wärmeschutzverordnung" zusammengefasst, da bei einer weiteren Verschärfung der Anforderungen das Zusammenwirken von Wärmeschutz und Anlagentechnik zunehmend an Bedeutung gewinnt und im Heizungsanlagenbereich zusätzliche Einsparpotenziale vorhanden sind.

Erst im Juli 2001 stimmte der Bundesrat der vorgelegten letzten Fassung der Energieeinsparverordnung mit einigen Änderungen zu. Kernelemente der neuen Verordnung sind [vgl. EnEV (2001)]:

- Verschärfung der Anforderungen an das energiesparende Bauen mit dem Ziel einer Verbrauchssenkung um durchschnittlich 30 % bei Neubauten
- Übergang vom Heizwärmebedarf zum Heizenergiebedarf als Bezugsgröße für die in der Verordnung festzulegenden Grenzwerte und damit Einbeziehung der Energieverluste der Heizungsanlage
Beim "Standardfall" (Wärmeerzeuger im Gebäude) ist davon auszugehen, dass ein Anteil von 80 % des Heizenergiebedarfs auf die Deckung des Heizwärmebedarfs entfällt, die übrigen 20 % auf die Deckung der Energieverluste der Heizungsanlage. Durch die geplante Zugrundelegung des Heizenergiebedarfs als Bezugsgröße soll ein Anreiz geschaffen werden, bislang ungenutzte Energieeinsparpotenziale zu erschließen; z.B. durch Verlagerung des Wärmeerzeugers in den beheizten Bereich, Verbesserung des Verteilungsnutzungsgrades, Optimierung der Regelungstechnik, Effizienzsteigerung der Wärmeerzeugungsanlage usw. Der Planer erhält damit die Möglichkeit, die für das jeweilige Gebäude günstigste Kombination aus Energieeffizienzmaßnahmen an der Heizungsanlage, sonstigen anlagentechnischen Maßnahmen sowie baulichen Wärmeschutzmaßnahmen auszuwählen.
- Bei Einsatz von Sekundärenergie (Strom, Fernwärme) Verwendung der Bezugsgröße "Heizwärmebedarf" unter zusätzlicher Einbeziehung der Verteilverluste im Gebäude
Die Anlagenverluste entstehen hier vor allem außerhalb des Gebäudes. Sie können nicht individuell ermittelt werden und sind vom Bauherrn nicht beeinflussbar. In entsprechenden Fällen werden daher für die Grenzwertdefinition wie bisher der Heizwärmebedarf zuzüglich der innerhalb der Gebäude entstehenden Verteilverluste zugrunde gelegt.

- Einbeziehung bisheriger Mindestanforderungen aus der Heizungsanlagenverordnung
Da die neue EnEV ohnehin Regelungen zur Anlagentechnik umfasst, werden aus Gründen der Vereinfachung die in der geltenden Heizungsanlagen-Verordnung enthaltenen Vorschriften in diese integriert. Dies betrifft sowohl Vorschriften im Neubaubereich als auch für Änderungen bestehender Anlagen und den erstmaligen Einbau von Zentralheizungen in bestehende Gebäude.
- Anpassung der bisherigen bedingten Wärmeschutz- sowie der anlagentechnischen Anforderungen und Nachrüstungsspflichten für den Gebäudebestand an den technischen Fortschritt
Die bisher für den Gebäudebestand geltenden „bedingten Wärmeschutzanforderungen“ wurden im Rahmen der neuen Energieeinsparverordnung insbesondere unter Berücksichtigung des Standes der Technik und der zu erwartenden Preisentwicklungen überarbeitet und teilweise erweitert. Dies bezieht sich vor allem auf die Anforderungen an Außenwände, Fenster usw.

Die aus der EnEV wirksamen Auswirkungen auf den Neubaubereich sowie auf den Gebäudebestand werden nachfolgend zusammengestellt.

Anforderungen an Neubauten

- Gegenüber konventionell nach WSVO '95 errichteten Gebäuden wird eine Energieeinsparung von durchschnittlich 30% realisiert.
- Der Grenzwert für den jährlichen Endenergiebedarf bewegt sich in Abhängigkeit vom A/V-Verhältnis zwischen 40 und 100 kWh/m² Gebäudenutzfläche.
- Der Grenzwert für den jährlichen Primärenergiebedarf beträgt das 1,15-fache des Grenzwertes für den Endenergiebedarf.
- Für einige im einzelnen definierte Wärmeversorgungssysteme - wie unter anderem die Fernwärmeversorgung - werden Ausnahmeregelungen geschaffen. Für diese sind weder der Endenergiebedarf noch der Primärenergiebedarf nachzuweisen; die Anforderungen an den zulässigen Heizwärmebedarf werden bei einer Fernwärmeversorgung zum Beispiel auf 0,92 x Grenzwert Endenergiebedarf festgesetzt.
- Für Heizungsanlagen werden darüber hinaus Einzelanforderungen an Regelung und Mindestdämmstandard gestellt analog zur geltenden Heizungsanlagenverordnung.

Anforderungen an den Gebäudebestand

- Analog zur geltenden Wärmeschutzverordnung '95 werden bedingte Anforderungen an den Wärmedurchgang gestellt. Als Tatbestand für eine energetische Verbesserung wurde unter anderem die Erneuerung des Außenputzes für Außenwände aufgenommen.
- Die bedingten Anforderungen gelten nicht, wenn der Jahresheizenergiebedarf nach der Sanierung kleiner ist als 1,35 x Jahresheizenergiebedarf Neubau.
- Es wird eine Nachrüstungsverpflichtung eingeführt für

- ungedämmte, nicht begehbare und zugängliche oberste Geschossdecken,
- ungedämmte Decken zum unbeheizten Keller,
- Einbau von Niedertemperatur- oder Brennwertkesseln sowie die
- Dämmung zugänglicher Wärmeverteilungsleitungen und Armaturen in unbeheizten Räumen (Frist bis Dezember 2005).

Im Laufe der Erarbeitung der Energieeinsparverordnung wurde eine Vielzahl von Anregungen von wissenschaftlichen Institutionen sowie von Seiten einzelner Verbände und Interessenvertreter berücksichtigt. Nach wie vor gibt es jedoch auch Kritikpunkte. In der nachfolgenden Aufstellung werden exemplarisch einige im Hinblick auf die Fragestellung der vorliegenden Untersuchung relevante Aspekte benannt:

- Es gibt keinen neuen Ansatz für eine verbesserte Vollzugskontrolle bei Neubauten und vor allem im Gebäudebestand.
- Eine gegebenenfalls geplante weitere Verschärfung (Dynamisierung) - wie vom Institut Wohnen und Umwelt in Darmstadt (IWU) seit langem vorgeschlagen (vgl. Abbildung 2.1-3) - wurde nicht festgeschrieben.

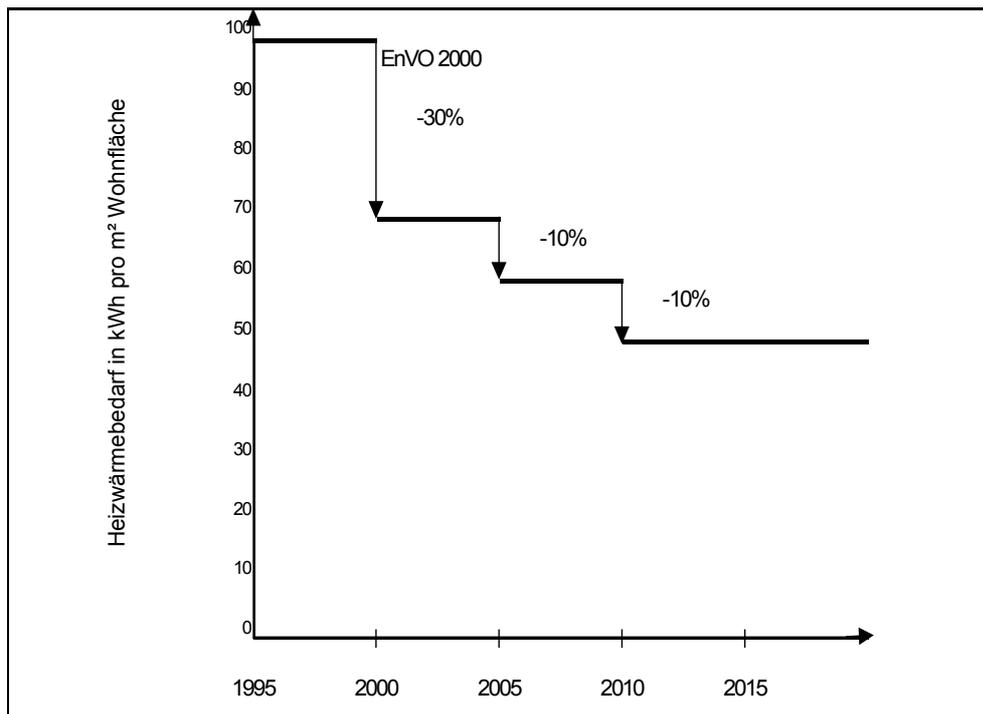


Abbildung 2.1-3: Darstellung einer stufenweisen Verschärfung des Wärmeschutzes; Quelle: [IWU (1997), S. 23]

2.1.4 Weitere Instrumente zur Erhöhung des Wärmeschutzes

Instrumente auf Landesebene

Neben den oben beschriebenen Initiativen auf Bundesebene gibt es im Bereich der Reduzierung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Neubauten auch auf Länderebene und in einzelnen Kommunen verschiedene Ansatzpunkte. Hierzu zählt

u. a. das „Hamburgische Gesetz zum Schutz des Klimas durch Energieeinsparung“ (Hamburgisches Klimaschutzgesetz). Das Ziel dieses Gesetzes wird definiert als „Schutz des Klimas durch eine möglichst sparsame, rationelle und ressourcenschonende sowie eine umweltverträgliche und risikoarme Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Energie im Rahmen des wirtschaftlich Vertretbaren“ [vgl. Hamburg (2001)]. Als wirtschaftlich vertretbar gelten Anforderungen des Gesetzes, wenn die zusätzlichen Kosten generell durch die voraussichtlich erzielbaren Energiekosteneinsparungen während der üblichen Nutzungsdauer gedeckt werden können. Dieses Gesetz bzw. die später auf seiner Grundlage erlassenen Verordnungen treffen unter anderem folgende Regelungen:

- Anschluss- und Benutzungsgebot für Fernwärme, Blockheizkraftwerke und regenerative Energien für bestimmte Gebiete (in der Regel Neubaugebiete)
- Anforderungen an den Wärmeschutz und an die Effizienz von Heizungs- und Brauchwasseranlagen

Die größten Heizenergie-Einsparpotenziale im Altbaubestand lassen sich wirtschaftlich erschließen, wenn energietechnische Sanierungsmaßnahmen an die Instandhaltungs- und Modernisierungszyklen gekoppelt werden. Das Hamburgische Klimaschutzgesetz zum Beispiel greift diesen Aspekt auf, indem bei wesentlichen Veränderungsmaßnahmen an Gebäuden sowie Heizungs-, Lüftungs- und Brauchwasseranlagen gezielte Anforderungen an die Umsetzung an Energieeinsparmaßnahmen gestellt werden, die wieder dem Wirtschaftlichkeitsgebot des Klimaschutzgesetzes folgen müssen.

Instrumente auf kommunaler Ebene

Auf kommunaler Ebene existieren vor allem im Hinblick auf die Errichtung von Neubaugebieten einige Möglichkeiten zur Beeinflussung des Endenergiebedarfs für die Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung:

- Im Rahmen von Bebauungsplänen lassen sich zahlreiche städtebauliche Randbedingungen für eine Reduzierung des Energiebedarfs in Neubaugebieten festlegen.
- In Gemeindeordnungen kann über die Bauleitplanung hinaus faktisch ein Anschluss- und Benutzungszwang z. B. für eine Fernwärmeversorgung von Neubaugebieten ausgesprochen werden.
- Wenn sich die Grundstücke im Gemeindeeigentum befinden, können bestimmte Wärmedämmstandards und effiziente Formen der Wärmeversorgung durch privatrechtliche Verträge festgelegt werden. Häufigstes Beispiel für diesbezügliche vertragliche Regelungen ist die Festschreibung eines gegenüber der WSV0 '95 verbesserten Wärmeschutzes.

Allerdings ist davon auszugehen, dass die Auswirkungen entsprechender kommunaler Aktivitäten bezogen auf den gesamten Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung der Bundesrepublik keine relevante Größenordnung erreichen.

Förderprogramme

Neben gesetzlichen Vorgaben zur Erhöhung des Wärmedämmstandards (WSVO 95, EnEV) oder zur Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen im Bereich der Raumwärme

und Warmwasserbereitung (Heizungsanlagenverordnung) können auch die in diesen Bereich eingreifenden Förderprogramme langfristig einen Beitrag zur Reduzierung des spezifischen Endenergiebedarfs leisten.

Exemplarisch soll das CO₂-Minderungsprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) genannt werden, mit dem auf Bundesebene durch zinsgünstige Kredite Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Reduzierung der CO₂-Emissionen sowie die Errichtung von Niedrigenergiehäusern (NEH) gefördert werden. Diese Förderung ist an bestimmte technische Voraussetzungen geknüpft, die bis zum Inkrafttreten der EnEV darauf abzielten,

- bei der Errichtung von NEH die Anforderungen der geltenden Wärmeschutzverordnung an den Jahresheizwärmebedarf um mindestens 25 % zu unterschreiten und
- bei Wärmedämm-Maßnahmen an der Gebäudeaußenhülle die Anforderungen der Wärmeschutzverordnung '95 einzuhalten (Werte für maximal zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten).

Die Höhe des KfW-Kredites kann bis zu 100 % der Investitionen betragen. Bei NEH liegt der Förderhöchstbetrag bei 100.000 DM pro Wohneinheit.

Das Forschungszentrum Jülich (FZ) hat die "CO₂-Reduktion und Beschäftigungseffekte durch das CO₂-Minderungsprogramm der KfW" in einer Wirkungsanalyse untersucht und die Ergebnisse Ende 1999 unter dem oben genannten Titel veröffentlicht. (Hinsichtlich der zugrundegelegten Daten und der angewandten Methoden für die Berechnung der erzielten Energie- und CO₂-Einsparungen sei auf die hier enthaltene ausführliche Darstellung verwiesen [vgl. Kleemann (1999)].

Das FZ ermittelte, dass innerhalb des betrachteten Zeitraums vom 1.1.1996 bis zum 31.7.1998 Förderzusagen in Höhe von insgesamt 1,43 Mrd. € ausgesprochen wurden. Die errechneten Gesamtenergieeinsparungen betragen 4,9 PJ/a. Auf der Grundlage eines Fördervolumens von insgesamt 2,56 Mrd. € ergab sich eine Einsparung von insgesamt 7,9 PJ/a bis zum vorgesehenen Ende der Projektlaufzeit im Dezember 2000.

Um diese Zahl zu bewerten, wurde sie ins Verhältnis gesetzt zum Gesamt-Energieverbrauch der Haushalte: "PROGNOS (1995) erwartet für das Jahr 2000 in den alten Bundesländern für Raumwärme und Warmwasser einen Gesamtverbrauch der Haushalte von 1.929 PJ. Bezogen auf diesen Verbrauch beträgt die Einsparung durch das KfW-Programm rund 0,4 %" [Kleemann (1999), S. 62].

Auf Länderebene wurde in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von spezifischen Förderprogrammen entwickelt: Die Schwerpunkte lagen auf finanziellen Zuschüssen für Niedrigenergiehäuser, für die Wärmedämmung von Außenwänden, Dächern und Fenstern im Gebäudebestand und für den Einbau von Brennwertkesseln, brennstoffbetriebenen Wärmepumpen, Wärmerückgewinnungsanlagen usw.

Hinsichtlich einer umfassenden Übersicht über die aktuell in der Bundesrepublik bestehenden Förderprogramme zur Verringerung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung sei auf die Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie verwiesen: <http://www.bmwi.de/foerderdb/index.html>.

Das hier dokumentierte Material liefert einen ersten Eindruck über die Konzeption der Förderprogramme. Da kaum statistisches Material zur Effizienz der geförderten Maßnahmen vorliegt, kann ihr quantitativer Einfluss auf der Grundlage der vorliegenden Informationen nicht bewertet werden.

2.1.5 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden

Zusammenfassend ist anzunehmen, dass die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden in erster Linie durch die vor kurzem in Kraft getretene Energieeinsparverordnung beeinflusst werden wird. Diese stellt Anforderungen an den Wärmeschutz und die Heizungstechnik im Neubaubereich, die den spezifischen Heizenergiebedarf rechnerisch um etwa 30 % gegenüber der derzeit gültigen Wärmeschutzverordnung senkt und damit einen Wärmedämmstandard fest schreibt, der - zumindest rechnerisch - weitgehend dem NEH-Standard entspricht.

Niedrigenergiehäuser gehören mittlerweile zum Stand der Technik. Seit Anfang der 80er Jahre entwickelten sie sich vom Pilotprojekt-Stadium zu einem breit eingesetzten Baustandard, der heute von Bauträgern als Vermarktungsargument eingesetzt wird.

Der NEH-Standard wird heute wie folgt definiert:

freistehende Einfamilienhäuser	Heizwärmebedarf $\leq 70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$
Doppelhäuser, Reihenhäuser	Heizwärmebedarf $\leq 65 \text{ kWh/m}^2\text{a}$
Mehrfamilienhäuser	Heizwärmebedarf $\leq 55 \text{ kWh/m}^2\text{a}$

Eine konsequente Weiterentwicklung des Niedrigenergiehauses ist das Passivhaus, das gegenüber dem NEH noch mit einer extremeren Wärmedämmung, einer verbesserten Wärmeschutzverglasung mit Dämmfensterläden und einer hocheffizienten Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ausgerüstet wird. Durch diese Komponenten wird eine Energieeinsparung für den Bereich Raumwärme/Warmwasserbereitung gegenüber dem Standard der WSVO '95 von bis zu 85 % erreicht; der spezifische Heizwärmebedarf beträgt nur noch $15 \text{ kWh/m}^2\text{a}$.

Die Passivhausbauweise befindet sich derzeit noch in der Pilotphase. Eine durch das Büro für Solarmarketing in Freiburg Anfang 1999 durchgeführte Befragung von Forschungsinstituten, Energieagenturen, Ingenieurbüros und Energieversorgungsunternehmen ergab jedoch unter anderem, dass das derzeitige Stadium des Passivhauses mit dem der Niedrigenergiehäuser Mitte der 80er Jahre vergleichbar ist: Komponenten, Systeme und Detaillösungen seien in Demonstrationsprojekten technisch erprobt, allerdings noch nicht standardisiert marktverfügbar. Die genannten Institutionen rechnen jedoch im Jahr 2005 mit einem Marktanteil der Passivhausbauweise im Neubaubereich von über 10 %. Von befragten Bauträgern und Fertighausanbietern geben nahezu ein Drittel auf die Frage nach der Einschätzung des zukünftigen Marktanteils der Passivhausbauweise im Jahr 2005 einen Wert von 10 % an. Ein weiteres Drittel schätzt diesen Anteil im Jahr 2005 auf 5 bis 10 %. Die Befragungsergebnisse zeigen nach Ansicht der Autoren, dass Passivhäuser derzeit zwar noch nicht "Stand der Technik" sind, dass sich der Markt jedoch - analog zur Entwicklung der Niedrigenergiehäuser - ab dem Jahr 2000 sehr dynamisch entwickeln wird, so dass diese Bauweise "schon in naher Zukunft ein relevantes und wachsendes Marktpotenzial aufweisen" wird [Witt (1999), S. 7].

Im Gebäudebestand werden die im Rahmen von Instandhaltungs- oder Sanierungsmaßnahmen ohnehin realisierten Reduzierungen des Endenergiebedarfs durch die aus der EnEV bedingten Anforderungen sowie die eingeführten Nachrüstverpflichtungen erhöht. Neben den ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen, können auch die nachfolgend skizzierten soziologischen Aspekte einen relevanten Einfluss auf die zukünftige Entwicklung des spezifischen Endenergiebedarfs haben. Hinsichtlich einer detaillierteren Darstellung sei an dieser Stelle auf die entsprechenden Ausführungen im Bericht "Wärmeversorgung von Gebäuden - Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot" verwiesen [vgl. Hille (1999)].

Zu den soziologischen Parametern, die den realisierten Wärmedämmstandard bzw. seine Auswirkungen auf die erzielbare Energieeinsparung beeinflussen, zählt unter anderem die Akzeptanz gegenüber entsprechenden Maßnahmen.

So ermittelte eine Studie des Umweltbundesamtes bereits 1994, dass das ökologische Problembewusstsein in weiten Teilen der Bevölkerung stark ausgeprägt ist [vgl. UBA (1994)]. Dieses Bewusstsein führt aber, wie die Praxis zeigt, noch nicht zu einem veränderten Verhalten zum Beispiel in bezug auf die Umsetzung energiesparender Maßnahmen. Diese werden nur dann akzeptiert, wenn

- " ... sie nicht teuer sind,
- wenn sie verständlich und nachvollziehbar sind,
- wenn sie die Bequemlichkeit und Behaglichkeit des Wohnens nicht beeinträchtigen
- und wenn sie nicht (unbedingt) mit der Änderung eigener Verhaltensweisen verbunden sind .." [vgl. Heinrich (1994)].

Durch einen guten Wärmeschutz und eine effiziente Heizungstechnik sind zunächst die technischen Voraussetzungen für einen niedrigen Energieverbrauch geschaffen. Wie in einer Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen nachgewiesen wurde, hat neben dem realisierten Wärmeschutzstandard das Nutzerverhalten (Raumtemperatureinstellungen, Wartung der haustechnischen Anlagen, Lüftungsverhalten, Warmwasserverbrauch usw.) als ein weiterer soziologischer Parameter einen ebenfalls entscheidenden Einfluss auf den Endenergiebedarf eines Gebäudes.

Als Beispiel für die bei einem sinkenden Energiebedarf zunehmend wichtige Rolle des Nutzerverhaltens seien die Ergebnisse einer 1993 im Rahmen einer Dissertation an der Universität Berlin durchgeführten Messung der Heizwärmeverbräuche von 48 baugleichen Einfamilienhäusern genannt; der Unterschied zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Verbrauch lag bei etwa 150% [vgl. Mügge (1993)]. Bei einem Vergleich des Heizwärmeverbrauchs von Wohnungen innerhalb eines Mehrfamilienhauses sind nach Mügge die Unterschiede noch größer.

Vergleichbare Messungen führte 1994 das Institut Wohnen und Umwelt in Darmstadt bundesweit an einer Vielzahl von Wohnungen in Niedrigenergiehäusern und in konventionell errichteten Gebäuden durch. Bei gleicher wärmetechnischer Ausstattung traten Verbrauchsdifferenzen um den Faktor 2 bis 9 auf.

Die Frage, ob sich der Aufwand für die Realisierung eines NEH-Standards lohnt, wenn das Nutzerverhalten einen so entscheidenden Einfluss auf den Energieverbrauch hat, wird von Seiten des IWU jedoch eindeutig positiv beantwortet. Das Institut ermittelte, dass im allgemeinen - trotz großer individueller Unterschiede - im Durchschnitt aller Nutzer einer NEH-Wohnanlage der gewünschte niedrige Heizenergieverbrauch erreicht wird. Zudem lägen die auch bei wenig sparsamem Nutzerverhalten eintretenden Energieverbräuche noch weit unter denen von konventionell errichteten Wohngebäuden [vgl. <http://www.impulsprogramm.de>].

Zusammenfassend sei noch einmal der Leiter des Passivhaus-Instituts in Darmstadt zitiert, der auf der Grundlage zahlreicher Verbrauchsmessungen und Untersuchungen des Nutzerverhaltens in Niedrigenergie- und Passivhäusern zu folgendem Schluss kam: "Der Einfluss der Nutzer auf den jeweils individuellen Verbrauch einer Wohnung ist groß; Schwankungen von +/- 60 % um den Mittelwert sind möglich. Die Mittelwerte des Verbrauchs über eine ausreichend große Zahl von Nutzern (mindestens 30) baugleicher Häuser treffen dennoch die durch die baulichen und haustechnischen Details bestimmten Projektierungswerte sehr gut." [PHI (1997), S. III.1]

Im Hinblick auf die Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist in der Tendenz von einem deutlichen Anstieg des Wärmedämmstandards im Gesamt-Gebäudebestand der Bundesrepublik auszugehen, da das Energie-Einsparpotenzial im Neubaubereich mit der oben genannten Reduzierung des zulässigen Heizenergiebedarfs noch nicht ausgeschöpft ist (Passivhäuser, Null-Energie-Häuser) und zudem ein erhöhter Wärmeschutzstandard auch für den erheblich größeren Bereich der Altbauten zu erwarten ist. Hinsichtlich der quantitativen Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden soll an dieser Stelle auf das Kapitel 2.4 verwiesen werden, in dem diese Entwicklung auf der Grundlage von Untersuchungen des Forschungszentrums Jülich dargestellt ist.

2.1.6 Auswirkungen der Wärmebedarfsentwicklung auf die Lastkurve

Neben den dargestellten quantitativen Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden spezifischen Wärmebedarfs ist aus Sicht der Versorgungsunternehmen auch die resultierende Veränderung der Wärmelastkurve von Bedeutung. Um diese zu bewerten, wurde für einen ausgewählten Gebäudetyp exemplarisch der Verlauf der Wärmebedarfskurve bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard ermittelt:

Einfamilienhaus	
Wohnfläche: 120 m ²	
Wärmebedarf Warmwasserbereitung:	3.000 kWh/a (konstant)
Spez. Wärmebedarf Raumwärme:	220 kWh/m ² a (Bestand)
(vgl. Abbildung 2.1-2)	120 kWh/m ² a (WSVO '95)
	70 kWh/m ² a (NEH)

Grundlage für die monatlichen Gradtagszahlen bildete das langjährige Mittel dieser Werte aus den Jahren 1985 bis 1999 für den Standort Bremen. Die Berechnungsergebnisse sind in der Tabelle 2.1-1 sowie in der nachfolgenden Abbildung 2.1-4 zusammengestellt.

Tabelle 2.1-1: Monatlicher Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in einem EFH bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard; Quelle: [eigene Berechnungen]

Monat	Gradtage (1)	Wärmebedarf [kWh] Warmwasser (2)	Wärmebedarf [kWh]		
			Raumwärme (220 kWh/qm a)	Raumwärme (120 kWh/qm a)	Raumwärme (70 kWh/qm a)
Januar	570,6	254,8	3.814,3	2.492,9	1.454,2
Februar	509,6	230,1	3.406,5	2.226,4	1.298,7
März	471,1	254,8	3.149,2	2.058,2	1.200,6
April	345,8	246,6	2.311,6	1.510,8	881,3
Mai	216,7	254,8	1.448,6	946,7	552,3
Juni	145,4	246,6	972,0	635,2	370,6
Juli	86,3	254,8	576,9	377,0	219,9
August	99,7	254,8	666,5	435,6	254,1
September	193,5	246,6	1.293,5	845,4	493,1
Oktober	325,9	254,8	2.178,5	1.423,8	830,6
November	454,9	246,6	3.040,9	1.987,4	1.159,3
Dezember	529,8	254,8	3.541,6	2.314,7	1.350,2

(1) langjähriges Mittel der Gradtagszahlen 1985 bis 1999, Quelle: swb Enordia GmbH

(2) Jahresbedarf konstant 3.000 kWh

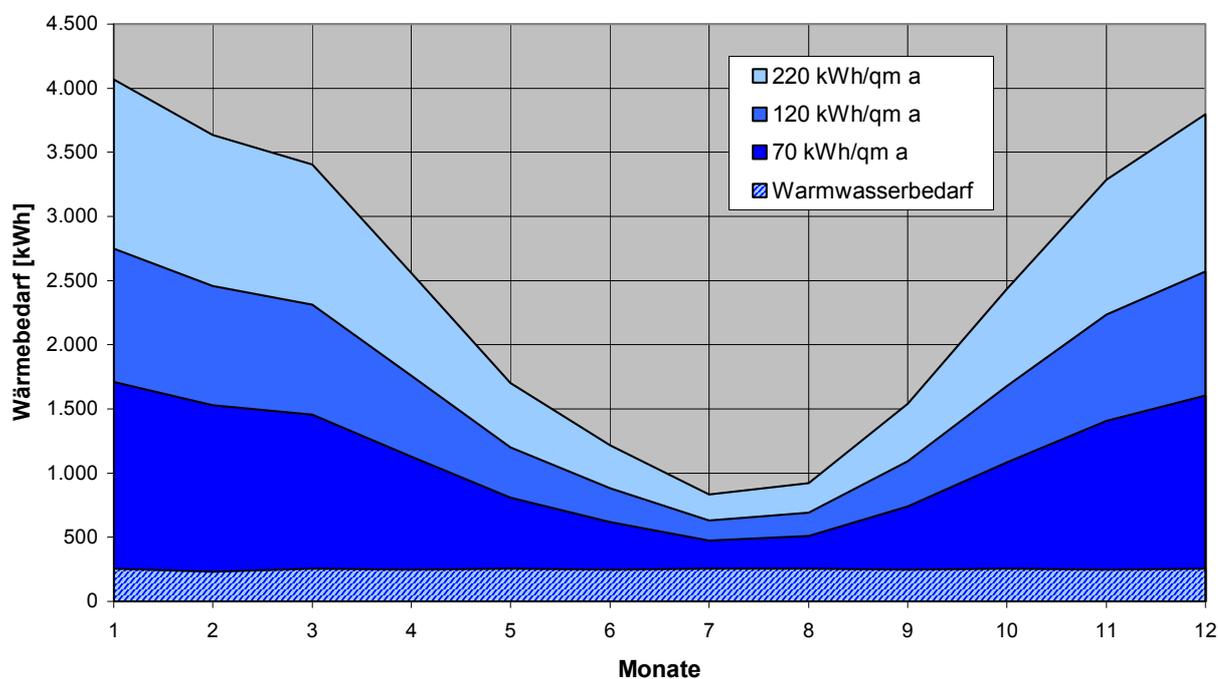


Abbildung 2.1-4: Verlauf des Wärmebedarfs (Raumwärme + Warmwasserbereitung) in einem EFH bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard; Quelle: [eigene Berechnungen]

Wie vor allem aus der grafischen Darstellung deutlich wird, führt eine Erhöhung des Wärmedämmstandards mit resultierender Reduzierung des spezifischen Raumwärmebedarfs von $220 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ auf $70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ zu einer erheblichen Glättung der Wärmelastkurve.

Für das Energieversorgungsunternehmen bedeutet dies, dass mit erhöhtem Wärmeschutz in Gebäuden zwar der jährliche Wärme- bzw. Gasabsatz sinkt, dass sich aber andererseits betriebswirtschaftliche Vorteile daraus ergeben, dass die Wärmenachfrage im Jahresverlauf gleichmäßiger verteilt ist und die abgeforderten Leistungsspitzen deutlich gekappt werden. Da davon auszugehen ist, dass vor allem in den Wintermonaten die Gas-Leistungspreise hoch sind, können unter Umständen erhebliche Kosteneinsparungen beim Gasbezug vom Vorversorger realisiert werden. Eine pauschale Quantifizierung der hier existierenden Potenziale ist nicht möglich, da die spezifische Preisgestaltung von einer Vielzahl von Parametern bestimmt wird.

2.2 Energieträger im Wärmemarkt

Um die Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Struktur der Wärmeversorgung in der Bundesrepublik zu bewerten, ist die heutige Strukturierung und Organisation der einzelnen Energieträger-Märkte in der Bundesrepublik von entscheidender Bedeutung. In den nachfolgenden Kapiteln werden daher die bestehenden Vertriebsstrukturen und gegebenenfalls die Verteilungsnetze der heute für die Raumwärmebereitstellung relevanten Energieträger in einer kurzen Zusammenfassung dargestellt.

Insbesondere folgende Energieträger spielen für die Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung eine maßgebliche Rolle:

- Mineralöl
- Erdgas
- Braunkohle / Steinkohle
- Fernwärme

Ihre jeweiligen prozentualen Anteile an der Beheizung von Gebäuden im Jahre 1997 sind in der nachfolgenden Tabelle 2.2-1 zusammengestellt.

Tabelle 2.2-1: Beheizungsstruktur der Wohnungen und Wohnflächen in Deutschland 1997, Angaben in %, Quelle: [Prognos (1999), S. 235 / S. 237]

	Öl	Gas	Fernwärme	Strom	Kohle	Sonstige
Wohnungen BRD	34,2	41,2	12,2	6,2	4,8	1,4
Wohnflächen BRD	37,7	40,8	9,5	6,3	4,3	1,40

2.2.1 Mineralöl

Der Inlandsabsatz von Mineralölprodukten erreichte 1998 in der Bundesrepublik einen Wert von etwa 127,4 Mio. Tonnen. Davon wurden 34,7 Mio. Tonnen als leichtes Heizöl im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher abgesetzt [Schiffer (1999), S. 49 ff.].

Auf dem Heizöl-Markt herrscht heute ein direkter Wettbewerb zwischen den Anbietern, der sich auf zwei Versorgungsstufen erstreckt. Die Endverbraucher werden zum größten Teil über ein Netz von überwiegend mittelständischen Handelsbetrieben versorgt, die ihrerseits durch inländische Raffineriegesellschaften, Großhändler und Importeure beliefert werden. Insgesamt gab es in der Bundesrepublik Ende 1998 etwa 7.000 mit leichtem Heizöl handelnde Betriebe.

Die in den Alten Bundesländern seit Jahrzehnten und seit der Wiedervereinigung auch in den Neuen Bundesländern wirksame Wettbewerbssituation auf dem Mineralölmarkt hat - trotz der beiden Ölpreiskrisen von 1973 und zu Beginn der 80er Jahre - zu einer günstigen Preisgestaltung geführt, die diesen Energieträger in bestimmten Einsatzbereichen (u.a. in Ein- und Zweifamilienhäusern) im Vergleich zu den leitungsgebundenen Energieträgern Erdgas, Fernwärme usw. wirtschaftlich überlegen macht. Aus diesem Grund gehen Prognosen davon aus, dass auch in langfristiger Perspektive bis 2020 in etwa 30 % der Wohnflächen der Bundesrepublik die Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung durch Öl-Zentralheizungsanlagen erfolgen wird.

2.2.2 Erdgas

Die Gaswirtschaft in der Bundesrepublik wird - neben der sogenannten "übrigen Gaswirtschaft" (Steinkohlenbergbau, Eisenindustrie und Mineralölindustrie), die das Gas vorwiegend in Kuppelproduktion erzeugt - repräsentiert durch die "Gasversorger". Zu diesen werden alle Unternehmen gerechnet, die Dritte (Industrie, private Haushalte, Handel, Gewerbe und Dienstleistungssektor sowie Kraftwerke) mit Gas beliefern. Dabei ist zwischen den Naturgasen (Erd- und Erdölgas, Grubengas, Klärgas) und den hergestellten Gasen (Raffineriegas, Flüssiggas, Stadtgas usw.) zu unterscheiden. Da das Naturgas einen Anteil von über 97% am gesamten Gasaufkommen der Gasversorger hat, konzentrieren sich die nachfolgenden Ausführungen auf diese Gasart.

Entsprechend einer Zusammenstellung des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. zählen zu den Gasversorgern die im folgenden genannten Unternehmensgruppen (s. auch Abbildung 2.2-1).

- Orts- und Regionalgasversorgungsunternehmen (Bezug von inländischen Vorlieferanten, regionale Weiterverteilung, Endverteilung)
- Ferngasgesellschaften (Import von Erdgas, Bezug von inländischen Vorlieferanten, Abgabe an Weiterverteiler und Großabnehmer)
- Erdgasförderergesellschaften (Förderung von Erdgas, Abgabe an Weiterverteiler und Großabnehmer)
- Kokereien (Gaserzeugung als Kuppelproduktion, Einsatz zum Eigenverbrauch, Abgabe an Großabnehmer und Weiterverteiler der allgemeinen Gaswirtschaft)

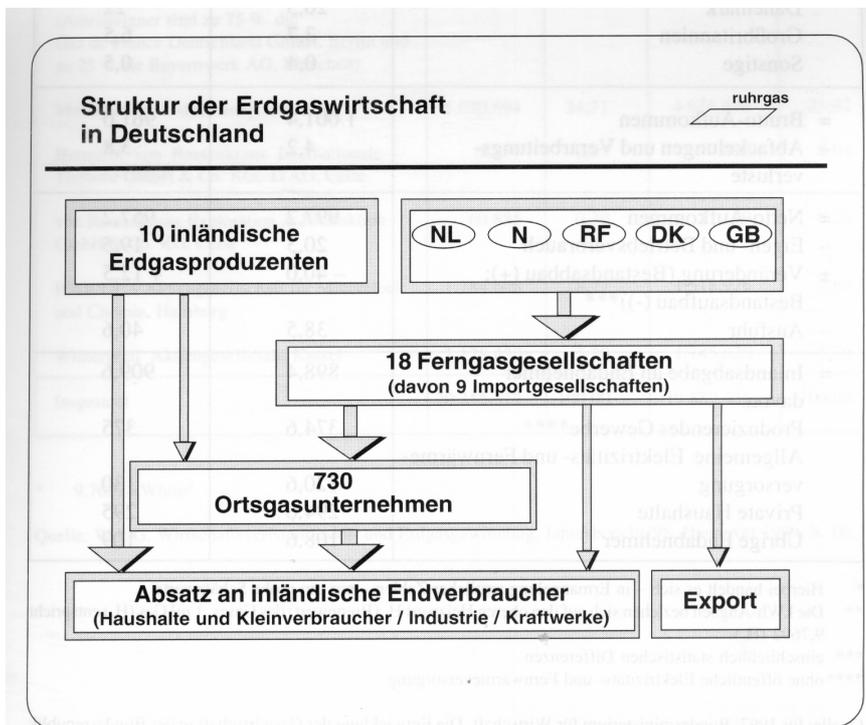


Abbildung 2.2-1: Struktur der Erdgaswirtschaft in Deutschland; Quelle: [Schiffer (1999), S. 131]

Das Erdgasaufkommen erreichte 1998 in der Bundesrepublik einen Wert von etwa 950 Mrd. kWh, von denen 195 Mrd. kWh (20,5 %) im Inland gefördert wurden. Der Erdgasimport in die Bundesrepublik erfolgt zum überwiegenden Anteil durch die Ferngasgesellschaften Ruhrgas AG, die Verbundnetz Gas AG, die BEB Erdgas und Erdöl GmbH, die Thyssengas GmbH und die Wingas/WIEH. Diese sowie die weiteren in der Abbildung 2.2-2 aufgeführten Ferngasgesellschaften beziehen außerdem Erdgas von inländischen Produzenten.

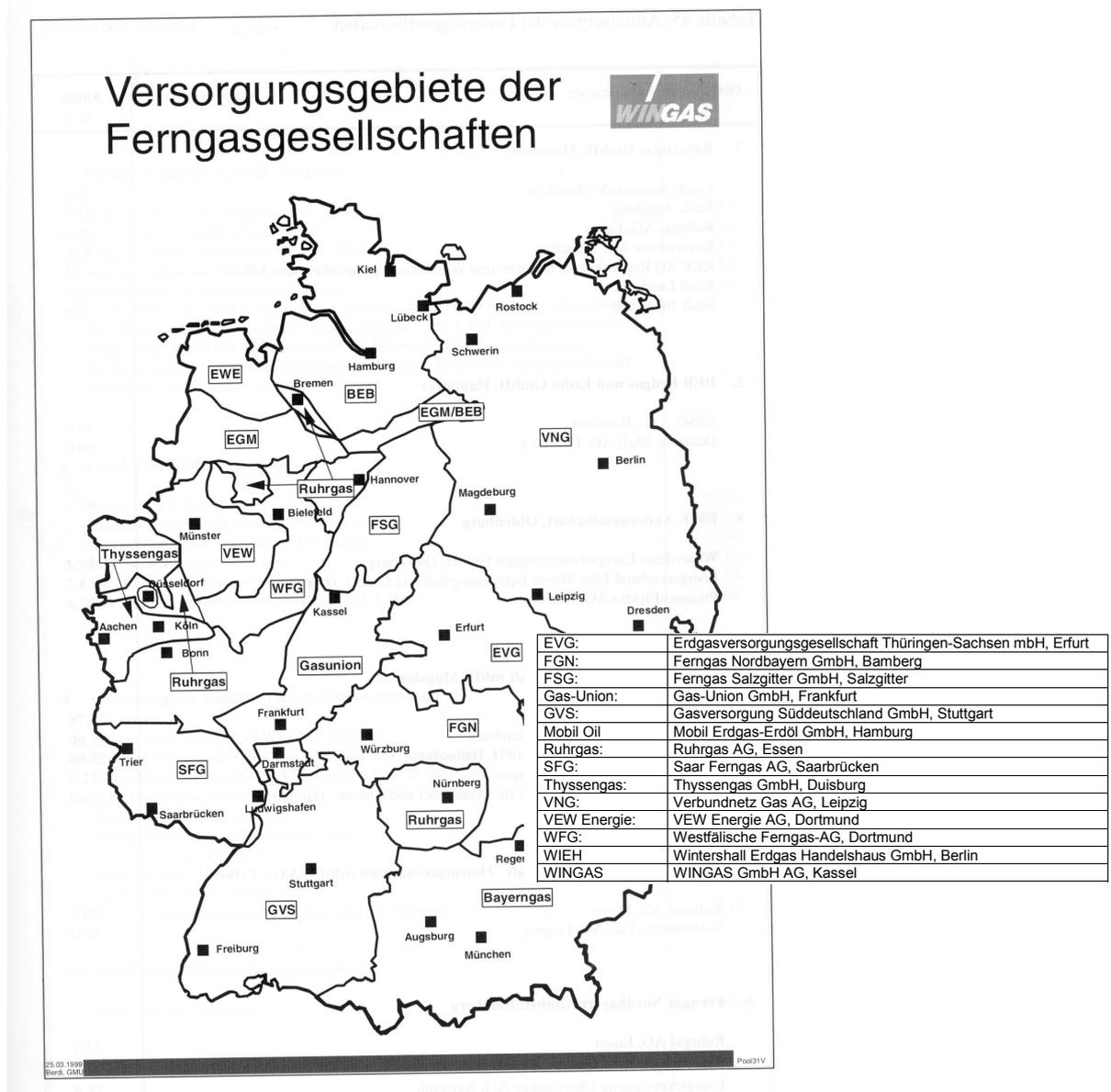


Abbildung 2.2-2: Versorgungsgebiete der Ferngasgesellschaften in der Bundesrepublik; Quelle: [Schiffer (1999), S. 135]

Über ein weit verzweigtes Transportleitungssystem wird das Erdgas an die etwa 730 Orts- und Regionalgasunternehmen weitergeleitet.

Die Versorgung der Endverbraucher erfolgt

- zu 70 % durch Ortsgasversorgungsunternehmen,
- zu 28 % durch die Ferngasgesellschaften und
- zu 2 % durch die Erdgasproduzenten [Schiffer (1999), S. 148].

Insgesamt wurden 1998 etwa 910 Mrd. kWh Erdgas an folgende Endabnehmer geliefert:

- 375 Mrd. kWh (41%) an das produzierende Gewerbe,
- 130 Mrd. kWh (14%) an die allgemeine Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung,
- 295 Mrd. kWh (33%) an private Haushalte und
- 109 Mrd. kWh (12%) an Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Handel usw.

Der Erdgas-Absatz in der Bundesrepublik stieg in den vergangenen Jahren stetig an, was vor allem auf eine Zunahme des Wohnungsbestandes mit Erdgasheizungen und auf einen wachsenden Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung zurückzuführen ist. Ende 1998 waren etwa 15,3 Mio. Wohnungen (42% des Wohnungsbestandes) mit Erdgasheizungen ausgestattet. Bei den Neubauwohnungen betrug der Marktanteil im gleichen Jahr über 73% [BWK (2000c), S.14 ff.].

In bezug auf die weitere Entwicklung des Erdgas-Einsatzes im Wärmemarkt gehen die Prognosen davon aus, dass im Jahre 2020 ca. 50% der Wohnflächen in der Bundesrepublik mit Gas beheizt werden (s. auch Kapitel 2.3). Für die Abschätzung des absoluten Gas-Absatzes in diesem Bereich sind jedoch weitere Parameter zu berücksichtigen. So ist mit einem Anstieg der Gesamt-Wohnfläche in der Bundesrepublik zu rechnen - laut Prognos erhöht sich diese zwischen 1992 und 2020 um 40%. Der hieraus resultierende Anstieg des Gasverbrauches für die Raumheizung und Warmwasserbereitung wird aber durch Verbesserung der energetischen Qualität der Bausubstanz und der Nutzungsgrade der Heizungsanlagen ausgeglichen, so dass - nach Prognos - der Erdgas-Absatz in diesem Bereich in den kommenden zwei Jahrzehnten etwa konstant bleiben wird [Prognos (1996), S. 187].

Trotz dieser Aussage ist in naher Zukunft mit massiven Veränderungen auf dem Gasmarkt zu rechnen, da sich die zu erwartende Reduzierung des spezifischen Wärmebedarfs in Abhängigkeit von den jeweils vorliegenden Versorgungs- und Siedlungsstrukturen sehr unterschiedlich auswirkt.

2.2.3 Braunkohle / Steinkohle

Das Braunkohleaufkommen in der Bundesrepublik betrug 1998 etwa 51,8 Mio. t SKE (ca. 166 Mio. Tonnen), hiervon werden fast 98 % im Inland gefördert.

Da der Transport der Braunkohle wegen ihres hohen Wassergehaltes von durchschnittlich etwa 55% über größere Entfernungen nicht wirtschaftlich ist, erfolgt die Verarbeitung oder die Veredelung im allgemeinen in unmittelbarer Nähe der Tagebaue. Dabei wird die Braunkohle zum überwiegenden Teil (89 %) für die Stromerzeugung eingesetzt. Im Jahre 1998 hatte dieser Energieträger einen Anteil von 25,4 % an der bundesdeutschen Bruttostromerzeugung von 552 Mrd. kWh.

Neben den Anlagen der Stromerzeugung sind die Veredelungsbetriebe der wichtigste Abnahmebereich für die Braunkohle. 1998 wurden etwa 13,9 Mio. Tonnen zur Herstellung fester Produkte eingesetzt, unter anderem 2,3 Mio. t Brikett für den Einsatz in kohlegefeuerten Einzelöfen. Der Anteil der für die Raumheizung in Gebäuden verwendeten Braunkohle (1,4 %) am Gesamtaufkommen ist jedoch sehr gering.

Insgesamt hat sich der Einsatz von Braunkohle für die Beheizung von Gebäuden in den vergangenen Jahren deutlich vermindert; die Herstellung von Braunkohlebrikett wurde aus diesem Grund seit 1989 von damals 49 Mio. Tonnen auf den oben genannten Betrag reduziert. Wegen der hohen Umweltbelastungen beim Einsatz in Kohleöfen sowie aufgrund gestiegener Komfortbedürfnisse der Nutzer ist nicht damit zu rechnen, dass die Braunkohle zukünftig wieder einen signifikanten Beitrag zur Beheizung von Gebäuden leisten wird.

Das Steinkohleaufkommen in der Bundesrepublik betrug 1998 67,1 Mio. Tonnen SKE; davon wurden 42,1 Mio. Tonnen (knapp 63 %) im Inland gefördert. Für die Bundesrepublik ist die Steinkohle damit, gemessen an der Fördermenge, nach der Braunkohle der zweitgrößte heimische Energieträger. Gemessen an ihrem Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs liegt die Steinkohle nach Mineralöl und Erdgas an dritter Stelle.

Aufgrund der fehlenden Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Steinkohle gegenüber Importen wurde die heimische Förderung in den vergangenen Jahrzehnten von 149,4 Mio. Tonnen 1957 auf 41,3 Mio. Tonnen im Jahr 1998 reduziert [Schiffer (1999), S. 105]. Parallel dazu stieg die Menge der importierten Steinkohle stetig an und liegt heute bei etwa einem Drittel des Gesamtaufkommens.

Wie die Braunkohle wird auch die Steinkohle überwiegend (73 %) zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt. Weitere 23 % werden im Bereich der Stahlindustrie und 4 % im Wärmemarkt abgesetzt. Da es sich hier nur um einen mittelbaren Einsatz der Steinkohle für die Beheizung und die Warmwasserbereitung in Gebäuden handelt, wird sie im folgenden nicht weiter berücksichtigt.

Der unmittelbare Beitrag von Stein- und Braunkohle zur Wärmeversorgung von Gebäuden ist rückläufig. Dies betrifft insbesondere die Neuen Bundesländer, in denen der Anteil der mit Einzelöfen beheizten Wohnungen 1993 noch bei etwa 40 % lag. Dieser Anteil hat sich bis heute erheblich reduziert, und es ist damit zu rechnen, dass das Potenzial für eine Umrüstung von Einzelofen-Heizungen noch nicht ausgeschöpft ist. Von Seiten des Fachinformationszentrums Karlsruhe zum Beispiel wurde noch 1998 darauf hingewiesen, dass die Wohnungsgesellschaften in den Neuen Bundesländern bei mehr als 800.000 Mietwohnungen aus Kapitalmangel bisher nicht in der Lage gewesen sind, die Umwandlung von Kohleöfen oder -heizungen auf umweltfreundlichere Energieträger zu finanzieren. Auch wenn ein Wärmedienstleister/Contractor für die Errichtung und den Betrieb der Heizungsanlagen gefunden würde, käme eine Umsetzung der Maßnahmen im allgemeinen nicht zustande, da die durch den Eigentümer durchzuführende Modernisierung der Wärmeverteilsysteme (z.B. Rohrleitungen und Heizkörper) dessen finanzielle Möglichkeiten übersteige [vgl. BINE (1998)].

2.2.4 Fern- und Nahwärme

Die verschiedenen Wirtschaftssysteme in den Alten und den Neuen Bundesländern haben auch zu Unterschieden in der Energiepolitik und Energiewirtschaft geführt. Dies zeigt sich vor allem am Beispiel der Fern- und Nahwärmeversorgung sehr deutlich.

In den Neuen Bundesländern (NBL) galt eine Fern- und Nahwärmeversorgung als das geeignetste Mittel, die heimische Braunkohle effizient und für den Endverbraucher komfortabel für die Raumheizung zu nutzen. Aufgrund der Autarkiebestrebungen der ehemaligen DDR im Bereich der Energieversorgung erlebte die Fern- und Nahwärme unter den Bedingungen der Planwirtschaft in den letzten 20 Jahren vor der Wiedervereinigung eine rasche Entwicklung. Unterstützt wurde diese durch das in der ehemaligen DDR seit Mitte der 60er Jahre praktizierte industrialisierte Bauen und durch einen prinzipiellen Anschluss der hier entstehenden „Plattenbauten“ an die örtlichen Wärmeversorgungsnetze. Der Anteil der Fern- und Nahwärme am Raumwärmemarkt in den neuen Bundesländern betrug 1990 etwa 24 %. Entsprechend war der Anteil dezentraler Energieträger - vor allem Heizöl - sehr gering.

Die nach der Wiedervereinigung durchgeführten Bestandsanalysen haben gezeigt, dass der Zustand und die Technik der Wärmeversorgungssysteme in den Neuen Bundesländern durch eine Vielzahl von Mängeln gekennzeichnet waren:

- Die Erzeugungsanlagen entsprachen bezüglich des Brennstoffeinsatzes und der Schadstoffemissionen nicht dem Stand der Technik.
- Der Anteil der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Fern- und Nahwärme war gering.
- Die Wärmeversorgungsnetze waren zum Teil sanierungsbedürftig, die Verlegetechniken entsprachen nicht dem aktuellen Standard.
- In Wohn- und Büroräumen bestanden nur unzureichende Möglichkeiten für eine Temperaturregelung.
- Aufgrund hoher Wärmeerzeugungs- und -verteilungskosten waren die Wärmepreise nach der Wiedervereinigung nicht marktgerecht.

In Bezug auf Betrieb und Unterhaltung der Netze war zudem zu berücksichtigen, dass der Wärmebedarf bereits zum Zeitpunkt der Wiedervereinigung deutlich unter den für die Auslegung der Wärmeversorgung zugrunde gelegten Werten lag. Der Wärmebedarf ist zwischenzeitlich in Folge der wärmetechnischen Gebäudesanierung und der Verbesserung der Regelungsmöglichkeiten weiter gesunken. Zudem ist die Nachfrage der Verbraucher, verursacht durch höhere Preise und die Einführung einer verbrauchsabhängigen Kostenabrechnung, in den neuen Bundesländern deutlich zurückgegangen.

Aufgrund der beschriebenen Situation konzentrierte sich die nach 1989 in den Neuen Bundesländern eingeleitete grundsätzliche Neugestaltung der Fern- und Nahwärmeversorgung zunächst auf einen verstärkten Einsatz von Erdgas in Zusammenhang mit der Errichtung wirtschaftlich und technisch leistungsfähiger Wärmeerzeugungssysteme wie der Brennwertechnik, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Gasturbinen-Anlagen im kleineren Leistungsbereich und GuD-Anlagen bei höheren Leistungen [ASUE (1995), S. 5].

In den Alten Bundesländern stellt sich die Situation der Fern- und Nahwärmeversorgung grundsätzlich anders dar. Hier haben die Anschlusswerte in den vergangenen 20 Jahren stetig zugenommen (s. Tabelle 2.2-2). Bei dieser Entwicklung profitierte vor allem die Fernwärme von den zunächst hohen Heizöl- und Erdgaspreisen, die den Einsatz einer kapitalintensiven Fernwärmeerzeugung auf Basis von Steinkohle begünstigte. Zusätzlich gab es verschiedene öffentliche Förderprogramme und das Bestreben, nach den Erfahrungen der Ölpreiskrisen die Abhängigkeit vom Öl durch eine rationellere Energieerzeugung zu vermindern.

Mitte der achtziger Jahre gingen die Energiepreise stark zurück. Die Wettbewerbsfähigkeit einer zentralen Wärmeversorgung hat sich seither im Vergleich zum Heizöl, vor allem aber gegenüber Erdgas wesentlich verschlechtert. Wie im Kapitel 2.2.2 weiter ausgeführt, liegt der Anteil des Energieträgers Erdgas an der Wärmeversorgung im Neubaubereich heute bei über 70 %.

Die Wettbewerbsposition der dezentralen Nahwärmeversorgung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung hat sich demgegenüber verbessert, da BHKW in der Regel Erdgas als Brennstoff einsetzen und daher von den niedrigen Erdgaspreisen profitieren.

In der nachfolgenden Tabelle ist die Entwicklung des Fernwärmeausbaus in Deutschland von 1970 bis 1997 im Überblick dargestellt. Die jeweiligen Werte für den Fernwärmeanschluss, die Trassenlänge und die Anzahl der Haus-Übergabestationen sind den Jahreshauptberichten¹ der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. entnommen.

Tabelle 2.2-2: Entwicklung der Fernwärmeversorgung in den Alten (ABL) und den neuen (Bundesländern (NBL), Quelle: [AGFW (2000a), S. 13 / S. 21]

Jahr	Anschlusswert GW _{th}		Trassenlänge km		Anzahl Haus- Übergabestationen	
	ABL	NBL	ABL	NBL	ABL	NBL
1970	15,0		3.620		59.000	
1975	23,1		5.280		97.000	
1980	27,8		6.404		111.000	
1985	32,7		8.438		141.000	
1990	36,5	19,8	10.226	2.629	169.000	18.000
1993	38,3	16,4	11.161	3.562	204.000	28.000
1995	43,2 ²	12,5	12.423	3.920	224.000	33.000
1997	44,0	11,9	13.425			

¹ Die Statistiken der AGFW basieren auf Umfragen bei ihren Mitgliedsunternehmen und bieten dementsprechend kein vollständiges Bild der Fernwärmeaktivitäten in den ABL. Zudem ist von Jahr zu Jahr von einer geringfügig wechselnden Teilnahme an den Umfragen auszugehen.

² Ab 1995 ist Ostberlin mit enthalten.

Nach Angaben der AGFW stieg der Fernwärme-Anschlusswert 1998 bundesweit um 0,4 % auf etwa 56,2 GW. Während sich der Wert in den Alten Bundesländern um 0,7 % erhöhte, verzeichneten die NBL einen Rückgang von 0,8%. Die Wärme wurde zu 76 % in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt, 22 % entstanden in erdgasbetriebenen Heizwerken und 2 % stammten aus industrieller Abwärmenutzung.

Insgesamt ist laut Prognos AG damit zu rechnen, dass der relative Anteil der mit Fernwärme beheizten Wohnflächen in Deutschland bezogen auf 1992 bis zum Jahr 2020 etwa konstant bleibt. Der absolute Fernwärme-Absatz wird ab 2005 leicht sinken, was vor allem durch eine Erhöhung der energetischen Qualität der Gebäude begründet ist.

Wie bereits bei der Entwicklung der Fern- und Nahwärme in den vergangenen Jahren, ist auch für die Zukunft mit erheblichen Unterschieden zwischen den Alten und den Neuen Bundesländern zu rechnen.

So ist im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Fern- und Nahwärmeversorgung in den Alten Bundesländern davon auszugehen, dass aufgrund des zu erwartenden weiteren Ausbaus der Erdgasversorgung die Potenziale für die Fern- und Nahwärme abnehmen. Trotzdem wird in den Alten Bundesländern mit einem (gradtagsbereinigten) Anstieg des Absatzes um etwa 26 % (1992 bis 2020) gerechnet, der vor allem auf den bereits genannten Ausbau der dezentralen Nahwärmeversorgung zurück zu führen ist [Prognos (1996), S. 507].

In den Neuen Bundesländern wird von 1992 bis 2020 ein deutlicher Rückgang der zentralen Fernwärmeversorgung um etwa 37 % erwartet; dieser schließt allerdings den nach der Wiedervereinigung erfolgten Zusammenbruch der industriellen Wärmenachfrage mit ein. Die Ursachen für den erwarteten weiteren Absatzrückgang liegen in der bestehenden Preiskonkurrenz zu Heizöl und Erdgas und der ungünstigen Wettbewerbslage der Fernwärme aufgrund der wärmetechnischen Mängel der Erzeugungsanlagen, der Verteilungsnetze (hohe Verluste) und der Hausübergabestationen (fehlende Regelungen). Eine Sanierung der ostdeutschen Fernwärmeversorgung ist vor allem aufgrund der sinkenden Wärmedichten und des Rückgangs der industriellen Nachfrage mit wirtschaftlichen Risiken verbunden.

Die Nahwärmeversorgung auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung hat in den Neuen Bundesländern – unterstützt durch verschiedene Förderprogramme zu Anfang der neunziger Jahre - einen gewissen Aufschwung erlebt. In Bezug auf die erzeugten Wärmemengen spielt sie im Vergleich zur zentralen Fernwärmeversorgung jedoch nach wie vor nur eine untergeordnete Rolle.

Für eine Bewertung der zukünftigen Bedeutung der Fern- und Nahwärme für die Raumwärmebereitstellung und Warmwasserbereitung sind unter anderem folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Aufgrund des hohen Kapitalbedarfes für die Installation von Fern- oder Nahwärmenetzen ist ein Neubau von zentralen Wärmeversorgungssystemen in den Alten oder den Neuen Bundesländern mit erheblichen wirtschaftlichen Risiken verbunden.

- In den Neuen Bundesländern ist aufgrund zu erwartender Sanierungsmaßnahmen in den Plattenbauten mit einer erheblichen Reduzierung der Wärmenachfrage in den bisherigen Versorgungsgebieten zu rechnen.
- Der Fern- oder Nahwärmeabsatz im Gebäudebestand kann unter Umständen nur durch Verdichtungsmaßnahmen erhöht bzw. stabilisiert werden.
- In Neubaugebieten werden Nahwärmesysteme auf Basis gasbetriebener Blockheizkraftwerke wirtschaftlich interessant. Die Verlegekosten für Wärmeleitungen betragen heute unter 250 €/m und sind damit nur etwa halb so hoch wie in bestehenden verdichteten Siedlungsstrukturen. Zudem sind auf der Grundlage der aktuellen politischen Diskussion (Ökosteuerbefreiung, Quotenmodell für KWK-Strom) weitere finanzielle Anreize für die Errichtung von KWK-Anlagen zu erwarten.

2.3 Versorgungsstrukturen im Wärmemarkt

2.3.1 Übersicht Heizungstechniken und Energieträger

Betrachtet man die in der Bundesrepublik eingesetzten Heizenergieträger, so bestanden zu Beginn der neunziger Jahre noch erhebliche Differenzen in der Beheizungsstruktur der Wohnungen in den Alten und den Neuen Bundesländern. So wurden zum Beispiel in den Neuen Ländern noch etwa die Hälfte der Wohnungen mit Kohle beheizt, im Westen dagegen weniger als 5 %. Die Fernwärme hatte im Osten einen Anteil von etwa 24 % an der Heizenergieversorgung der Wohnungen, im Westen lag dieser Wert bei knapp 9 % mit sinkender Tendenz.

In den vergangenen Jahren hat im ostdeutschen Haushaltswärmemarkt ein deutlicher Strukturwandel stattgefunden. Der Anteil der mit Öl beheizten Wohnungen ist von wenigen Prozentpunkten auf 16 % im Jahre 1998 angestiegen. Im gleichen Zeitraum stiegen die entsprechenden Werte beim Energieträger Gas von 12 auf 44 %. Der Anteil der Kohle hat sich entsprechend von 73 % im Jahr 1989 auf 10 % im Jahre 1998 vermindert.

Ein Blick auf den Bereich der Neubauten macht die gegenwärtige Tendenz noch einmal deutlich: 73 % der 1998 in der Bundesrepublik neu errichteten Wohnungen werden mit einer Gasheizung ausgestattet.

Insgesamt ist bei der Wärmeversorgung von Gebäuden eine Entwicklung hin zu leitungsgebundenen Energieträgern festzustellen, die insbesondere aus der Substitution von Kohle- oder Öl-Einzelofenheizungen durch Gas-Zentralheizungsanlagen resultiert.

Auf der Grundlage eines sinkenden spezifischen Heizenergiebedarfs und damit steigender spezifischer Kosten für die Verlegung der (Gas- oder Fernwärme-) Netze kann sich diese Entwicklung langfristig umkehren. Erste Fragestellungen zielen zum Beispiel darauf ab, ob eine parallele Versorgung von Wohn- oder Gewerbegebieten mit Gas und Fernwärme für ein Versorgungsunternehmen wirtschaftlich darstellbar ist. Bei der Versorgung von Neubaugebieten, in denen ein Niedrigenergie- oder Passivhausstandard realisiert wurde, kann selbst die Verlegung eines Gasnetzes aus ökonomischen Überlegungen heraus uninteressant werden, so dass als leitungsgebundener Energieträger nur Strom für Heizzwecke angeboten wird. Um diese Fragen zu beantworten, wurden im Rahmen der vorliegenden Untersuchung Fallstudien durchgeführt (vgl. Kapitel 6).

Von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Wärmeversorgung sind die heutige Marktsituation und die spezifischen Versorgungsstrukturen der einzelnen in der Bundesrepublik tätigen Energieversorgungsunternehmen. Nachfolgend wird daher zunächst eine Übersicht über die zurzeit in der Bundesrepublik eingesetzten Beheizungssysteme mit einem Ausblick auf die weitere technologische Entwicklung gegeben, die im Rahmen einer ersten Bestandsaufnahme "Wärmeversorgung von Gebäuden - Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot" [Hille (1999)] sowie in einem Bericht zur zweiten Phase des Projektes ("Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden" [Kleemann (2000a)] zusammengestellt wurden.

Für die Wärmeversorgung von Gebäuden stehen heute folgende Systeme und Energieträger zur Verfügung:

Tabelle 2.3-1: Grobklassierung der in Wohngebäuden eingesetzten Heizungstechniken und Energieträger; Quelle: [Kleemann (2000b), S. 44]

Zentralheizung:	Fern-/Nahwärme Erdgas Heizöl Strom Kohle, Holz
Etagenheizung:	Erdgas
Einzelofenheizung:	Erdgas Heizöl Strom Kohle, Holz
Zusätzliche Wärmepumpe oder Solarkollektor	
Sonstige Heizungstechniken	

Einen Überblick über die Aufteilung dieser Techniken auf die Wohnflächen in den alten (ABL) und neuen Bundesländern (NBL) liefert die Tabelle 2.3-2.

Tabelle 2.3-2: Beiträge der Heizungstechniken/Energieträger an der Beheizung der Wohnflächen; Quelle: [Kleemann (2000b), S. 46]

	Wohnflächen ABL		Wohnflächen NBL	
	Mio.m ²	%	Mio.m ²	%
Zentralheizung - Fernwärme	114,8	4,7%	109,9	22,2%
Zentralheizung - Erdgas	727,1	29,5%	98,0	19,8%
Zentralheizung - Heizöl	1.011,1	41,1%	60,1	12,1%
Zentralheizung - Strom	192,1	7,8%	3,0	0,6%
Zentralheizung - Kohle, Holz	39,1	1,6%	33,2	6,7%
Etagenheizung - Erdgas	12,8	0,5%	17,2	3,5%
Einzelofen - Erdgas	53,2	2,2%	10,6	2,1%
Einzelofen - Heizöl	58,8	2,4%	4,0	0,8%
Einzelofen - Strom	132,6	5,4%	3,6	0,7%
Einzelofen - Kohle, Holz	55,6	2,3%	116,9	23,6%
Zusätzliche Wärmepumpe oder Solarkollektor	49,8	2,0%	2,1	0,4%
Sonstige Heizungstechniken	15,8	0,6%	36,1	7,3%
	2.462,8	100,0%	494,7	100,0%

Die in der Tabelle genannten Heizungstechniken können in verschiedene Technologiebereiche eingeteilt werden, die nachfolgend in ihrer Bedeutung für die zukünftige Wärmeversorgung von Gebäuden bewertet werden.

2.3.2 Konventionelle Wärmeerzeuger

Zu den konventionellen Wärmeerzeugern zählen insbesondere die Zentralheizungsanlagen und die Etagenheizungen. Als Energieträger kommen hier vorwiegend Erdgas und Heizöl zum Einsatz, die jeweils einen Anteil von etwa 30 % am Raumwärmemarkt im Bereich der Haushalte haben. Neuere Kesselanlagen sind zunehmend als Niedertemperatur- oder Brennwertkessel ausgeführt. Dabei ist aber das heutige Markt-Angebot für geringere Heizleistungen noch nicht zufriedenstellend und eine in einem angemessenen Verhältnis zur Reduzierung der installierten Leistung stehende Kostendegression konnte von den Anbietern bislang nicht realisiert werden.

Neben den zentralen Anlagen zählen auch Einzelofen-Heizungen zu den konventionellen Wärmeerzeugern. In den alten Bundesländern ist der Anteil der mit Einzelöfen beheizten Gebäude vernachlässigbar gering. In den neuen Bundesländern dagegen wurden 1992 noch mehr als 50 % der Wohnungen mit Kohleöfen beheizt. Aus Gründen des Bedienkomforts sowie der im Vergleich zu modernen Zentralheizungsanlagen spezifisch erheblich höheren Schadstoffemissionen wurden die Einzelofen-Heizungen im Gebäudebestand zunehmend durch zentrale Heizungsanlagen auf Gasbasis substituiert.

Für Passivhäuser kann unter Umständen der Einsatz von Einzelofen-Heizungen, wobei es sich sowohl um Kamine (Pellet- oder Scheitholz-Kaminöfen) als auch um Kachelöfen (Speicheröfen) handeln kann, wieder interessant werden. Bei den in diesen Gebäuden erreichbaren Heizlasten von 10 W/m^2 reichen Wärmeabgaben von 1.200 Watt im Tagesdurchschnitt für die Beheizung einer ganzen Wohnung. Ein einziger Holzgefeuerter Ofen im Erdgeschoss eines Passivhauses könnte ausreichen, die gesamte Wärmeversorgung des Hauses zu übernehmen. Wie aus verschiedenen Veröffentlichungen hervorgeht, sind für die Integration eines Holzofens in ein Passivhaus-Konzept jedoch noch einige technische Detailprobleme zu lösen.

Zur Gruppe der konventionellen Wärmeerzeuger zählen zudem die Elektro-Speicherheizungen. Ihr Einsatz ist angesichts der Primärenergiebilanz sowie der bei älteren Anlagen bestehenden Asbest-Problematik sehr kritisch zu betrachten. Viele Versorgungsunternehmen fördern die Umstellung von Nachtstromspeicherheizungen auf gasgefeuerte Heizungsanlagen im Rahmen von Stromeinsparprogrammen. Zum Teil wurden politische Beschlüsse gegen den Einsatz getroffen, wie zum Beispiel in Bremen, wo die Neu-Installation von Nachtstromspeicherheizungen verboten ist.

In Zusammenhang mit der Reduzierung des spezifischen Heizenergiebedarfs bei Niedrigenergie- und Passivhäusern erlebt die Diskussion um den Einsatz von Strom im Wärmemarkt einen neuen Aufschwung. Hier spielt jedoch vor allem die elektrische Direktheizung eine Rolle. Wie verschiedene Demonstrationsprojekte nachgewiesen haben, ist z.B. für die Warmwasserbereitung eines Passivhauses neben einer thermischen Solaranlage keine Zusatzheizung mehr erforderlich. Die "restlichen" 600 kWh/a könnten - bei Nichtbeachtung der im Vergleich zum Gaseinsatz erheblich schlechteren Primärenergiebilanz des

Energieträgers Strom - mit Kosten von etwa 45 €/a konkurrenzlos preisgünstig durch Strom bereitgestellt werden [vgl. Feist (1998)].

2.3.3 Wärmepumpen

Von verschiedener Seite propagiert und im europäischen Umland teilweise sehr verbreitet ist der Einsatz von Wärmepumpen. Diese Technik ist mittlerweile - insbesondere aufgrund der umfangreichen Erfahrungen aus der Schweiz - technisch ausgereift.

Dabei wird die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen sehr unterschiedlich beurteilt. Während einerseits ein zukünftig sinkender Wärmebedarf als Hemmnis für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen angesehen wird, riefen der Initiativkreis Wärmepumpe, die Hauptberatungsstelle Elektrizitätsanwendung (HEA) und die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) in ihrer "Leipziger Erklärung" vom 4.3.1999 die Elektrowärmepumpe zum "Heizsystem der Zukunft" aus [vgl. Bundesbaublatt (1999)].

Wissenschaftliche Prognosen sind jedoch weniger optimistisch. Laut Prognose wird der Beitrag der elektrischen Wärmepumpe zur Endenergie für Raumwärme von 0,5 Promille 1997 auf lediglich 2 Promille in 2020 ansteigen. Bei der Warmwasserversorgung ist der erwartete Versorgungsbeitrag von Wärmepumpen deutlich höher: Er steigt von 8 Promille in 1997 auf etwa 3,5 % in 2020 [Kleemann (2000b), S. 50].

2.3.4 Blockheizkraftwerke

Im allgemeinen wird die in Blockheizkraftwerken erzeugte Wärme über ein Nahwärmenetz an umliegende Verbraucher verteilt. Der Kostenvorteil eines Nahwärmeversorgungssystems (Verteilungsnetz und Übergabestation) gegenüber einer Gas-Einzelversorgung von konventionellen Gebäuden begründet sich insbesondere durch den Investitionsvorteil der Wärmeübergabestation gegenüber einem Gaskessel. Bei Mehrfamilienhaus-Siedlungen verliert dieser Vorteil an Bedeutung, da bei gleicher Siedlungsfläche die Anzahl der erforderlichen Heizungsanlagen sinkt, aber die Netzkosten, bei denen sich ein Vorteil für die Gasversorgung ergibt, nahezu konstant bleiben [Nast (1996), S. 430].

Technisch ist die Wärmeversorgung von Niedrigenergie- oder Passivhäusern über Fern- oder Nahwärmenetze unproblematisch. Während sich bei Niedrigenergiegebäuden (NEH) die Wärmeerzeugung und Netzauslegung noch teilweise am Heizleistungs- und Wärmebedarf orientieren, spielt die Heizleistung beim Passivhaus (PH) eine untergeordnete Rolle. Für die Dimensionierung der Wärmeversorgung im NEH und im PH ist damit der Leistungsbedarf für die Warmwasserbereitung ausschlaggebend mit einer geringen Erhöhung in den winterlichen Spitzenheizzeiten. Die durch das Nahwärmenetz bereitzustellende Leistung hängt dabei vom System der Warmwasserbereitung in den einzelnen Wohneinheiten ab.

Aufgrund ihrer hohen spezifischen Investitionskosten sind Blockheizkraftwerke nur dann wirtschaftlich zu betreiben, wenn sie im Grundlastbereich eingesetzt werden und die Erlöse durch Stromgutschriften bzw. vermiedenen Stromfremdbezug ausreichend hoch sind.

Ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Nah- und Fernwärmeversorgung sowohl bei Gebäuden, die entsprechend der Wärmeschutzverordnung '95 errichtet wurden, als auch bei Niedrigenergie- oder Passivhäusern und ein Hemmnis für deren flächenhaften Ausbau sind zudem die erforderlichen hohen Investitionen für das Verteilungsnetz. Ein weiteres Problem besteht hier, wie bei allen leitungsgebundenen Energieträgern, in den mit weiterer Absatzreduzierung relativ immer höher werdenden Kosten für die Abrechnung der Nah- oder Fernwärme.

Nach Einschätzung von Hersteller- aber auch von Betreiber-Seite gewinnen seit etwa 10 Jahren kleinere Blockheizkraftwerke an Bedeutung, deren bevorzugtes Einsatzgebiet größere Gebäudekomplexe bzw. ein Zusammenschluss von bedeutenden Wärmeabnehmern über ein Nahwärmenetz sind.

Auf der Grundlage von durchgeführten Feldversuchen in Hessen in den Jahren 1994 bis 1997 ist der Leiter der hessenEnergie der Ansicht, „ .. dass die Technik der Klein-BHKW jetzt einen Stand erreicht hat, bei dem nunmehr eine breite Anwendung der nächste Schritt sein müsste.“ Hohe Stückzahlen scheinen „... bei Klein-BHKW prinzipiell durchaus möglich, denn die Technologie erschließt der Kraft-Wärme-Kopplung potenziell einen sehr großen zusätzlichen Anwendungsbereich.“ Weiter wird darauf hingewiesen, dass „ ... solche Anlagen rein technisch betrachtet überall und flächendeckend zum Einsatz kommen, wo außerhalb von Fernwärmegebieten Niedertemperatur-Wärme in größerer Menge und möglichst über das ganze Jahr benötigt wird – und das ist letztlich schon in jedem größeren Wohngebäude der Fall.“ [Meixner (1998), S. 182 ff.]

2.3.5 Brennstoffzellen

Seit den 50er Jahren wird international mit einem erheblichen Aufwand an der Weiterentwicklung der Niedertemperatur-Brennstoffzellen-Technologie gearbeitet. Angestrebter Einsatzbereich war zunächst vor allem der Fahrzeugantrieb, heute gibt es zunehmend Pilotprojekte zur Strom- und Wärmeversorgung von Wohn- und Gewerbegebäuden durch Brennstoffzellen-Heizgeräte.

Die Hemmnisse für eine breite Markteinführung dieser Technologie liegen heute zum einen in noch zu lösenden technischen Problemen (Aufbereitung des Erdgases zu CO₂-freiem Wasserstoff) sowie in den hohen Herstellungskosten. Mit der Zielsetzung, diese Kosten durch eine Massenproduktion der Anlagenkomponenten entscheidend zu senken, werden zurzeit etliche Projekte zur Energieversorgung von Wohngebäuden mit Niedertemperatur (NT)-Brennstoffzellen in der Bundesrepublik realisiert.

Fachleute gehen jedoch heute davon aus, dass die NT-Brennstoffzelle keinen Ersatz zu herkömmlichen, konventionellen Heizungssystemen darstellen, sondern in ein wärmegeführt betriebenes Brennstoffzellen-Heizgerät integriert werden wird. Dieses arbeitet nur dann, wenn die neben dem Strom erzeugte Wärme genutzt werden kann. An besonders kalten Tagen deckt ein integrierter konventioneller Brenner den Wärmemehrbedarf. Aufgrund der kurzzeitig auftretenden Stromspitzen und der zunächst noch hohen Kosten eines Brennstoffzellensystems ist es nicht wirtschaftlich darstellbar, dieses entsprechend

der Strombedarfsspitze auszulegen oder aufwändige Batteriespeicher zu installieren. Hier sollte ein Netzparallelbetrieb vorgesehen werden.

Die Frage der Wirtschaftlichkeit eines solchen Brennstoffzellen-Heizgerätes wurde im vergangenen Jahr im Rahmen einer Dissertation bearbeitet. Die hier durchgeführte Modellierung des Einsatzes einer Brennstoffzelle für die Beheizung eines Ein- bzw. eines 12-Familienhauses führte zu dem Ergebnis, dass diese Technik nur dann wirtschaftliche Vorteile gegenüber der betrachteten Referenzvariante (Brennwertkessel und Fremdstrombezug) aufweist, wenn der Gesamtstromverbrauch ausreichend hoch ist. Konkret bedeutet dies für das betrachtete Einfamilienhaus einen Stromverbrauch von mehr als 2.750 kWh/a bzw. für das 12-Familienhaus von mehr als 10.000 kWh/a. Die Größe des Zielmarktes, d.h. bis zu welchem Mindeststromverbrauch Brennstoffzellen-Heizgeräte wirtschaftlich eingesetzt werden können, ist abhängig von den in der Praxis realisierten Kostensenkungen. Hier gibt es allerdings zwei gegenläufige Entwicklungstendenzen: "Während einerseits mit zunehmender Gebäudegröße (Wohnungszahl bzw. Stromverbrauch) die wirtschaftliche Attraktivität der Brennstoffzelle stark ansteigt, sinkt andererseits die absolute Anzahl an verfügbaren Gebäuden. Große Wohngebäude haben außerdem häufig eine dezentrale Warmwasserbereitung und werden überdurchschnittlich oft mit Fernwärme (statt mit Erdgas oder Heizöl) versorgt." [Bokämper (2001), S. 15]

Die im Rahmen der zitierten Untersuchung durchgeführten Sensitivitätsanalysen für die Variation des Wärmedämmstandards weisen darauf hin, dass dieser Parameter einen vernachlässigbar geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Brennstoffzellen-Heizgerätes hat, was dadurch erklärt wird, dass selbst bei einem gut gedämmten Niedrigenergie-Haus (7.000 kWh/a) die Summe von Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung, Speicher- und Zirkulationsverlusten mit ca. 12.500 kWh/a immer noch deutlich höher liegt als die mit der Stromproduktion gekoppelte Jahreswärmeerzeugung der Brennstoffzelle in Höhe von etwa 8.000 kWh.

Als Zukunftsoption wird der Ansatz verfolgt, solar (mittels Photovoltaik und Elektrolyse) erzeugten Wasserstoff direkt in die zu versorgenden Objekte zu liefern und unter Verzicht auf einen Reformer der Brennstoffzelle zuzuführen. Mittelfristig jedoch werden NT-Brennstoffzellen auf der Basis von Erdgas arbeiten, für das heute in der Bundesrepublik eine fast flächendeckende Infrastruktur besteht. Wie sich die Kosten entwickeln, ob diese Technologie wirtschaftlich zu betreiben ist und ob eine zuverlässige Wärme- und Stromversorgung gewährleistet werden kann, ist heute noch nicht mit Sicherheit zu beantworten.

Hinsichtlich der längerfristigen Marktchancen der NT-Brennstoffzelle ist auch der Einfluss der erfolgten Liberalisierung des Strommarktes zu berücksichtigen. Einerseits kann ein Kostendruck aufgrund sinkender Strompreise entstehen, auf der anderen Seite bietet die Brennstoffzellen-Technologie die Möglichkeit einer dezentralen, verbrauchsnahe und bedarfsorientierten Versorgung mit Strom, Heizwärme und Warmwasser und fördert damit aus Sicht der Versorgungsunternehmen die Kundenbindung und sichert für die Gasversorger den Absatz im Wärmemarkt (in der Konkurrenz gegenüber Strom) bei einem rückläufigen spezifischen Wärmebedarf.

Diese Aspekte könnten verantwortlich dafür sein, dass sich unter anderem die EWE AG bei der Weiterentwicklung der Niedertemperatur-Brennstoffzelle engagiert. Nach Einschätzung des Unternehmens werden private Haushalte in naher Zukunft ihren Bedarf an Strom, Wärme und Warmwasser durch den Einsatz von Brennstoffzellen selbst erzeugen können, die die netzgebundene Energieversorgung auf breiter Basis ergänzen.

Um die Anwendung der genannten Technologie in der Praxis zu erproben, beteiligt sich die EWE AG seit November 1998 an einem internationalen Feldversuch. Im Heizhaus der zentralen Ausbildungsstätte der EWE AG in Oldenburg wurde eine Testanlage eines schweizerischen Herstellers installiert. Mit einer Kapazität von 1 kW deckt diese Anlage einen Großteil des Strom- und Wärmebedarfs eines Haushaltes mit durchschnittlichem Verbrauch. Der zusätzliche Strombedarf wird aus dem EWE-Netz, ein zusätzlicher Wärmebedarf über einen integrierten Zusatzbrenner gedeckt.

Nach Angaben der EWE AG liegt der elektrische Wirkungsgrad der Versuchsanlage mit etwa 30% schon heute deutlich über dem Wirkungsgrad eines motorischen Blockheizkraftwerkes gleicher Leistung. Durch die zusätzliche Nutzung der anfallenden Wärme erhöht sich der Wirkungsgrad auf etwa 90%. Energieverluste durch lange Transportwege entfallen bei dieser dezentralen Energieerzeugung [Elektrizitätswirtschaft (1999), S. 6].

Eine weitere Entwicklung in diesem Bereich sind die Hochtemperatur-Brennstoffzellen, die einen erheblich höheren Wirkungsgrad als die NT-Brennstoffzellen aufweisen. Sie unterscheiden sich von diesen aber vor allem durch ihre Einsatztechnik, da sie in Kombination mit Dampfturbinenanlagen betrieben werden und damit die Grundlage für eine zentrale Wärmeversorgung (Fern- und Nahwärme) bilden können. Diese Systeme sind aber noch weit von der praktischen Anwendung entfernt, bislang gibt es einige wenige Prototypen.

2.3.6 Solarenergie

Bei einem entsprechend der WSVO 95 errichteten Gebäude überwiegt der Heizwärmebedarf gegenüber dem Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung. Hier wird eine hohe Energiedichte mit Verbrauchsschwerpunkt im Winter abverlangt (vgl. auch Kapitel 2.1.6). Neubauten mit geringerem Wärmebedarf bis hin zu Passivhäusern stellen dagegen besondere Anforderungen an das System zur Wärmeversorgung. Der minimale Jahresheizenergiebedarf und die geringe geforderte Heizleistung führen bei unverändertem Warmwasserbedarf zu einer jahreszeitlich gleichmäßigeren Leistungsanforderung an die Wärmebereitstellung. Der Wärmebedarf wird nach Untersuchungen des Passivhaus-Instituts zu 60 bis 70 % durch den Warmwasserbedarf bestimmt. Dies eröffnet nach W. Feist z. B. die Möglichkeit, einen großen Teil des Warmwasserbedarfs durch eine thermische Solaranlage zu decken [vgl. Feist (1998)].

Von Seiten der Solaranlagenhersteller werden noch optimistischere Zahlen genannt: "Gebäuden mit sehr guter Wärmedämmung und niedrigen Rücklauftemperaturen für die Heizung schenkt die Sonne im Jahr ca. 25 % der Raumwärme und gleichzeitig bis zu 80 % der Warmwasserenergie." [vgl. Wagner (1997)].

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung ist wohl unbestritten, dass die regenerativen Energien für die Wärmebereitstellung in Gebäuden eine zunehmende Bedeutung erlangen

werden. In den durch das Forschungszentrum Jülich durchgeführten Szenarioanalysen zur Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden wird z.B. davon ausgegangen, dass sich der Anteil der thermischen Solarenergie und der Biomasse an der Raumwärmeerzeugung und Warmwasserbereitung im Neubau von etwa 0% in 1995 auf 8,1 % in 2050 - jeweils bezogen auf die Wohnflächen - entwickelt [Kleemann (2000b), S. 53]. Hinsichtlich des Deckungsbeitrages der Solarenergie bezogen auf den Wärmebedarf im Gesamt-Gebäudebestand der Bundesrepublik ist jedoch zu berücksichtigen, dass Neubauten hier nur einen geringen Anteil stellen.

Eine weitere technische Möglichkeit der Solarenergienutzung bietet die transparente Wärmedämmung (TWD). Im Januar fällt in der Bundesrepublik im Durchschnitt auf eine nach Süden ausgerichtete Wand eines freistehenden Einfamilienhauses eine durchschnittliche Einstrahlung von 1.000 Wh/m²Tag. Bei einer gut gedämmten Wand werden im Januar aber nur 200 Wh/m²Tag als Wärmeverlust abgegeben. Die eingestrahelte Energie ist damit um den Faktor 5 höher als der Wärmeverlust.

Die transparente Wärmedämmung zählt zu den über eine "Speichermassenaktivierung" arbeitenden Heizsystemen. Die nach Süden gerichteten Hauswände werden hier mit einer wabenförmigen TWD ausgestattet. Die Sonnenenergie trifft durch die lichtdurchlässige Abdeckung direkt auf den dunkel gefärbten Speicher (Steinwand). Die Energiespeicherung im Stein bewirkt, dass die am Tage aufgenommene Wärme nachts noch genutzt werden kann. Der Gesamtwirkungsgrad des Systems ist aber, bedingt durch die hohe Oberflächentemperatur bei Sonnenschein und die nächtlichen thermischen Verluste mit 20 - 30 % gering. Die Kosten des Systems werden zusätzlich durch die Notwendigkeit einer beweglichen Verschattungseinrichtung erhöht. Mit einem nennenswerten Beitrag der TWD zur Wärmeversorgung von Gebäuden ist daher in absehbarer Zeit nicht zu rechnen.

2.3.7 Ausblick / Weitere Entwicklung der Wärmeversorgungsstruktur

2.3.7.1 Prognose bis 2020 / Prognos AG

Zur mittel- und langfristigen Entwicklung der Beheizungsstruktur in der Bundesrepublik wurden unterschiedliche Prognosen veröffentlicht. Exemplarisch soll an dieser Stelle eine Abschätzung der Prognos AG, Basel, zitiert werden, die von einer im folgenden dargestellten Entwicklung ausgeht.

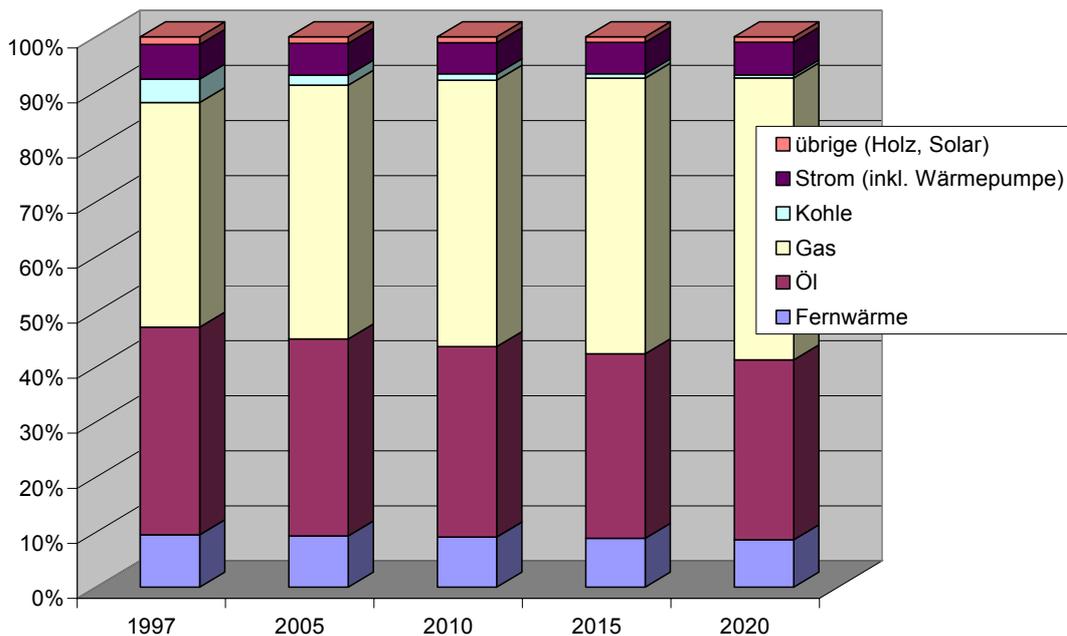


Abbildung 2.3-1: Beheizungsstruktur der Wohnflächen in der Bundesrepublik; Quelle: [Prognos (1999), S. 237]

Einer Bewertung der zukünftigen Einsatzchancen der einzelnen Energieträger legt die Prognos AG unter anderem die folgenden Entwicklungsparameter zugrunde [vgl. Prognos (1999), S. 236 ff.]:

- Der Anteil der mit Öl zentralbeheizten Wohnungen geht nur geringfügig - von 38 % in 1997 auf 33 % in 2020 - zurück, da eine günstige Preisentwicklung angenommen wird. Zudem bietet die gegenwärtige Neubaustruktur mit einem hohen Anteil an Einfamilienhäusern günstige Marktchancen.
- Die größten Zuwächse sind im Bereich der Gaszentralheizungen zu erwarten. Diese profitieren, wie bereits angedeutet, am stärksten vom Rückgang der Einzelofenheizungen. Ihr Anteil steigt von etwa 41 % (1997) auf etwa 51 % (2020). Der Energieträger Gas nimmt damit eine herausragende Position im deutschen Wärmemarkt ein.
- Im Bereich der Wärmepumpen wird langfristig ein geringer Anteilszuwachs erwartet, der vor allem aus dem Einsatz im Ein- und Zweifamilienhausbau (anstelle von Nachtstromspeicherheizungen) resultiert.

- Der Anteil der über große Fernwärmenetze versorgten Wohnflächen in der Bundesrepublik wird von 9,5 % auf 8,5 % im Jahre 2020 zurückgehen.
- Bei allen anderen Energieträgern sind Anteilsverluste zu erwarten. Dies betrifft insbesondere die Einzelofensysteme und die Kohlezentralheizungen.

Ob diese Entwicklung - vor dem Hintergrund eines sinkenden spezifischen Endenergiebedarfs in Gebäuden - wie prognostiziert eintritt, hängt in hohem Maße von der ökonomischen sowie auch der ökologischen Bewertung der betrachteten technischen Anlagen zur Raumwärmeerzeugung und Warmwasserbereitung ab. Für den Einsatz einer Wärmepumpe zum Beispiel sind zunächst vergleichsweise hohe Investitionen erforderlich. Die zu nutzende Wärme (Erdreich, Luft, Abwärme) kann aber am Einsatzort ausreichend verfügbar und preisgünstig sein und auf diese Weise einen wirtschaftlichen Einsatz sicherstellen.

Nachfolgend werden exemplarisch einige zu dieser Fragestellung durchgeführte Untersuchungen dargestellt, die unterschiedliche Wärmeversorgungs-systeme unter ökonomischen und/oder ökologischen Gesichtspunkten vergleichen.

2.3.7.2 Untersuchung Ruhrgas AG

Im Jahre 1996 wurden durch die Ruhrgas AG verschiedene Varianten für die Energieversorgung von Niedrigenergiehäusern insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines bei reduziertem Wärmebedarf zu sichernden Gasabsatzes verglichen. Betrachtet wurden:

- Elektrische Systeme (Direktstrom, Wärmepumpen)
- Kombination Heizöl/Strom
- Kombination Erdgas/Strom

Nach Berechnung der Ruhrgas AG „...zeigt sich, dass unabhängig vom Wärmedämmstandard eine möglichst weitgehende Erdgasanwendung zu minimalen CO₂-Emissionen führt und den besten Kompromiss zwischen Ökonomie und Ökologie darstellt“ [Altfeld (1996), S. 8].

In der genannten Untersuchung wurden beispielhaft ein Reihenmittelhaus mit einer beheizten Fläche von 100 m² und drei Bewohnern sowie ein freistehendes Einfamilienhaus mit einer beheizten Fläche von 150 m² und vier Bewohnern betrachtet. Für diese beiden Fälle wurde jeweils zusätzlich unterschieden zwischen einer Wärmedämmung entsprechend der Wärmeschutzverordnung 95 und einer Ausführung im NEH-Standard.

Um die aus der Energieversorgung dieser Beispielobjekte resultierenden CO₂-Emissionen zu ermitteln, wurden alle Bereiche des Energieverbrauchs berücksichtigt, unter anderem der Endenergiebedarf für Raumwärme, Warmwasserbereitung, Kochen, Spülen, Waschen und Trocknen, für die kontrollierte Wohnungslüftung sowie der Bedarf für elektrische Hilfsenergien der betrachteten Heizungssysteme.

Für die Bewertung des Stromverbrauchs hinsichtlich seiner CO₂-Emissionen wurde in einem pragmatischen Ansatz das Verhältnis der CO₂-Emissionen für alle Varianten und Fälle ermittelt. Wie erwartet, entstanden durch ein System der direkten Umwandlung von Strom in Wärme die deutlich höchsten CO₂-Emissionen. Durch den Einsatz von zwei

Wärmepumpen (monovalente Luft-Wasser-Wärmepumpe für die Raumheizung und eine davon abhängige Luft-Wasser-Kleinwärmepumpe zur Warmwasserbereitung) konnten die CO₂-Emissionen um etwa 50 % verringert werden. Noch günstigere Ergebnisse ergaben sich nach Ermittlungen von Altfeld bei Verwendung des konventionellen Erdgas-Systems, während bei der Variante "Brennwerttechnik" die mit Abstand geringsten CO₂-Emissionen auftraten. Diese Ergebnisse konnten allerdings im Rahmen einer Untersuchung des Bremer Energie Instituts (s. Abschnitt 2.3.7.4) nicht bestätigt werden.

Bei einer entsprechenden Betrachtung der Versorgung eines Niedrigenergiehauses änderte sich laut Altfeld die Reihenfolge der untersuchten Systeme im Hinblick auf ihre CO₂-Emissionsmengen nicht. Es zeigte sich jedoch, dass die CO₂-Minderung durch Einsatz der Kombination Erdgas/Strom bei Realisierung eines erhöhten Wärmedämmstandards relativ gering ausfällt. Ursache hierfür sei zum einen der durch die Wohnungslüftung zusätzlich erzeugte Stromverbrauch und zum anderen das in einem NEH bereits niedrige absolute Niveau des Heizenergiebedarfs.

„Insgesamt zeigt sich, dass durch die Versorgung mit Erdgas sowohl beim Niedrigenergiehaus entsprechend der Wärmeschutzverordnung 1995 als auch beim „extrem Niedrigenergiehaus“ die geringsten CO₂-Emissionen erreicht werden können“ [Altfeld (1996), S. 13].

2.3.7.3 Untersuchung ASUE

Eine Veröffentlichung der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE) aus dem Jahre 1998 bestätigte im Prinzip die Ergebnisse der zuvor genannten Untersuchung [vgl. ASUE (1998)]. Hier wurde auf der Basis repräsentativer Anwendungsfälle (Einfamilien-Reihenhaus, freistehendes Einfamilienhaus, 6-Familienhaus und 12-Familienhaus) ein standardisierter Emissionsvergleich für folgende Heizsysteme durchgeführt:

- Niedertemperaturkessel (Gasspezialkessel mit atmosphärischem Brenner)
- Niedertemperaturkessel (Ölkessel mit Gebläsebrenner)
- Gas-Brennwertkessel
- Elektro-Wärmepumpe Erdreich/Wasser (Wärmebereitstellung ausschließlich durch Elektro-Wärmepumpe)
- Elektro-Wärmepumpe Luft/Wasser (Spitzenabdeckung mit Stromdirektheizung erforderlich)
- Gas-Kompressionswärmepumpe Luft/Wasser mit Spitzenkessel zur Nahwärmeversorgung
- Gas-Blockheizkraftwerk mit Spitzenkessel zur Nahwärmeversorgung
- Gas-Brennwertzentrale zur Nahwärmeversorgung

Als Heizflächen wurden für alle Systeme mit Ausnahme der Wärmepumpenanlagen Plattenheizkörper unterstellt; für die Elektro-Wärmepumpe sowie für die Gas-Wärmepumpe waren Fußboden-Heizflächen vorgegeben.

Im Ergebnis stellte sich heraus, dass bei den dezentralen Systemen die gasgefeuerten Niedertemperatur- und Brennwertkessel vergleichsweise geringe Schadstoffemissionen

aufweisen. Deutliche Nachteile zeigten die Elektrowärmepumpen und die Ölheizung vor allem bei den Schwefeldioxidemissionen.

In Bezug auf die CO₂-Emissionen führte der Einsatz von Elektro-Wärmepumpen oder Ölheizungen zu Werten, die diejenigen der Gassysteme zum Teil um bis zu 40 % überschritten. Der bei den Wärmepumpen neben der Nutzung regenerativer Energiequellen zu berücksichtigende Stromaufwand hatte unter dem Gesichtspunkt der Schadstoffemissionen demnach eine erhebliche Relevanz.

Unter den Nahwärmesystemen gingen von den Blockheizkraftwerken die geringsten Emissionen aus, was auf die hohe Emissionsgutschrift für den gleichzeitig erzeugten Strom zurückzuführen war.

2.3.7.4 Untersuchung bremer energie institut

Weitere, auf umfangreichen Marktrecherchen basierende und insbesondere unter ökonomischen Gesichtspunkten sehr detaillierte Untersuchungen wurden in den Jahren 1997 und 1998 durch das bremer energie institut durchgeführt. Hier wurden Kosten-Nutzen-Verhältnisse für den Einsatz der nachfolgenden energietechnischen Komponenten in ausgewählten Beispiel-Objekten miteinander verglichen:

- Zusätzliche Wärmeschutzmaßnahmen
- Thermische Solaranlagen
- Elektrische Wärmepumpenheizungen
- Wohnungslüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung

Die erste, 1997 abgeschlossene Untersuchung konzentrierte sich auf die Frage, ob Energieeinsparmaßnahmen im Neubaubereich kostengünstiger durch einen verbesserten Wärmedämmstandard (- 25 bis 35 % der WSVO '95) oder durch die Installation einer thermischen Solaranlage realisiert werden können. Im Ergebnis zeigte sich, dass der verbesserte Wärmeschutz mit Kosten von 2,6 bis 9,2 ct/kWh günstigere Werte aufwies als die thermische Solaranlage mit durchschnittlich etwa 12,3 ct/kWh. Bei dieser Betrachtung waren allerdings zusätzliche Aspekte wie Fragen des Klimaschutzes und der Substitution fossiler Energieträger noch nicht berücksichtigt [BEI (1997), S. 101].

Im Rahmen einer Fortführung der genannten Untersuchung wurden für das gleiche Spektrum von Gebäuden (Einfamilien-, Reihen- und Mehrfamilienhaus) elektrische Wärmepumpenheizungen und Wohnungslüftungssysteme mit Wärmerückgewinnung unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten miteinander sowie mit den herkömmlichen Systemen für die Gebäudebeheizung und Warmwasserbereitung (Gas- und Ölheizkessel) verglichen. Für die Gebäude wurde jeweils ein Wärmedämmstandard von -25 % gegenüber WSVO 95 und damit praktisch der Niedrigenergiehaus-Standard definiert.

Die Berechnungen führten zu dem Ergebnis, dass Wärmepumpensysteme (einschließlich Fußbodenheizung) gegenüber Gasheizkesseln (einschließlich Plattenheizkörper) je nach Gebäude und Wärmequellenanlage Mehrinvestitionen von 40 bis 110 % verursachen. Im Vergleich zu Ölkesselanlagen betragen die Mehrkosten etwa 20 bis 65 %.

Die damit ebenfalls erheblich höheren spezifischen Nutzwärmekosten der Wärmepumpenanlagen reduzierten sich für den Betreiber allerdings durch vielerorts bestehende Förderprogramme, Investitionszuschüsse oder Sondertarife für den Strombezug.

Hinsichtlich der ökologischen Bilanz kamen die Autoren zu dem Ergebnis, dass der Einsatz von Wärmepumpen nur dann zu einer CO₂-Minderung führt, wenn mangels Erdgasversorgung als Alternative nur ein Ölkessel in Frage kommt. Gegenüber Gas-Brennwertgeräten war eine CO₂-Minderung durch Einsatz von Wärmepumpen praktisch nicht realisierbar.

Als weitere technische Versorgungsoption wurden im Rahmen der zitierten Untersuchung verschiedene Systeme der kontrollierten Wohnungs Lüftung mit Wärmerückgewinnung den oben genannten konventionellen Heizsystemen gegenübergestellt. Die Berechnungen ergaben, dass Investitionen und Nutzwärmekosten dieser Systeme höher als bei konventionellen Heizungsanlagen sind. Eine Ausnahme bildeten hier nur die vollelektrischen Systeme bei Einsatz in einem Niedrigenergie-Reihenhaus [Schulz (1999), S. 531].

Zusammenfassend weisen die Autoren darauf hin, dass mit der Zielsetzung der Primärenergieeinsparung und Reduzierung der CO₂-Emissionen " ... für Neubauten ein weit über das aktuell übliche Maß hinausgehender Wärmeschutz Priorität genießen sollte. Die thermodynamisch aufwändigen Systeme der elektrischen Wärmepumpenheizung und der Lüftungs-Wärmerückgewinnung führen in der Regel zu wesentlich höheren Mehrinvestitionen und Jahreskosten, die trotz erzielter Fortschritte nicht in entsprechendem Maße durch erzielbare CO₂-Minderungseffekte gerechtfertigt sind." [Schulz (1999), S. 533]

2.4 Entwicklung des Wärmemarktes

Der Endenergiebedarf zur Wärmeversorgung von Gebäuden wird durch Einführung der Energieeinsparverordnung, eine zunehmende Verbreitung der Niedrigenergie- und Passivhausbauweise sowie insbesondere die zu erwartenden Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand weiter sinken (vgl. Kapitel 2.1). Im Falle einer stringenteren Klimapolitik ist langfristig von einer weiteren Verschärfung der Wärmeschutzanforderungen, einer wirksameren Vollzugskontrolle bei der Altbausanierung und einer verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen auszugehen. Dies wird insbesondere die Nachfrage nach den beiden Hauptenergieträgern im Gebäudebereich - Heizöl und Erdgas - zusätzlich verringern.

Die hieraus resultierenden Auswirkungen auf Energieversorgungsunternehmen (vgl. Ausführungen im nachfolgenden Kapitel 3) sind in erster Linie abhängig vom Zeitraum sowie vom Umfang der zu erwartenden Absatzeinbußen.

Um hierzu belastbare Aussagen treffen zu können, hat die Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich (FZ Jülich) im Auftrag des Bremer Energie Instituts plausible und praxisrelevante Szenarien für die Entwicklung des zukünftigen Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor der Bundesrepublik mit dem IKARUS-Raumwärmemodell erarbeitet. Die Ergebnisse sind von entscheidender Bedeutung für die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung zu beantwortende Frage nach den Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Struktur der Energieversorgung im Wärmemarkt und werden daher nachfolgend in einer Zusammenfassung dargestellt.

2.4.1 IKARUS-Raumwärmemodell

Das IKARUS-Raumwärmemodell wurde im Rahmen eines vom Bundesbauministerium (BMBF) geförderten Forschungsprojektes zum Zweck detaillierter Analysen zum Endenergiebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung und den damit energieträgerspezifisch verbundenen Schadstoff-Emissionen entwickelt.

Um den gesamten Wärmebedarf des Raumwärmesektors und den daraus resultierenden Endenergieverbrauch zu errechnen, musste zunächst der Gebäudebestand der Bundesrepublik erfasst werden. Die architektonische Vielfalt der Gebäude machte es erforderlich, den Bestand auf einige charakteristische Typen zu reduzieren, die mit ihrer Häufigkeit [%] an der Gesamtwohnfläche [Mio. m²] den Gebäudebestand im Modell abbilden.

Einen exemplarischen Überblick über die für den Bestand in den Alten Bundesländern definierten Gebäudetypen liefert die Tabelle 2.4-1.

Tabelle 2.4-1: Gebäudetypologie für die ABL; Quelle: [Kleemann (2000b), S. 30]

Gebäudeart	Kenngrößen			
	Bruttovolumen	Verhältnis A/V	Wohnfläche	U _m -Wert
	Einheit m ³	1/m	Einheit m ²	W/m ² K
EFH				
A (- 1900)	749	0,56	155	1,43
B (1901 - 1918)	483	0,67	129	1,16
C (1919 - 1948)	979	0,66	220	1,04
D (1949 - 1957)	380	0,9	101	1,11
E (1958 - 1968)	904	0,67	242	0,9
F (1969 - 1978)	514	1,07	158	0,58
G (1979 - 1983)	647	0,58	161	0,75
H (1984 - 1995)	511	0,86	136	0,53
RDH				
B (- 1918)	586	0,37	87	1,09
C (1919 - 1948)	418	0,45	103	1,34
D (1949 - 1957)	458	0,75	136	0,96
E (1958 - 1968)	365	0,41	72	1,07
F (1969 - 1978)	487	0,42	97	0,97
G (1979 - 1983)	541	0,55	97	0,63
H (1984 - 1995)	471	0,41	81	0,66
KMH				
A (- 1900)	2488	0,48	616	1,21
B (1901 - 1918)	1791	0,32	284	1,19
C (1919 - 1948)	1171	0,62	349	0,98
D (1949 - 1957)	1572	0,81	593	1,06
E (1958 - 1968)	10.327	0,43	2845	1,41
F (1969 - 1978)	4125	0,55	1500	1,13
G (1979 - 1983)	2040	0,51	595	0,71
H (1984 - 1995)	3296	0,54	1263	0,7
GMH				
B (- 1918)	2772	0,35	649	1,1
C (1919 - 1948)	5942	0,39	1349	1,27
D (1949 - 1957)	4808	0,49	1457	1,15
E (1958 - 1968)	11.510	0,42	3534	1,6
F (1969 - 1978)	8305	0,45	3020	1,45
G (1979 - 1983)	2040	0,51	595	0,71
H (1984 - 1995)	3296	0,54	1263	0,7
HOH				
E (1958 - 1968)	30.349	0,33	10.408	1,3
F (1969 - 1978)	77.955	0,26	18.012	1,03

Für diese Gebäudetypen wurden in einem nächsten Schritt eine Vielzahl von Maßnahmen zur Reduzierung des Endenergiebedarfs definiert und in ihren spezifischen Auswirkungen quantifiziert.

Ausgangspunkte für Nutzwärmeeinsparmaßnahmen sind einerseits die Reduzierung der Wärmeverluste der Außenbauteile und zum anderen Änderungen am Heizungssystem. Zu den Maßnahmen an der Gebäudehülle zählen unter anderem die Verbesserung des Wärmeschutzes durch Einsatz von Baustoffen mit niedriger Wärmeleitfähigkeit (Neubauten) bzw. durch nachträgliche Aufbringung zusätzlicher Dämmschichten (Gebäudebestand) oder die Installation einer Wärmeschutzverglasung.

Im Hinblick auf die Gebäudebeheizung erstreckt sich das Spektrum der Energiereduktionspotenziale über die Verbesserung aller konventionellen Systeme und den Einsatz schadstoffarmer Energieträger bis hin zu schadstoffsubstituierenden Heizsystemen auf Basis regenerativer Energien.

Weitere Einsparungen können durch eine Änderung des Nutzerverhaltens (z.B. Reduzierung der Innentemperaturen, Nachtabenkung) erzielt werden.

Auf der Grundlage der baulichen Maßnahmen an den Gebäudehüllen wird dann zunächst der resultierende jährliche Wärmebedarf des Gebäude (-bestands) berechnet. Dann werden die zur Deckung des Wärmebedarfs erforderlichen Brennstoffmengen infolge der neuen Heizungsstruktur ermittelt.

In der nachfolgenden Abbildung ist das Funktionsprinzip des IKARUS-Raumwärmemodells schematisch dargestellt.

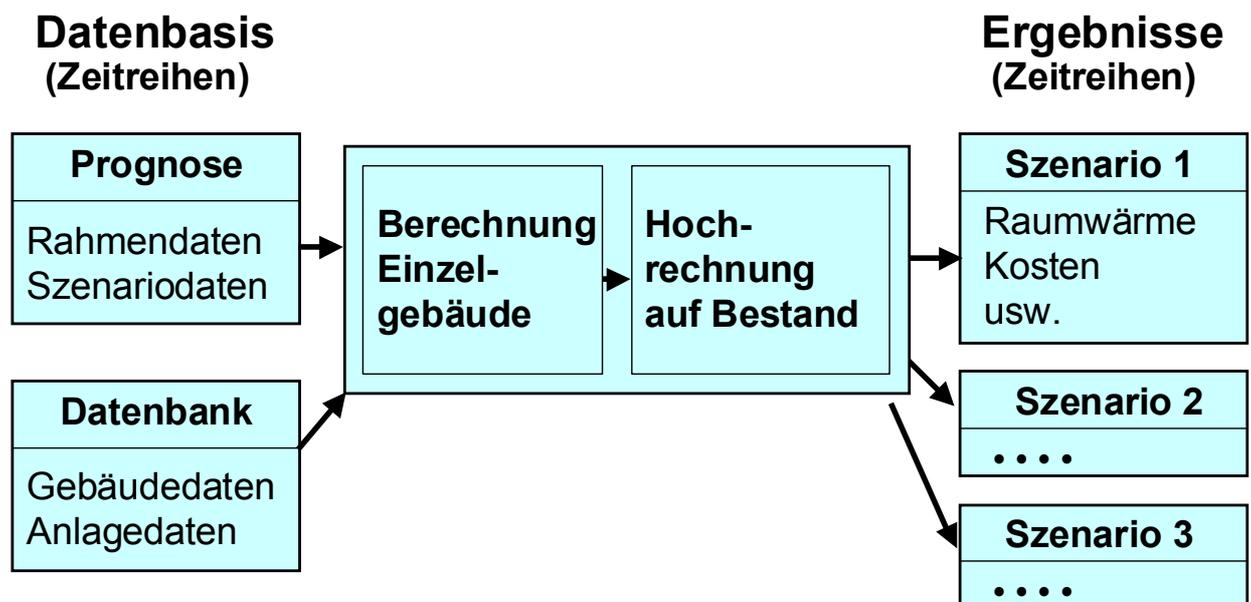


Abbildung 2.4-1: Funktionsweise des IKARUS-Raumwärmemodells; Quelle: [STE/FZ Jülich in: Hille (1999), S. 123]

2.4.2 Prognose der Rahmenbedingungen

Die erhobenen Gebäudedaten sowie die Informationen zu den unterschiedlichen Beheizungssystemen bilden die Grundlage für die Datenbank des Raumwärmemodells (vgl. Abbildung 2.4-1). In einem nächsten Schritt sind die Rahmendaten und Leitparameter zu prognostizieren, die die Modellrechnungen steuern:

Wirtschaftsentwicklung: Die zugrunde gelegten Annahmen zur Wirtschaftsentwicklung stützen sich auf [PROGNOS (1999)] und [UBA (1999)]. Danach wächst das Bruttoinlandsprodukt jahresdurchschnittlich bis 2010 um 2 %. Im Zeitraum von 2010 bis 2020 schwächt sich das Wachstum auf 1,8 - 1,6 % ab. Über diesen Zeitrahmen hinausgehend wird ein geringeres Wirtschaftswachstum unterstellt, das aber insgesamt noch immer einer vergleichsweise optimistischen Entwicklung entspricht.

Entwicklung der Wohnbevölkerung: Der zukünftige Wohnflächenbedarf, der maßgeblich die Wärmenachfrage mitbestimmt, wird aus der letzten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes und aus Veröffentlichungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung abgeleitet [vgl. Stat. BA (1998) und DIW (1999)]. Die Prognosen gehen davon aus, dass bis zum Jahre 2005 ein leichter Anstieg zu verzeichnen ist und die Bevölkerungszahl danach stetig abnimmt. [Kleemann (2000a), S. 9] Danach wird bis in die ferne Zukunft mit einem stetigen Rückgang bis auf 67,1 Mio. gerechnet, wobei die Abnahme langfristig immer schneller erfolgt.

Zukünftige Wohnflächennachfrage: Trotz sinkender Bevölkerungszahl ist mit einem Anstieg der Gesamtwohnfläche in der Bundesrepublik von heute etwa 3,2 auf etwa 4 Mrd. m² im Jahre 2020 zu rechnen [Hille (1999), S. 109]. Die Ursache liegt insbesondere darin, dass die spezifische Wohnfläche pro Person im Betrachtungszeitraum von 36,8 m² auf 52,3 m² deutlich ansteigt.

Bestandsveränderungen durch Abriss und Neubau: Bei einer Fortschreibung der aktuellen Entwicklung beträgt - bezogen auf den Bestand von 1995 - der jährliche Zubau im Wohnbereich bis 2050 durchschnittlich etwa 1 %, der mittlere jährliche Abriss bis 2020 etwa 0,4 % und danach ca. 0,6%.

Im Nichtwohnbereich sind die Veränderungen relativ wesentlich stärker. So beträgt der mittlere Zubau bis 2050 rund 1,3 % pro Jahr und der Abriss 1,1 % pro Jahr (Bezug 1995)

Renovierungszyklen: Gebäude unterliegen einem Instandhaltungs- und Modernisierungszyklus von 30 bis 60 Jahren. Für die Gebäude in den alten Bundesländern wurde im Rahmen der Szenarienrechnungen ein Zyklus von 55 Jahren unterstellt. Dies ist ein mittlerer Wert, der für das ganze Gebäude gilt; aus Gründen der Vereinfachung wird nicht nach einzelnen Bauteilen unterschieden. Für die Bausubstanz in den neuen Bundesländern werden wegen des schlechten Zustandes (Bezugsjahr 1995) grundsätzlich kürzere Zyklen angesetzt. Die niedrigsten Werte von 35 Jahren gelten für den industriellen Wohnungsbau ("Plattenbauten").

Bei Heizungsanlagen beträgt der Erneuerungszeitraum 20 Jahre für Standgeräte und 15 Jahre für Wandgeräte.

Energieträgerstrukturen: Die Energieträgerstrukturen werden dem IKARUS-Modell für den Wohnbereich und den Nichtwohnbereich entsprechend der Tabelle 2.4-2 vorgegeben. Sie gelten in dieser Form grundsätzlich für beide Szenarien, wobei im Reduktionsszenario der Anteil der regenerativen Energien erhöht wird.

Tabelle 2.4-2: Energieträgerstruktur bezogen auf Wohn-/Nutzflächen für Raumwärme und Warmwasser (in %); Quelle: [Kleemann (2000a), S. 13]

	1995		2005		2020		2050	
	Altbau	Neubau	Altbau	Neubau	Altbau	Neubau	Altbau	Neubau
Gas	39,2	70,0	43,6	69,4	48,7	65,5	48,7	63,3
Heizöl	39,9	18,0	37,3	22,7	35,0	21,9	35,0	21,0
Fernwärme	7,1	10,0	8,2	5,7	9,8	4,0	9,8	3,6
Strom	6,9	2,0	6,7	1,8	6,4	4,0	6,4	4,0
Sonstige	6,9	-	4,2	0,4	0,1	4,5	0,1	8,1

Nutzerverhalten: Das Nutzerverhalten wird in den Modellrechnungen in Form von drei Parametern berücksichtigt. Im einzelnen sind dies die Raumtemperatur und der Beheizungsumfang, der Warmwasserverbrauch und die Luftwechselzahl.

2.4.3 Definition der Szenarien

Insgesamt kann unter Berücksichtigung der vorgenannten Einflussfaktoren davon ausgegangen werden, dass der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in der Bundesrepublik abnehmen wird.

Eine Quantifizierung dieser Entwicklung über einen Zeitraum bis zum Jahre 2050 erfolgte im Rahmen von Szenarienrechnungen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell. Zur Erfassung des Spielraums für die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs wurden zwei Szenarien definiert:

- Trendszenario
- Reduktionsszenario

Das „Trendszenario“ zeigt insbesondere die Auswirkungen der Energieeinsparverordnung. Die Trends auf der Basis der existierenden Verordnungen und Förderprogramme sowie der Entwicklungen in der Bauwirtschaft und im Heizungsgewerbe werden fortgeschrieben. Im Vergleich zur Praxis in der vergangenen Dekade wird von einer politisch stärker gewollten und auch geförderten Energiespar- und Klimaschutzpolitik ausgegangen. Der Effizienz der durchgeführten Altbausanierung kommt in diesem Zusammenhang eine Schlüsselrolle zu. Die Sanierungseffizienz beschreibt das Verhältnis von tatsächlich erreichter Einsparung bei mangelndem Vollzug zur Einsparung bei Vollsanierung entsprechend der Verordnung. Da derzeit kaum verlässliche Informationen über die Sanierungseffizienz vorliegen, wurden Sensitivitätsanalysen für 0%, 25%, 50% und 75% durchgeführt. Für den Neubaubereich wird immer ein vollständiger Vollzug der EnEV unterstellt.

Im verschärften „Reduktionsszenario“ wird mittel- bis langfristig eine stringenter Klima-schutzpolitik unterstellt. Während im Trendszenario die energetische Sanierung politisch eher durch Anreize und Selbstverpflichtungen umgesetzt wird, erfolgt dies im Reduktionsszenario stärker durch Vorschriften. Da nicht zu erwarten ist, dass die EnEV alleine die gesteckten Klimaschutzziele erreicht, werden folgende weitergehende Maßnahmen ange-nommen:

- eine weitere Verschärfung der Energieeinsparverordnung (Vollzugskontrolle, Eingriffe im Bestand, Wärmepass etc.);
- effizientere Förderprogramme, die stärker an bestehenden Gebäuden greifen;
- die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen;
- eine langfristige Lösung des Mieter-Vermieter Dilemmas und
- ein energiebewussteres Nutzerverhalten (Informations- und Motivationsprogramme).

Auf der Basis dieser Annahmen wird im Reduktionsszenario mit einer Sanierungseffizienz von 100 % gerechnet.

2.4.4 Wirkungen eines verstärkten Wärmeschutzes auf den Wärmemarkt

Die Ergebnisse der Rechnungen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell werden nachfol-gend exemplarisch für den Bereich der Wohngebäude dargestellt.

Der Endenergiebedarf dieser Gebäude, der sich 1995 in den Alten und den Neuen Bun-desländern auf rund 680 TWh belief, bleibt im Trendszenario bis etwa 2005 nahezu kon-stant (vgl. Abbildung 2.4-2).

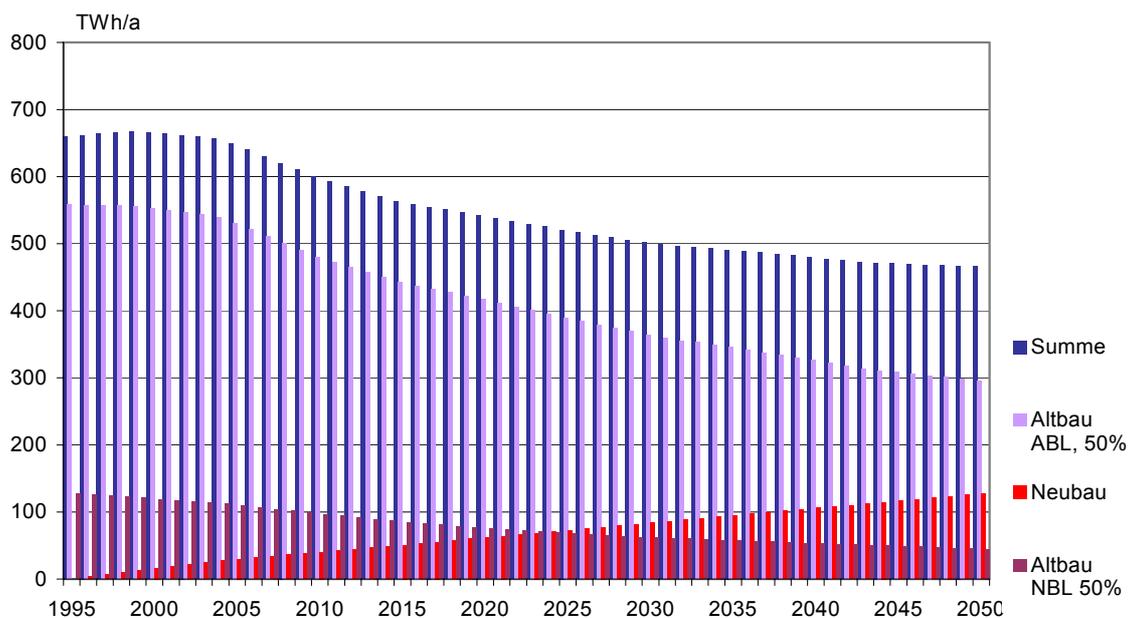


Abbildung 2.4-2: Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden (Trendszenario, Sanierungseffizienz 50%); Quelle: [Kleemann (2000a), S. 22]

Nach 2005 setzt jedoch zunehmend die Sanierung derjenigen Bauten ein, die zwischen dem zweiten Weltkrieg und dem Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden und die zu einem großen Teil noch ungedämmt sind. In der Summe sinkt der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in den Wohngebäuden der Bundesrepublik bis 2050 auf knapp 470 TWh/a, von denen etwa 130 TWh/a auf neu errichtete Wohngebäude entfallen. Die absolute Reduzierung beträgt damit etwa 30 %.

Für den gesamten Endenergiebedarf im Wohn- und Nichtwohngebäudebereich wird mit einer Reduzierung von insgesamt 925 TWh in 1995 auf etwa 620 TWh/a in 2050 ein ähnlicher Verlauf prognostiziert.

Legt man eine Entwicklung entsprechend dem definierten "Reduktionsszenario" zugrunde, so sinkt der Wärmebedarf in den Wohngebäuden der Bundesrepublik von 680 TWh/a in 1995 bis 2050 um 57% auf 290 TWh/a.

Die Abbildung 2.4-3 stellt den Verlauf der Wärmebedarfsentwicklung der beiden Szenarien im Vergleich dar.

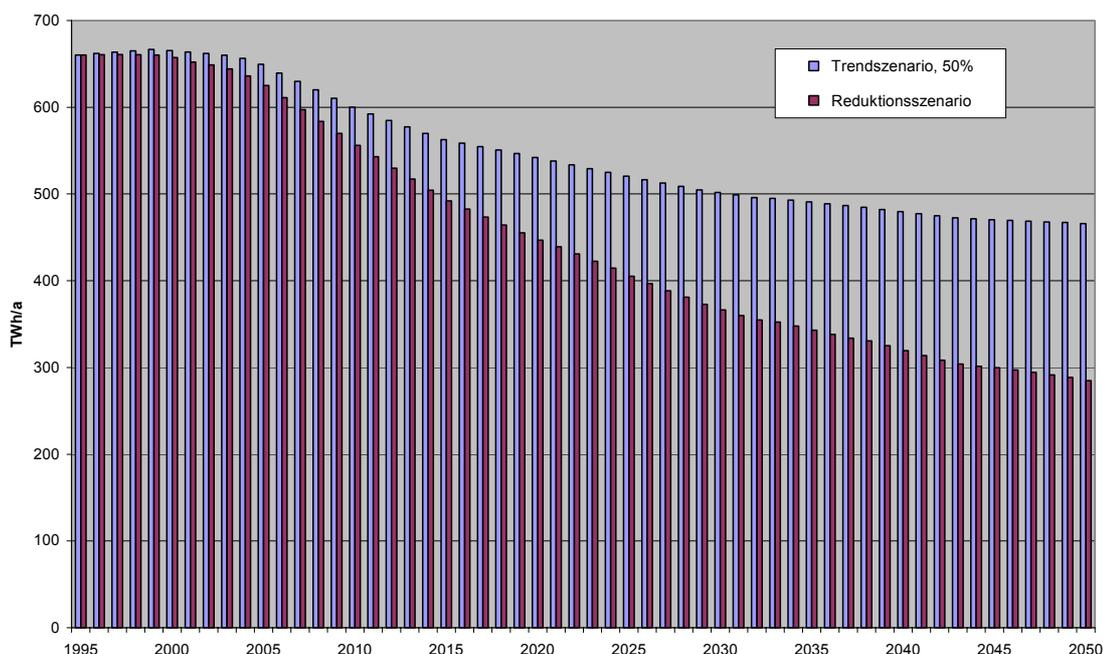


Abbildung 2.4-3: Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden / Trend- und Reduktionsszenario; Quelle: [Kleemann (2000a), S. 24]

Die Differenz in den Ergebnissen für das Jahr 2050 ist mit 180 TWh/a - was einem Anteil von mehr als 25% des Gesamtbedarfs im Referenzjahr 1995 entspricht - erheblich. Es wird deutlich, dass die im Zusammenhang mit einer wärmetechnischen Sanierung des Gebäudebestandes angesetzte Sanierungseffizienz einen maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den Wohngebäuden der Bundesrepublik hat. Um diesen genauer zu quantifizieren, wurden Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, denen unterschiedliche Ansätze für die Sanierungseffizienz im Gebäudebestand zugrunde liegen. Die resultierenden Ergebnisse sind in der Abbildung 2.4-4 zusammengestellt.

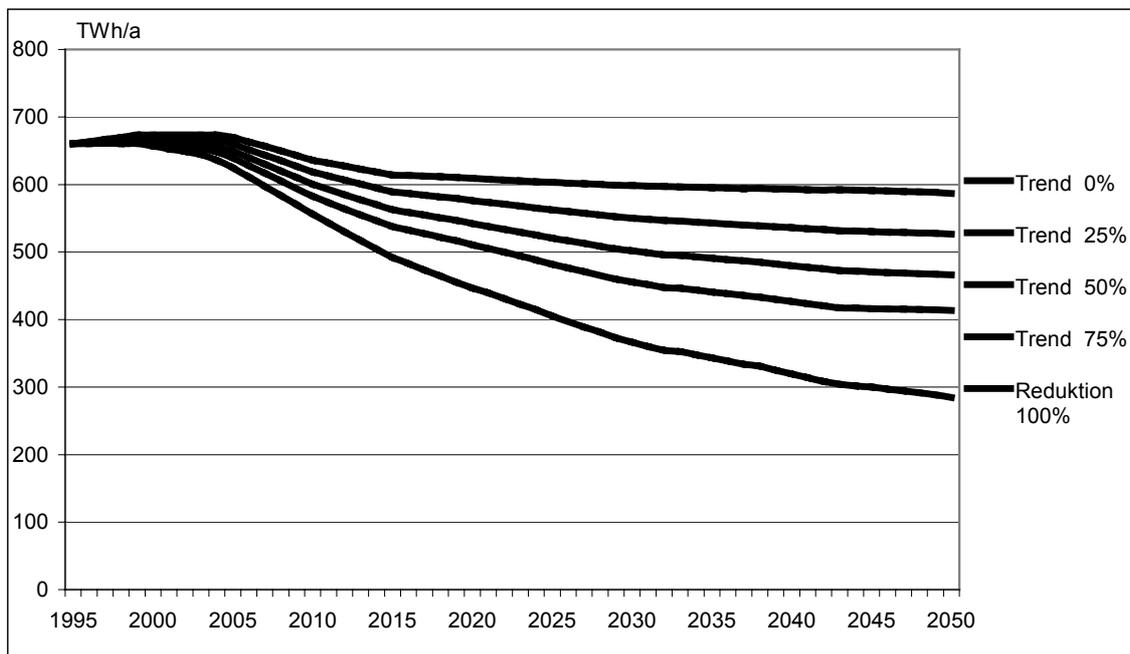


Abbildung 2.4-4: Zukünftiger Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden der BRD in Abhängigkeit von der Sanierungseffizienz; Quelle: [Kleemann (2000a), S. 24]

Bei einer Sanierungseffizienz von 0% resultiert der Abfall des Endenergiebedarfs aus der laufenden Erneuerung von Heizungsanlagen sowie dem Gebäudeabriss. Es wurde davon ausgegangen, dass bis 2015 bzw. 2020 alle alten Heizkesselanlagen mit Wirkungsgraden von 70% bis 80% gegen moderne Niedertemperatur- oder Brennwertkessel mit Wirkungsgraden im Bereich von 90% bis 100% ausgetauscht sind. Dies führt bis 2020 zu einer relativ starken Verringerung des Bedarfs um 8%. Die weitere Reduzierung wird vor allem dadurch verursacht, dass ein Teil der alten Gebäude mit hohem Energiebedarf abgerissen wird.

Auch bei vorausgesetzten Sanierungseffizienzen von 25%, 50% und 75% verändert sich der Bedarf bis 2005 nur geringfügig. Danach setzt neben einem sehr wirkungsvollen Austausch der Heizkesselanlagen verstärkt die Sanierung der Nachkriegsbauten ein, durch die in Abhängigkeit von der Sanierungseffizienz erhebliche Einsparpotenziale erschlossen werden können. Im Ergebnis werden bei Sanierungseffizienzen von 25%, 50% bzw. 75% bis 2020 (2050) Reduktionsraten von 13% (20%), 20% (29%) bzw. 30% (37%) erzielt. Die Einsparungen verhalten sich nicht proportional zur Sanierungseffizienz, da die mit steigender Sanierungseffizienz jeweils zusätzlich berücksichtigten Energieeinsparmaßnahmen nach Plausibilitäts Gesichtspunkten definiert werden.

Selbst bei einer unter dem Gesichtspunkt der Energieeinsparung suboptimalen Sanierung des Gebäudebestandes in der Bundesrepublik, bei der bestehende Potenziale zur Verminderung des spezifischen Wärmebedarfs bei weitem nicht ausgeschöpft werden, ist damit von einer deutlichen Verringerung des Endenergiebedarfs auszugehen, die witterungsbedingte Schwankungen bei weitem übertrifft.

Bei der Ausgangsfragestellung der vorliegenden Untersuchung geht es um die Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik. Vor diesem Hintergrund wird in der Abbildung 2.4-5 noch einmal der gesamte prognostizierte Umsatzrückgang in einem Zeitraum bis 2010 bzw. bis 2020 gegenüber dem Referenzjahr 1995 als Funktion der Sanierungseffizienz in TWh/a und in Prozent gezeigt.

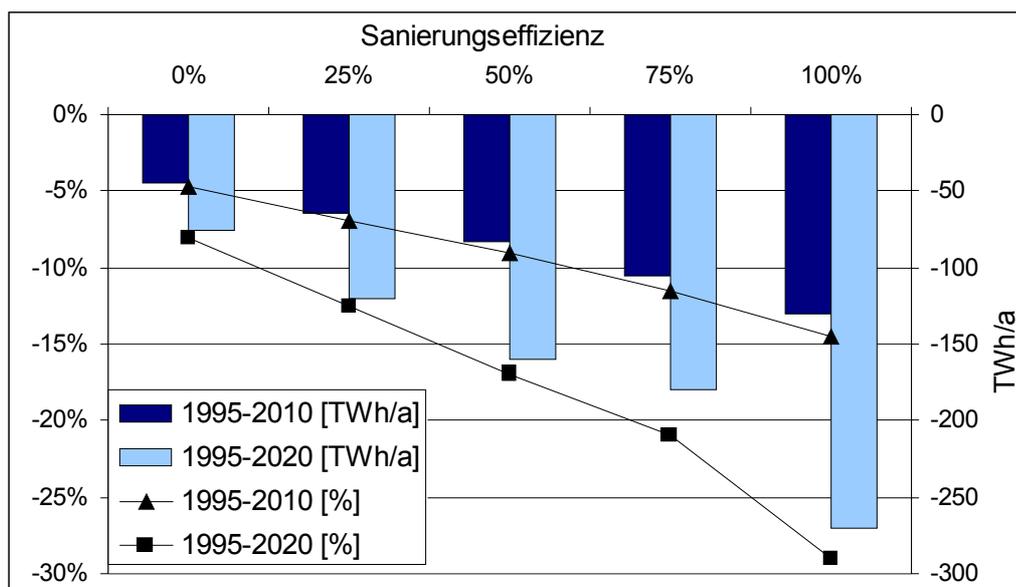


Abbildung 2.4-5: Verringerung der Endenergienachfrage für Heizwärme und Warmwasserbereitung in TWh/a und %; Quelle: [Kleemann (2000a), S. 29]

Auch bei einer geringen Sanierungseffizienz ist mittel- bis langfristig mit Umsatzeinbußen zu rechnen. Geht man von einer Verschärfung der Klimaschutzpolitik aus (100 % Sanierungseffizienz), kann sich die Energienachfrage in den betrachteten Zeiträumen um 130 bzw. 270 TWh oder um 15 % bzw. 30 % verringern.

Der Wärmemarkt wird also mittel- bis langfristig auf jeden Fall stark schrumpfen. Gewinne von neuen Kunden im Neubaubereich können in der Summe bei weitem nicht die Verluste im Gebäudebestand kompensieren. Aufgrund der langen Erneuerungszyklen, die bei relevanten Bauteilen bis 55 Jahre und bei Heizungen bis 20 Jahre betragen, ist das System jedoch relativ träge, so dass die Veränderungen langsam erfolgen. Den Energieversorgungsunternehmen bleibt damit genug Zeit, Strategieoptionen zur Kompensierung eines Rückgangs ihrer Marktanteile im Wärmebereich zu entwickeln.

3. Auswirkungen der Wärmemarkt-Entwicklung auf EVU am Beispiel der EWL GmbH

3.1 Zielsetzung der Modellrechnungen

Die im vorangehenden Kapitel dargestellten Berechnungen lieferten zunächst Ergebnisse zur Entwicklung des Wärmemarktes auf der Ebene der Bundesrepublik insgesamt und machten damit erste allgemeine Aussagen zu den resultierenden Auswirkungen auf die Energieversorgungsunternehmen möglich (vgl. Kapitel 2.4). Um hierauf aufbauend Strategieoptionen für diese Unternehmen zu entwickeln, die ihnen auch langfristig - in einer Zeitperspektive bis zum Jahre 2020 - eine zufriedenstellende Erlösstruktur im Wärmebereich sicherstellen bzw. geeignete Kompensationslösungen anbieten, war eine weitere Quantifizierung der Wärmeabsatzpotenziale erforderlich, die am Beispiel verschiedener Versorgungsunternehmen erfolgen sollte.

Im Verlauf der Bearbeitung zeigte sich jedoch, dass - nicht zuletzt durch die Liberalisierung der Energiemärkte, die erstmalig eine Konkurrenzsituation unter den bundesdeutschen Energieversorgern geschaffen hat - die beteiligten Versorgungsunternehmen sehr großen Wert auf eine vertrauliche Behandlung von firmeninternen Daten - wie zum Beispiel den Absatzzahlen, den Kennwerten für die Wärmeversorgung und insbesondere den Ansätzen für Energiebezugskosten und Erlöse - legen.

Um auf der Grundlage der erarbeiteten Erkenntnisse dennoch fundierte und insbesondere praxisrelevante Handlungsoptionen für EVU entwickeln zu können, wurden die prognostizierte Entwicklung des Wärmemarktes sowie resultierende Auswirkungen und potenzielle strategische Entscheidungsmöglichkeiten exemplarisch am Beispiel eines existierenden Unternehmens betrachtet.

Hierzu wurde ein bereits im Jahre 1999 am bremer energie institut für eine Untersuchung zur zukünftigen Fernwärmeversorgung als Excel-Simulation erstelltes Unternehmensmodell weiterentwickelt und mit diesem die Strukturen der Energie und Wasser Lübeck GmbH (EWL) abgebildet. In einer intensiven Kooperation und Kommunikation mit der EWL konnte eine real existierende Situation für die Wärmeerzeugung und -verteilung sowie für die Wärmenachfrage in einem bestehenden und in seiner Struktur detailliert beschriebenen Versorgungsgebiet erfasst werden.

Das Modell errechnet auf der Grundlage definierter Eingangsparameter die Absatzentwicklung in den einzelnen Sparten des betrachteten Versorgungsunternehmens und leitet daraus die Mengen-, Kosten- und Erlösstrukturen in den Sparten sowie auch für das Gesamt-Unternehmen ab (vgl. Kapitel 3.2).

3.2 Funktionsweise des Simulationsmodells

Mit der Zielsetzung, aus der wirtschaftlichen Entwicklung einzelner Sparten übergreifende Strategieempfehlungen für Energieversorgungsunternehmen abzuleiten, werden zunächst die für die Strom-, Gas- und Fernwärmesparte relevanten Einflussparameter quantifiziert und hinsichtlich ihrer zukünftigen Entwicklung prognostiziert. Zu diesen Parametern zählen insbesondere:

- a) Wirtschaftliche Rahmenbedingungen (Bevölkerungsentwicklung, Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes, Energiepreisentwicklung usw.)
- b) Rechtliche Rahmenbedingungen (Energiewirtschaftsgesetz, Energieeinspeisegesetz, Energieeinsparverordnung usw.)
- c) Technische Rahmenbedingungen (Innovative Baustandards wie Niedrigenergie- und Passivhäuser, Neuentwicklungen bei der Wärmedämmung im Gebäudebestand oder in der Heizungstechnik)

Auf der Grundlage dieser Parameter und ihrer zukünftigen Entwicklung liefert das Simulationsmodell eine Prognose der Absatzentwicklung in den einzelnen Sparten eines Versorgungsunternehmens. In einem nächsten Schritt werden die sich aus dieser Entwicklung ergebenden Erlös- und Kostenstrukturen kalkuliert. Berücksichtigt werden dabei:

- Umsatzerlöse
- sonstige Erlöse (Baukostenzuschüsse, Stromgutschriften FW-Sparte usw.)
- Energieerzeugungs- und Beschaffungskosten
- Verteilungskosten
- Kosten für Wartung, Instandhaltung, Personal
- sonstige Betriebskosten

Die Verteilungskosten haben einen maßgeblichen Anteil an den Gesamtkosten der Wärmeversorgung und sind zudem in besonderer Weise von den im betrachteten Versorgungsgebiet vorliegenden Siedlungsstrukturen abhängig. Diese Zusammenhänge werden im Rahmen des entwickelten Unternehmensmodells dadurch berücksichtigt, dass die Berechnung der Fernwärme- oder Gasverteilungskosten auf der Grundlage einer im Vorfeld durchgeführten Einteilung des betrachteten Gebietes in einzelne Siedlungstypen erfolgt, denen spezifische Kennwerte zum Wärmebedarf, zu den jeweiligen Leitungslängen, zu den erforderlichen Investitionskosten usw. zugeordnet werden können.

Diese Siedlungstypen wurden von U. Roth im Rahmen einer 1980 im Auftrag des Bundesministeriums für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau durchgeführten Untersuchung zu den "Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen" definiert. Grundlage bildeten vorhandene statistische Daten, insbesondere aus der Wohnungs- und Gebäudestatistik der Bundesrepublik, aus denen der Baubestand größerer räumlicher Gebiete in den Alten Bundesländern errechnet werden konnte [Roth (1980), S. 40 ff.].

Im Ergebnis entstand die sogenannte Roth'sche Siedlungstypologie, wie sie in der anschließenden Tabelle 3.2-1 definiert und in der nachfolgenden Abbildung 3.2-1 dargestellt ist.

Tabelle 3.2-1: Beschreibung der Roth'schen Siedlungstypen; Quelle: [Winkens (1993b), S. 325]

Typ	Beschreibung des Siedlungstyps	Baualter
ST 1	Streusiedlungen (Lage am Rande von Siedlungsgebieten)	
ST 2	Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen (geringe Dichte)	1915-1995
ST 3	Historische Dorfkerne (hohe Dichte, Straßennetz geprägt durch topografische Bedingungen)	<1915
ST 4	Reihenhaussiedlungen / Einfamilienhäuser (parallel angeordnet, dichte Anordnung)	1915-1995
ST 5	Zeilenbebauung mittlerer Dichte (3 - 5 Geschosse, Nachkriegsbauten)	1948 - 1995
ST 6	Zeilenbebauung hoher Dichte (6 – 15 Geschosse, hohe Zeilenhäuser und Hochhäuser, Randlage oder in den neuen Zentren großer Städte)	1948 - 1995
ST 7	Rand- oder Blockbebauung in Citynähe (3 – 4 Geschosse, MFH der oberen Schichten in offener Bauweise und Arbeiterwohnbauten in geschlossener Bauweise)	<1915
ST 8	Citybebauung (Wohn- und Gewerbeflächen, dichte Bebauung, während wirtschaftlichem Aufschwung - 1900 und nach dem 2. Weltkrieg - gebaut)	<1915 und 1948-1995
ST 9	Mittelalterliche Altstadt (hohe Dichte, verwinkelt, zentrale Lage, Geschlossenheit)	<1915
ST 10	Industrie- und Lagergebäude (meist am Stadtrand oder in neuen Gewerbegebieten)	<1915 - 1995

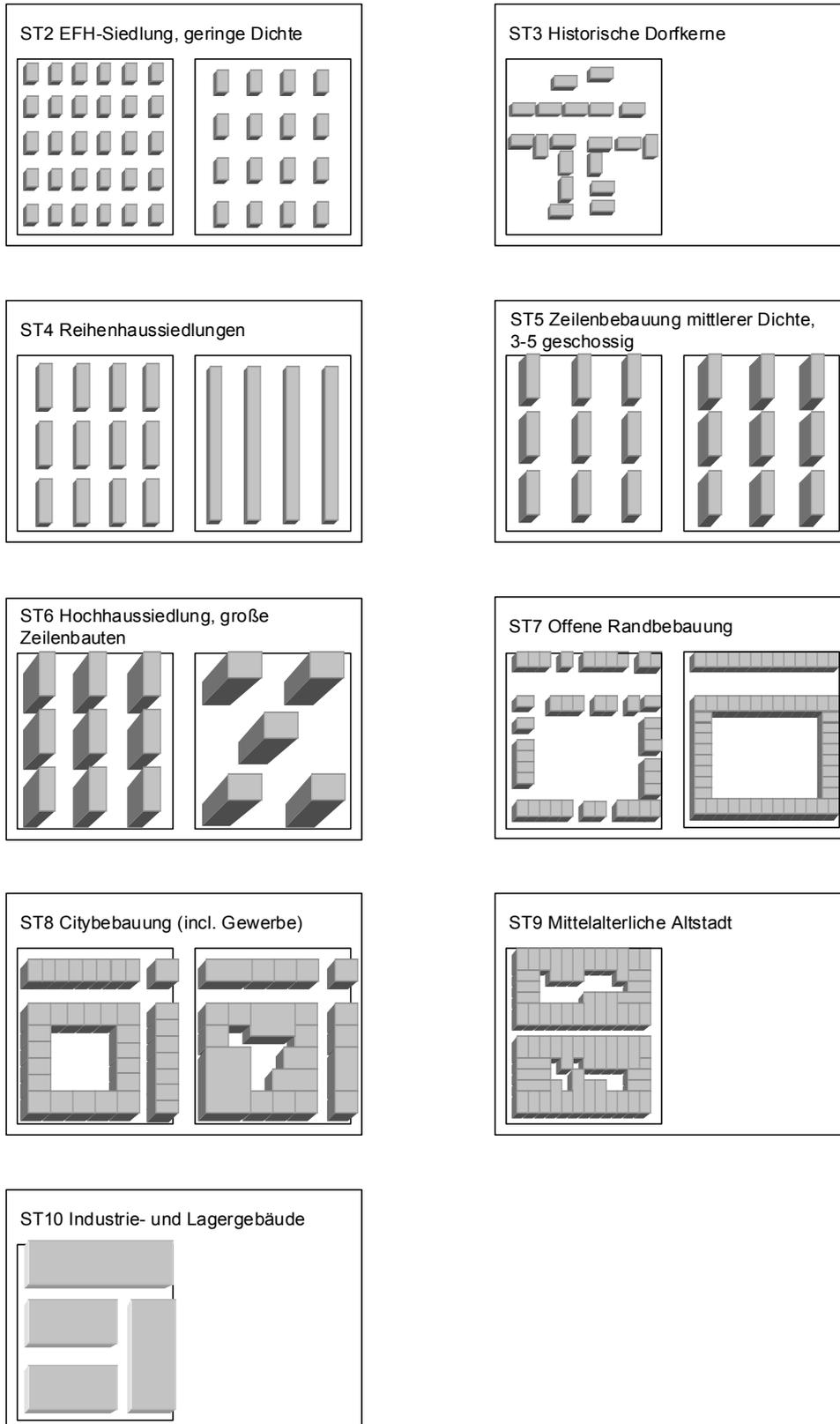


Abbildung 3.2-1: Darstellung der Roth'schen Siedlungstypologie; Quelle: [Roth (1980), S. 25]

Die Roth'schen Siedlungstypen werden im Simulationsmodell abgebildet, um auf Grundlage der hier definierten geometrischen Rahmenbedingungen die Kosten der Wärmebereitstellung und -verteilung sowie die Absatzerlöse zu kalkulieren. Die Zusammenführung der Kosten und Erlöse in den einzelnen Sparten des Unternehmens liefert zunächst die Spartenergebnisse und in einem zweiten Schritt die Jahresergebnisse des betrachteten Unternehmens (Status Quo und Prognose bis 2020).

Grundlagen sind dabei unter anderem Investitionsrechnungen, Finanzierungsrechnungen und Steuerrechnungen, die zu einer Gewinn- und Verlustrechnung für das Gesamt-Unternehmen führen. Diese liefert Ergebnisse für unterschiedliche Fragestellungen/Szenarien bzw. im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen und stellt damit eine Grundlage für wirtschaftliche und strategische Unternehmensentscheidungen dar.

Die nachfolgende Abbildung 3.2-2 gibt eine Übersicht über den Aufbau und die Funktionsweise des Modells.

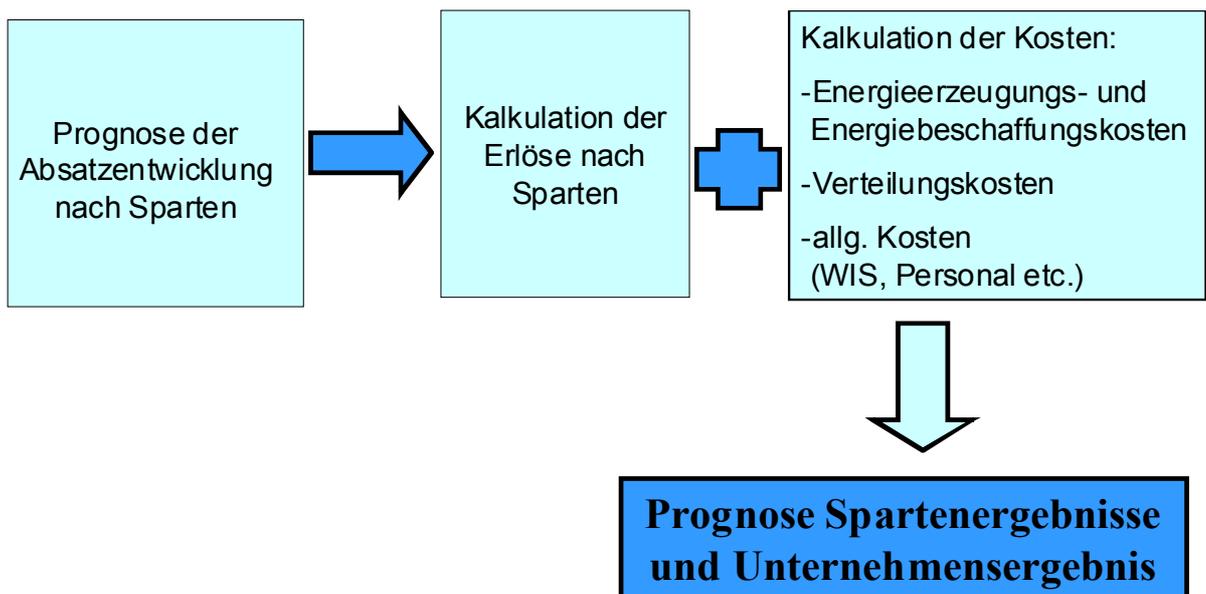


Abbildung 3.2-2: Aufbau des Unternehmensmodells; Quelle: [eigene Darstellung]

Das Simulationsmodell wurde im Rahmen der AGFW-Studie "Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien" im Jahre 2000 im bremer energie institut zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entwickelt und eingesetzt. Im Zusammenhang mit der vorliegenden Untersuchung zu den Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Wärmebedarfs auf die Struktur der Energieversorgung im Wärmemarkt wurde das Modell dahingehend erweitert, dass neben der Fernwärme- auch die für den Wärmemarkt bedeutsame Gas-Sparte abgebildet werden kann.

Durch den Einsatz dieses Modells wurde die Erarbeitung konkreter Strategieempfehlungen für die am Projekt beteiligten Versorgungsunternehmen möglich, denen unter anderem Grundlagen für eine Entscheidung hinsichtlich eines Gas- versus Fernwärmeausbaus und für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einerseits von Verdichtungsmaßnahmen bei der Gasversorgung im Gebäudebestand oder andererseits für die Versorgung von Neubaugebieten geliefert werden konnten (vgl. Kapitel 5 / Fallstudien).

Um die Funktionsweise des Unternehmensmodells zu verdeutlichen, ist im Anhang-1 ein Beispiel aus der zitierten Studie aufgegriffen, bei dem die aus der Liberalisierung der Energiemärkte resultierenden Auswirkungen auf ein kommunales Querverbund-Unternehmen ermittelt werden. Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die einzelnen, durch das Unternehmensmodell durchgeführten Berechnungsschritte hier nicht vollständig, sondern nur soweit sie für die Herleitung des Gesamtergebnisses erforderlich sind, wiedergegeben werden, und dass auch die zugrunde gelegten Rechenansätze und spezifischen Kennwerte nur in Einzelfällen hergeleitet bzw. begründet werden. Eine ausführliche Darstellung der Berechnungen findet sich in [AGFW (2000a), S. 212 ff.].

Zusammenfassend können auf der Grundlage der mit den Modell-Rechnungen erzielten Einzelergebnisse zur Fernwärme-, Strom- und Gassparte dann Strategieoptionen für das betrachtete Versorgungsunternehmen erarbeitet werden, die auf den vorliegenden spezifischen Bedingungen dieses Unternehmens (Siedlungsstruktur, Situation der Wärmeerzeugung und -verteilung, Brennstoffpreise, Strombeschaffungskosten usw.) basieren. Neben fundierten Empfehlungen hinsichtlich einer Strategie für die Fernwärmeentwicklung können unter anderem Aussagen zur zukünftigen Gestaltung der Wärmeerzeugung (Erzeugungsanlagen, Fahrweisen, Brennstoffe usw.) gemacht werden.

3.3 Eingangparameter für die Modellrechnungen

3.3.1 Auswahl eines Versorgungsunternehmens

Das im vorangegangenen Kapitel vorgestellte Unternehmensmodell beschreibt zunächst ein fiktives Versorgungsunternehmen. Um - wie in Kapitel 3.1 ausgeführt - die Rechnungen mit dem Simulationsmodell und damit auch die resultierenden Ergebnisse möglichst praxisnah zu gestalten, wurden in einem zweiten Schritt die Daten eines realen Unternehmens mit dem Modell abgebildet.

Dieses Unternehmen sollte einerseits "typische" Merkmale eines Energieversorgungsunternehmens in der Bundesrepublik aufweisen und zum anderen über eine gute Datenbasis zu seiner Wärmeversorgungsstruktur verfügen. Es wurde schließlich eine Kooperation mit der Energie- und Wasser Lübeck GmbH (EWL) vereinbart, einem kommunalen Querverbundunternehmen mit Aktivitäten in den Bereichen der Strom-, Gas- und Fernwärmeversorgung.

In der Tabelle 3.3-1 sind weitere relevante Daten der EWL GmbH zusammengestellt.

Tabelle 3.3-1: Datenübersicht Energie und Wasser Lübeck GmbH; Quelle: Zusammenstellung aus [EWL (2000)]

Versorgungsgebiet:	193 km ² 52 km ² 215.000 41.000	Gesamtfläche Siedlungsfläche Einwohner Gebäude
Erlöse 1999:	Strom Erdgas Fernwärme	80,73 Mio. € 62,12 Mio. € 5,47 Mio. €
Wärmeversorgungsstruktur:	70 % 5 % 25 %	Erdgas Fernwärme Sonstige
Gesamtwärmeabsatz:	3.100 GWh/a	
Wärmemarkt:	<ul style="list-style-type: none"> • Umsatzrückgang Fernwärme 3,9 % (1999), trotz Ausbau des Fernwärme-Netzes • Umsatzrückgang Gas 9,6 % (1999), trotz 600 - 700 neuer Hausanschlüsse pro Jahr • Nach Angabe der EWL GmbH sind 50 % der Heizungsanlagen sanierungsbedürftig. • Der Wärmeetlas (Daten von 1995) weist ein Einsparpotenzial von 38 % bei der Umsetzung definierter Maßnahmen im Wärmebereich aus. 	

3.3.2 Datengrundlage zur Energie und Wasser Lübeck GmbH

a) Wärmetlas und Emissionskataster

Von der EWL GmbH wurde für die Untersuchung ein "Wärmetlas und Emissionskataster für die Hansestadt Lübeck" bereitgestellt, der auf der Grundlage von Absatzdaten des Jahres 1995 erarbeitet war. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse lag in Form eines schriftlichen Berichtes vor, der gesamte zugrunde gelegte Datenbestand zudem als CD-ROM (Stand 08.10.1996).

Der genannte Wärmetlas (CD-ROM) lieferte im einzelnen folgende Informationen:

Übersicht über Gebäudetypen und Baujahresklassen

Für Lübeck sind insgesamt 12 Gebäudetypen definiert, die wiederum jeweils 3 unterschiedlichen Baualtersklassen (A, B, C) zugeordnet werden (Abbildung 3.3-1).

Gebäudetyp:	Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH)	Sonstige Gebäude (Sonstige)
	1 freistehend	8 kombiniertes Wohn- und Geschäftsgebäude
	2 Reihemittelhaus	9 gewerblich genutztes Gebäude
	3 Reihenendhaus	10 Bürogebäude
	4 Doppelhaushälfte	11 landwirtschaftlich genutztes Gebäude
	Mehrfamilienhäuser (MFH)	12 Sondergebäude
	5 freistehend	
	6 Reihnhaus	
	7 Gebäudekomplex	
Baujahrklasse:	A vor 1945	
	B von 1945 bis 1970	
	C nach 1970	

Abbildung 3.3-1: Ansicht "Gebäudetypen und Baujahresklassen" in Lübeck; Quelle: [TBE (1996a)]

Objektdatei

Eine "Objektdatei" mit insgesamt 41.413 Datensätzen liefert zu jeder Kundenadresse die Kenndaten des jeweiligen Objektes sowie Informationen zum "Heizenergiebedarf", zum "Erdgaspotenzial", zu den CO₂-Emissionen im Ist-Zustand usw. (Im Anhang-2 findet sich ein exemplarischer Datensatz (Abbildung A-5) mit Hinweisen zu den angegebenen Zahlenwerten).

b) Straßen- und Wohnplatzverzeichnis

Das Statistische Amt der Hansestadt Lübeck stellte ein "Straßen- und Wohnplatzverzeichnis auf der Grundlage der Volks-, Gebäude- und Wohnungszählung 1987" zur Verfügung. Hier sind zu den existierenden 10 Stadtteilen (vgl. Abbildung A-6 im Anhang-2)

bzw. 156 statistischen Bezirken der Hansestadt Lübeck die jeweiligen Straßen einschließlich der Hausnummern, die Anzahl der Wohngebäude, die Anzahl der Wohneinheiten, die Anzahl der Haushalte sowie die Anzahl der Einwohner angegeben (Auszug s. Anhang-3).

Um zunächst einen Überblick über die Lage und Größe der statistischen Bezirke im Versorgungsgebiet der EWL GmbH zu erhalten, wurden diese in den Stadtplan Lübecks eingetragen und entsprechend den Informationen des statistischen Amtes durchnummeriert (s. Abbildung A-7 im Anhang-4).

c) Pläne zur Gas- und Fernwärmeversorgung

In einem "Rohrnetzplan der Gasversorgung" im Maßstab 1:5.000 waren die im Versorgungsgebiet der EWL verlegten Niederdruck- (50 mbar) und die Hochdruckleitungen eingetragen.

Analog zu den Informationen zum Gasversorgungsnetz lieferte ein "Übersichtsplan Fernwärmeversorgung" im Maßstab 1:10.000 die erforderlichen Informationen zur Fernwärmeverteilung sowie zu den Standorten der Fernwärmeerzeugung.

Anhand der Rohrnetzpläne für die Gasversorgung erfolgte im Stadtplan eine farbige Kennzeichnung der gasversorgten Bereiche. Die Heizzentralen, Transportleitungen und die Mittelverteilung der Fernwärmeversorgung waren im vorliegenden Plan bereits eingetragen.

Im Ergebnis wurde unter anderem ersichtlich, in welchen Stadtgebieten eine Doppelversorgung mit einem Fernwärme- und einem Gasverteilungsnetz vorliegt (vgl. Abbildung A-8 im Anhang-5).

d) Stadtpläne / Messtischblätter

Einen Überblick über die Verteilung der Gebäude auf der Fläche der statistischen Bezirke sowie Hinweise auf die Gebäudegrundrisse boten zusätzliche Stadtpläne sowie insbesondere sogenannte "Messtischblätter" im Maßstab 1:25.000 zum gesamten Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH. Letztere dienten zudem der unter Kapitel 3.3.3 beschriebenen Zuordnung der statistischen Bezirke zu den Roth'schen Siedlungstypen (vgl. Abbildung A-9 im Anhang-6).

e) Daten des Statistischen Amtes der Hansestadt Lübeck

Weitere, für die Identifizierung der Siedlungstypen erforderliche Informationen lieferte das Statistische Amt der Hansestadt Lübeck. Hierzu zählten unter anderem Zahlenwerte zu den Grundflächen sowie zu den Siedlungsflächen der einzelnen statistischen Bezirke sowie Angaben zu den jeweiligen Einwohnerzahlen.

3.3.3 Siedlungstypologische Einteilung der statistischen Bezirke Lübecks

Wie unter Kapitel 3.2 beschrieben, ist für die Rechnungen mit dem Simulationsmodell das betrachtete Versorgungsgebiet in einem ersten Schritt in Siedlungstypen einzuteilen. Dies erfolgt auf der Grundlage der vorliegenden Gebäudetypen, des jeweils vorherrschenden Baualters und der Gebäudedichte.

Ein Vergleich zwischen den für Lübeck definierten Gebäudetypen (Abbildung 3.3-1) und der IKARUS-Gebäudetypologie zeigte, dass weder die gewählten Zeitabschnitte noch die Einteilung der Gebäude in bestimmte Haustypen kompatibel waren. Für die im Verlauf dieser Untersuchung geplanten Rechnungen wurde es daher erforderlich, die in den statistischen Bezirken im einzelnen aufgeführten Gebäude den IKARUS-Gebäudetypen entsprechend der Tabelle 2.4-1 neu zuzuordnen.

In einem zweiten Schritt sollte diese Zuordnung durch einen Vergleich mit weiteren Kennwerten der definierten Siedlungstypen verifiziert werden. Hierzu wurde aus der von der EWL GmbH gelieferten Datenbank zunächst ein Ausschnitt in Form einer Pivot-Tabelle erstellt und um folgende Angaben/Berechnungen zu den einzelnen statistischen Bezirken erweitert:

a) aus der Objektdatei des Wärmeatlas (Stand 1996):

- Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser
- Anzahl der Mehrfamilienhäuser
- Anzahl "Sonstige Gebäude"
- Anzahl der Gebäude aus den definierten Baualtersklassen A (vor 1945), B (1945 bis 1970) und C (nach 1970)

b) aus Angaben des Statistischen Amtes der Hansestadt Lübeck (Stand 2000):

- Gesamtflächen der statistischen Bezirke [m²]
- Siedlungsflächen [m²]
- Anteil der Siedlungsflächen an den Gesamtflächen [%]
- Einwohnerzahlen
- Gebäudeanzahl (aktueller Stand des Statistischen Amtes aus 2000)

c) durch eigene Ermittlung

- Gebäudedichte [Gebäude/km²], errechnet aus der angegebenen Anzahl der Gebäude und der jeweiligen Siedlungsfläche des statistischen Bezirkes
- Einwohnerdichte [Einwohner/km²], Berechnung analog zur Gebäudedichte
- Wärmedichte [MWh/km² und Jahr], errechnet aus [TBE (1996a)]
- Leitungslängen für die FW- bzw. Gasversorgung [km], gemessen anhand der vorliegenden Stadtpläne im Maßstab 1:10.000
- Siedlungstyp nach Roth [vgl. Winkens (1993a)]
- Energieträger nach Gebäudeanzahl (Erdgas, Erdgas/FW, Erdgas/Sonstige, FW, FW/Sonstige, Sonstige). Hier wird die Anzahl der in den jeweiligen statistischen Bezirken mit den genannten Energieträgern versorgten Gebäude aufsummiert.
- Endenergieverbrauch nach Energieart [kWh]. Analog zur vorhergehenden Zeile wird hier der jährliche Verbrauch - aufgeteilt nach den Energieträgern Erdgas, Erdgas/FW, Erdgas/Sonstige, FW, FW/Sonstige, Sonstige - für den jeweiligen statistischen Bezirk ausgewiesen.

Insgesamt ergab sich als Arbeitsgrundlage damit eine Excel-Tabelle mit einem Aufbau entsprechend der Tabelle 3.3-2.

In Anbetracht der Tatsache, dass insbesondere eine Unterscheidung der Siedlungstypen 4 (Reihenhaussiedlungen) und 7 (Offene Randbebauung) aufgrund der teilweise ähnlichen Kennwerte schwierig ist, wurden die diesen Typen zugeordneten Bezirke noch einmal anhand von Messtischblättern (Maßstab 1:25.000, s. Abbildung A-9 im Anhang-6) überprüft, aus denen unter anderem die Verteilung der Gebäude auf der Gesamt-Fläche des statistischen Bezirkes ersichtlich war.

Die genannten Messtischblätter bildeten zudem die Grundlage für weitere Überprüfungen:

- a) Sie dienen zum einen dazu, eine Plausibilitätskontrolle des Kennwertes "Gebäudedichte" vorzunehmen. Wenn aus den Plänen ersichtlich wurde, dass Grünflächen oder ähnliches einen relevanten Anteil an der Fläche der jeweiligen Bezirke hatten, wurden entsprechende Reduzierungen der Siedlungsflächen vorgenommen.
- b) Zudem konnte anhand der Messtischblätter die Zuordnung der statistischen Bezirke, denen eine überwiegend gewerbliche Nutzung zugewiesen worden war, noch einmal geprüft werden (vgl. auch Kapitel 3.3.5.2).
- c) Zu weiteren einem Siedlungstyp nicht eindeutig zuzuordnenden Bezirken wurden mit Hilfe der Messtischblätter ebenfalls Überprüfungen durchgeführt.

Auf Basis der damit vorliegenden Daten konnten die statistischen Bezirke der Stadt Lübeck in der Zeile "Siedlungstyp (Roth)" in Tabelle 3.3-2 verlässlich festgelegt und verifiziert werden. Auf der Grundlage ihrer Häufigkeit kristallisierten sich die folgenden Roth'schen Siedlungstypen als für Lübeck charakteristisch heraus:

- ST 2: Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen
- ST 4: Reihenhaussiedlungen, dichte Anordnung
- ST 5: Zeilenbebauung mittlerer Dichte mit 3-5 Geschossen
- ST 9: mittelalterliche Altstadt

Mit diesen Siedlungstypen konnte die Siedlungsstruktur des betrachteten Versorgungsgebietes der Energie und Wasser Lübeck GmbH nahezu vollständig abgebildet werden.

Tabelle 3.3-2: Auszug aus der Tabelle für die Definition der Siedlungstypen; Quelle: eigene Darstellung nach [TBE (1996a)]

Bezirk	1010	1011	1012	
EZFH	75	184	78	
MFH	133	201	59	
Sonstige	72	89	191	
Summe (Datenbank, Stand 1996)	280	474	328	
A (vor 1945)	261	458	313	
B (von 1945 - 1970)	19	13	12	
C (nach 1970)	0	3	3	
ohne Altersangabe	0	0	0	
Summe	280	474	328	
	Bezirk	1010	1011	1012
Fläche [m ²]		99.000	253.000	184.000
Siedlungsfläche [m ²]		75.000	176.000	153.000
Siedl. Flä. In % zur Gesamtfläche		76%	70%	83%
Einwohnerzahl		1.548	2.316	1.740
Gebäudeanzahl (Stat. Amt, Stand 2000)		282	478	332
Gebäudedichte [Gebäude/km ²]		3.760	2.716	2.170
Einwohnerdichte [Einwohner/km ²]		20.640	13.159	11.373
Wärmedichte [MWh/km ² *a]		277.721	167.571	213.068
Leitungslängen [km]		4,25	3,25	4
davon Randbereich [km]		0,5	0,55	0,85
Siedlungstyp (Roth)		9	9	9
Energieträger nach Gebäudeanzahl				
EG		192	326	206
EG/FW				
EG/Sonst		38	75	52
FW				
FW/Sonst				
Sonst		52	77	74
Summe		282	478	332
EG [kW]		13.241.524	20.045.023	21.144.822
EG/FW [kW]		0	0	0
EG/Sonst [kW]		1.462.323	1.432.022	1.467.981
FW [kW]		0	0	0
FW/Sonst [kW]		0	0	0
Sonst [kW]		0	0	0
Summe [kW]		14.703.847	21.477.045	22.612.803
Erdgas [kW]		14.703.847	21.477.045	22.612.803
Fernwärme [kW]		0	0	0
Strom [kW]		2.581.358	3.987.401	3.951.845
NStromAnteil [kW]		231.539	335.592	168.474

3.3.4 Vergleich mit den Roth'schen Kennwerten

Zu den genannten Siedlungstypen liegen aus den Ausarbeitungen von Roth Angaben zum "Wärmebedarf pro Gebäude", zum "Jahreswärmebedarf", zum Anschlusswert pro Gebäude usw. vor (vgl. auch Kapitel 3.2); hierbei handelt es sich um Durchschnittswerte aus einer bundesweiten Datenauswertung.

Die nach Roth definierten Kennwerte für alle im Versorgungsgebiet der EWL GmbH vorkommenden Siedlungstypen sind nachfolgend zusammengestellt.

Tabelle 3.3-3: Typische Kennzahlen nach Siedlungstypen (Urzustand, ohne Wärmedämmung, Normaußentemperatur -14°C); Quelle: [Winkens (1993b), S. 336 ff.]

	Siedlungstypen:	Wärmebedarf/Gebäude [MWh/a]	Niedertemp. Prozess-Wärme [MWh/km²a]	Höchstlast [kW/ Gebäude]	Unterverteilnetzlänge [m/km²]
ST 1	Streusiedlungen	81	549	34	5.814
ST 2	Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen	50	1.302	21	10.802
ST 4	Reihen- und Doppelhaussiedlungen	34	2.055	14	10.316
ST 5	Zeilenbebauung mittlerer Dichte (3 - 5 Geschosse)	128	7.662	45	9.628
ST 6	Zeilenbebauung hoher Dichte (6 - 15 Geschosse)	268	5.686	89	7.108
ST 7	Rand- oder Blockbebauung in Citynähe (3 – 4 Geschosse, MFH)	128	6.640	44	10.611
ST 9	Mittelalterliche Altstadt	57	14.443	26	14.308
ST 4 Neubau	Reihen- und Doppelhaussiedlungen	31	2.055	10	10.732
ST 5 Neubau	Zeilenbebauung mittlerer Dichte	109	7.662	33	14.566

Bevor die Rechnungen mit dem Excel-Modell, das maßgeblich auf der Roth'schen Siedlungstypologie basiert, durchgeführt werden konnten, war zu überprüfen, inwieweit die in der Tabelle 3.3-3 genannten Roth'schen Kennwerte mit den für das Versorgungsgebiet der EWL GmbH ermittelten Werten übereinstimmen.

3.3.4.1 "Jahreswärmebedarf"

Der von Roth definierte "Jahreswärmebedarf" entspricht dem jährlichen Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung. Für die in einem nächsten Schritt geplante Ermittlung des aktuellen Endenergiebedarfs der Lübecker Gebäude sowie seiner zukünftigen Entwicklung war zu berücksichtigen, dass die Roth'schen Kennwerte jeweils für Gebäude in ihrem ursprünglichen Zustand - ohne zwischenzeitlich erfolgte wärmetechnische Sanierungsmaßnahmen - gültig sind. Dies trifft auf den heutigen Gebäudebestand Lübecks nicht zu.

Andererseits lag der in Tabelle 3.3-2 ermittelte Wärmebedarf in einigen Siedlungstypen im EWL-Versorgungsgebiet auch deutlich über den Roth'schen Angaben. Es waren daher Korrekturfaktoren zu ermitteln, die in die Berechnung des aktuellen Wärmebedarfs der einzelnen Siedlungstypen einfließen (vgl. Tabelle 3.3-4).

Tabelle 3.3-4: Korrekturfaktoren für die Kennwerte zum Endenergiebedarf pro Gebäude (Stand 1995) im Versorgungsgebiet der EWL; Quelle: [eigene Berechnungen]

ST 1	Streusiedlungen	0.63
ST 2	Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen (geringe Dichte)	1.28
ST 4	Reihen- und Doppelhaussiedlungen (dichte Anordnung)	1.33
ST 5	Zeilenbebauung mittlerer Dichte (3 – 5 Geschosse)	0.78
ST 6	Zeilenbebauung hoher Dichte (6 – 15 Geschosse, MFH)	0.78
ST 7	Rand- oder Blockbebauung in Citynähe (3 – 4 Geschosse, MFH)	0.58
ST 9	Mittelalterliche Altstadt	1.69
ST 10	Große Sonderbauten / Gewerbegebiete	0.76

Mit dem IKARUS-Raumwärmemodell wurde nun der spezifische Endenergiebedarf in den Gebäuden Lübecks errechnet und sowohl mit den realen Bedarfswerten aus der Objektdatei des Wärmeatlas als auch mit den diesbezüglichen Roth'schen Ansätzen der Tabelle 3.3-3 verglichen. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3.3-6 zusammengestellt.

3.3.4.2 Spezifische Unterverteilnetzlänge

Die Roth'schen Siedlungstypen sind nicht nur für die Ermittlung der zukünftigen Wärmebedarfsentwicklung im Versorgungsgebiet der EWL GmbH von erheblicher Bedeutung, sondern bilden auch die Grundlage für die in Kapitel 3.4 dargestellten Rechnungen zur Zukunft einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung, da für die in diesem Zusammenhang durchzuführenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen die erforderlichen Investitionen in die Verteilungsnetze und damit die Siedlungsstrukturen eine entscheidende Rolle spielen.

Aus diesem Grund wurden die nach Roth angesetzten Kennwerte für die Unterverteilnetzlänge in den in Lübeck identifizierten Siedlungstypen [vgl. Spalten 5 und 6 in Tabelle 3.3-5] noch einmal durch konkrete Messungen verifiziert.

Tabelle 3.3-5: Geografische Rahmenbedingungen des Versorgungsgebietes der EWL; Quelle: eigene Erhebungen und Kennwerte nach Roth [Winkens (1993b), S. 342 und S. 347]

	Anzahl der Gebäude	Siedlungsfläche km ²	spez. Anzahl der Gebäude Anz./km ²	Unterverteilnetzlänge m/km ²	Anschlusslänge m/HA
ST 1	1.169	3,00	390	5.814	10
ST 2	19.876	28,13	707	10.802	8
ST 4	5.785	4,05	1.428	10.316	8
ST 5	8.437	8,65	975	9.628	10
ST 6	165	0,58	284	7.108	15
ST 7	1.685	1,18	1.428	10.611	10
ST 9	2.620	1,23	2.130	14.308	6
ST 10	1.135	5,48	207	10.000	25

Daten Lübeck

Kennwerte nach Roth

Aus der genannten Pivot-Tabelle (vgl. Kapitel 3.3.3) wurden hierzu exemplarische Beispiele herausgesucht, die die Kriterien der jeweiligen Siedlungstypen möglichst weitgehend erfüllen. Es ergaben sich insgesamt 52 statistische Bezirke, die als "typisch" für die ihnen zugeordneten Siedlungstypen bezeichnet werden konnten; sie sind im Anhang-7 zusammengestellt. Hierbei handelte es sich um:

- 33 Bezirke des Typs ST 2
- 9 Bezirke des Typs ST 4
- 4 Bezirke des Typs ST 5
- 6 Bezirke des Typs ST 9

Für diese Bezirke bzw. Siedlungstypenbeispiele wurden im Stadtplan 1:10.000 bzw. in den Rohrnetzplänen der Gasversorgung mit Hilfe eines Kartenmessgerätes die erforderlichen Leitungslängen für eine Fernwärme- bzw. Gasversorgung durch Ausmessung der jeweiligen eingetragenen Teilstrecken ermittelt (s. Tabelle 3.3-6).

Die Ergebnisse wurden über den im Wärmeatlas ausgewiesenen Anschlussgrad der Fernwärme- bzw. Gasversorgung in den betrachteten statistischen Bezirken auf einen Anschlussgrad von 100% hochgerechnet. Im Vergleich mit den Roth'schen Ansätzen sollten noch einmal eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt sowie Korrekturfaktoren ermittelt werden.

3.3.4.3 Diskussion der Abweichungen

Auf der Grundlage der Definition der Siedlungstypen, des aktuellen Endenergiebedarfs und der ermittelten Leitungslängen der Wärmeversorgung wurden die spezifischen Kennwerte der Lübecker Siedlungstypen mit den diesbezüglichen Roth'schen Ansätzen verglichen.

Tabelle 3.3-6: Endenergiebedarf für RW und WWB pro Gebäude und Unterverteilnetzlänge / Vergleich der Roth'schen Kennwerte mit den für Lübeck ermittelten Werten; Quelle: [Winkens (1993b), AGFW (2000a) und eigene Erhebungen]

	durchschnittlicher Endenergiebedarf pro Gebäude			durchschnittliche Unterverteilnetzlänge pro Siedlungsfläche		
	Kennwert nach Roth	Kennwert für Lübeck	Abweichung	Kennwert nach Roth	Kennwert für Lübeck	Abweichung
	[MWh/a]	[MWh/a]		[m/km ²]	[m/km ²]	[%]
ST 1	81	51	-27%	5.814	55.845	---
ST 2	50	64	+ 28 %	10.802	16.187	+ 50 %
ST 4	34	46	+ 33 %	10.316	22.773	+ 121 %
ST 5	128	100	- 22 %	9.628	11.271	+ 17 %
ST 6	268	209	- 22 %	7.108	22.126	+ 211 %
ST 7	128	75	- 52 %	10.611	24.922	+ 135 %
ST 9	57	97	+ 69 %	14.308	36.454	+ 155 %
ST 10	400 ⁽¹⁾	304 ⁽¹⁾	- 24 %	keine Angabe	keine Angabe	---

⁽¹⁾ Quelle: [AGFW (2000a)]

Die aus der Tabelle 3.3-6 ersichtlichen Abweichungen der "Lübecker Kennwerte" von den ursprünglichen Roth'schen Ansätzen sind teilweise erheblich; sie werden aber vor dem Hintergrund, dass hier ein ganz konkretes Versorgungsgebiet betrachtet wird, als vertretbar eingestuft und stellen die durch Roth vorgenommene Typisierung nicht grundsätzlich in Frage. Bei der Betrachtung eines bestimmten Gebietes erscheint es allerdings sinnvoll, die vorliegenden Gegebenheiten - soweit bekannt und quantifizierbar - zu berücksichtigen, um zu plausiblen und praxisrelevanten Ergebnissen zu kommen.

Die Abweichungen der Lübecker Kennwerte von den Roth'schen Ansätzen werden nachfolgend vor dem Hintergrund der zum Versorgungsgebiet der EWL GmbH vorliegenden Informationen interpretiert.

ST 1: Die dem Siedlungstyp 1 zugeordneten Kennwerte weisen natürlicherweise eine große Bandbreite auf, da es sich hier um eine "Streusiedlung" mit nicht näher spezifiziertem Gebäudetyp in unbekannter Anordnung handelt. Diesem Siedlungstyp wurden im Versorgungsgebiet der EWL GmbH insgesamt 14 statistische Bezirke zugewiesen; allerdings wies nur ein einziger Bezirk die erforderlichen Merkmale in zufriedenstellender Weise auf, so dass nur in diesem die Leitungslängen exempla-

risch ermittelt wurden. In den weiteren Bezirken dieses Typs gab es keine leitungsgebundene Wärmeversorgung, so dass eine (fiktive) Ermittlung von Leitungslängen zu zusätzlichen Ungenauigkeiten geführt hätte.

- ST 2: Die für "Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen geringer Dichte" in Lübeck ermittelten Kennwerte für den gebäudespezifischen Wärmebedarf sowie für die Unterverteilnetzlänge liegen jeweils über den Roth'schen Ansätzen. Dies kann auf verschiedene Faktoren zurückzuführen sein. Zu diesen zählen unter anderem große Wohnflächen und Grundstücksgrößen bezogen auf eine Wohneinheit, ein niedrigerer Wärmedämmstandard der Gebäude sowie eine stärkere Windbelastung im Vergleich zu Regionen im südlichen Deutschland.
- ST 4: Die Lübecker Werte für die Unterverteilnetzlänge sind hier mehr als doppelt so hoch wie die von Roth vorgegebenen. Allerdings sind insbesondere zu diesem Siedlungstyp ("Reihenhaussiedlungen, dichte Anordnung") Abweichungen zu erwarten, da es sich auf der Grundlage der Beschreibung dieses Siedlungstyps sowohl um eine Blockrandbebauung als auch um eine Zeilenbebauung handeln kann. Letztere führt wegen der meist vorliegenden großen Freiflächen zu einem maximalen Leitungslängenbedarf. Eine stichprobenartige Überprüfung dieser Fragestellung anhand der Messtischblätter zum Stadtgebiet Lübecks bestätigte die Einschätzung, dass es sich bei der Gebäudeanordnung in den Lübecker Siedlungen des Typs 4 vorwiegend um eine parallele Zeilenbebauung handelt.
- ST 5: In Bezug auf den Siedlungstyp "Zeilenbebauung mittlerer Dichte ..." stimmen die Lübecker Kennwerte relativ gut mit den Roth'schen Ansätzen überein.
- ST 6: Bei der hier vorliegenden "Hochhausbebauung" ist die Abweichung im Bereich des Endenergiebedarfs pro Gebäude mit -22% gering, der Wert für die Unterverteilnetzlänge jedoch mehr als doppelt so hoch wie der entsprechende Kennwert nach Roth. Dieses Ergebnis kann durch weitere spezifische Merkmale des betrachteten Gebietes hervorgerufen worden sein. So sind zum Beispiel Hochhaussiedlungen in parkähnlicher Landschaft und andererseits in Form von Trabantenstädten in enger Anordnung denkbar, wodurch sich erhebliche Unterschiede in den Unterverteilnetzlängen für eine leitungsgebundene Energieversorgung ergeben.
- ST 7: Beim Siedlungstyp 7 handelt es sich um eine "Rand- oder Blockrandbebauung", bei der Abweichungen insbesondere dadurch entstehen, dass die Nutzung der Blockinnenbereiche (Garagenhöfe, Gewerbehallen usw.) sehr unterschiedlich sein kann.
- ST 9: Die Kennzeichen des als "Mittelalterliche Altstadt" definierten Siedlungstyps beruhen auf einer 1982 von Roth durchgeführten Auswertung einer Vielzahl von bundesdeutschen Städten mittelalterlichen Ursprungs. Die zum damaligen Zeitpunkt vorgefundenen Bebauungsstrukturen waren im allgemeinen bereits erheblich aufgebrochen, Innenstadt-Quartiere waren umgewidmet, Kaufhäuser und Einkaufszentren waren entstanden. Dies ist in Lübeck bis heute nicht der Fall; die feingliedrige Bebauung der Altstadt ist bis heute erhalten geblieben, so dass sich hier im Vergleich zu den Roth'schen Ansätzen erheblich größere Werte für die Leitungslängen einer Fernwärme- bzw. Gasversorgung ergeben.

3.3.4.4 Quantifizierung der Rechenansätze

Die Roth'schen Ansätze für den gebäudespezifischen Endenergiebedarf und die Anschlussleistung flossen unter Berücksichtigung der für Lübeck errechneten Korrekturfaktoren nach Tabelle 3.3-4 in die weiteren Berechnungen zum zukünftigen Endenergiebedarf im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH ein.

Da für die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung neben der Entwicklung des Wärmeabsatzes die Verteilungskosten von erheblicher Bedeutung sind, müssen die hierzu vorliegenden spezifischen Bedingungen bzw. ermittelten Daten zu den erforderlichen Verteilnetzlängen ebenfalls berücksichtigt werden. Die ermittelten Abweichungen der "Lübecker Kennwerte" gegenüber den von Roth vorgegebenen Ansätzen für die Unterverteilnetzlängen wurden in Bezug auf die einzelnen Siedlungstypen Lübecks bereits unter qualitativen Gesichtspunkten bewertet. Für die geplanten Rechnungen mit dem Simulationsmodell ist jedoch zusätzlich eine Quantifizierung ihres Einflusses erforderlich.

Dabei wird zwischen einer Gas- und einer Fernwärmeversorgung unterschieden. Die Praxis zeigt, dass Gasversorgungsnetze auch in dünn besiedelten Gebieten der Bundesrepublik verlegt werden und die für ein geplantes Gasverteilungsnetz anzusetzenden Leitungslängen daher vergleichsweise unabhängig von der im EWL-Versorgungsgebiet vorliegenden Ausprägung der Roth'schen Siedlungstypologie sind. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen einer Gasversorgung in Lübeck wurden daher Werte für die Unterverteilnetzlängen in der ermittelten Höhe (vgl. Tabelle 3.3-6, Spalte 6) in Ansatz gebracht.

In Bezug auf eine Fernwärmeversorgung waren diese Werte unter Plausibilitäts Gesichtspunkten zu reduzieren, da ein 100%-iger Anschlussgrad nicht prinzipiell vorausgesetzt werden kann. Bei der Auslegung eines Fernwärmeversorgungsnetzes ist aufgrund der höheren spezifischen Leitungskosten jeweils konkret zu ermitteln, welcher Wärmeabsatz erzielt werden muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb des Netzes sicherzustellen.

Im Rahmen der Untersuchung zu den "Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung ..." wurden auf der Grundlage von Erfahrungswerten aus verschiedenen Fernwärmeversorgungsunternehmen für die einzelnen, für eine FW-Versorgung in Betracht kommenden Siedlungstypen praxisrelevante maximale Anschlussgrade definiert, die nachfolgend zusammengestellt sind.

Tabelle 3.3-7: Maximaler Anschlussgrad einer FW-Versorgung bezogen auf Siedlungstypen; Quelle [AGFW (2000a), Datenbasis der Autoren]

Siedlungstyp gemäß Roth	4	4 neu	5	7	8	10	10 neu
Anschlussgrad	90%	100%	90%	90%	90%	60%	90%

Die Siedlungstypen 2 und 9 waren nicht berücksichtigt, da sie aus unterschiedlichen Gründen für eine Fernwärmeversorgung nicht prädestiniert sind: In der mittelalterlichen Altstadt (ST 9) findet man im allgemeinen eine sehr dichte Bebauung und eine beengte Straßenführung vor, so dass von erheblichen Mehrinvestitionen bei der Verlegung eines

Fernwärmenetzes auszugehen ist. Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen (ST 2), die in der Regel am Rande von dichteren Siedlungsgebieten angeordnet sind, bieten aufgrund ihrer geringen Gebäudedichte und der daraus resultierenden geringen Wärmebedarfsdichte keinen interessanten Absatzmarkt für die Fernwärme.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde daher für die Siedlungstypen 9 und 2 analog zu den anderen ein prozentualer Reduktionsfaktor für die Unterverteilnetzlänge aus den Messtischblättern ermittelt.

Für den Siedlungstyp 6 wird in der Tabelle 3.3-7 ebenfalls keine Aussage zum maximalen Anschlussgrad getroffen, da die Eignung der "Zeilenbebauung hoher Dichte, 6-15 Geschosse .." für eine Fernwärmeversorgung - wie auf Seite 61 ff. bereits ausgeführt - in hohem Maße von der konkreten Anordnung der Gebäude abhängig ist. Auch hier sollten die Messtischblätter Anhaltspunkte für eine plausible Reduzierung der spezifischen Leitungslängen in den in Lübeck vorliegenden Siedlungen dieses Typs liefern.

Bei einer Berücksichtigung der genannten Anschlussgrade ist eine überproportionale Reduzierung der Unterverteilnetzlänge um mehr als 10 bis 20% zu erwarten, da aus Gründen einer wirtschaftlichen Wärmeversorgung zunächst die abgelegeneren Verbraucher, deren Fernwärmeanschluss mit überdurchschnittlich hohen Leitungskosten verbunden ist, von einer Fernwärmeversorgung ausgeschlossen werden.

Um diese Tatsache zu quantifizieren, wurden noch einmal exemplarisch die "typischen Siedlungstypen" (vgl. Anhang-7) im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH anhand der Messtischblätter dahingehend untersucht, welche Gebäude vor dem Hintergrund der in Tabelle 3.3-7 definierten Anschlussgrade bei einer Fernwärmeversorgung unberücksichtigt bleiben und welche prozentualen Auswirkungen dies auf die Leitungslängen einer Fernwärmeversorgung hat

Um die Auswirkungen der auf dieser Grundlage getroffenen Einschätzungen auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung der Fernwärmeversorgung bewerten zu können, wurden die Reduzierungen der spezifischen Unterverteilnetzlängen in drei Abstufungen (Variante I bis III) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3.3-8 zusammengestellt.

Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, bewegen sich die korrigierten Ansätze für die Unterverteilnetzlängen für Lübeck deutlich in den Bereich der von Roth ermittelten Werte aus der Tabelle 3.3-6. Ausnahmen bilden nach wie vor die bereits diskutierten Siedlungstypen ST 4, ST 6 und ST 7, bei denen noch bei der Variante III eine Abweichung gegenüber den Roth'schen Werten von mehr als 30% vorliegt.

Unter dem Gesichtspunkt der Plausibilität wurde entschieden, für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur Fernwärmeversorgung spezifische Unterverteilnetzlängen entsprechend der Variante II anzusetzen.

Tabelle 3.3-8: Korrigierte Unterverteilnetzlängen für ein Fernwärmenetz im Versorgungsgebiet der EWL GmbH; Quelle: [eigene Berechnungen]

	Kennwert für Unterverteilnetzlänge nach Roth [m/km ²]	ermittelte Unterverteilnetzlänge FW im Versorgungsgebiet der EWL [m/km ²]	Anschlussgrad für FW-Versorgung aus der AGFW-Studie	korrigierte Unterverteilnetzlänge für FW-Versorgung EWL		
				Variante I [m/km ²]	Variante II [m/km ²]	Variante III [m/km ²]
ST 1	5.814	55.845	--	--	--	--
ST 2	10.802	16.187	n. betr.	14.568 (90%)	11.331 (70%)	8.094 (50%)
ST 4	10.316	22.773	90 %	20.496 (90%)	18.218 (80%)	15.941 (70%)
ST 5	9.628	11.271	90 %	10.144 (90%)	9.017 (80%)	7.890 (70%)
ST 6	7.108	22.126	n. betr.	19.913 (90%)	15.488 (70%)	11.063 (50%)
ST 7	10.611	24.922	90 %	22.430 (90%)	19.938 (80%)	17.445 (70%)
ST 9	14.308	36.454	n. betr.	32.809 (90%)	25.518 (70%)	18.227 (50%)
ST 10	keine Ang.	---	90 %	--	--	--

3.3.5 Berücksichtigung weiterer Einflussparameter

3.3.5.1 Gebäudebestand von Wohnungsbaugesellschaften

In Bezug auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH können neben der vorliegenden Gebäude- und Siedlungsstruktur (Kapitel 3.3.3) insbesondere die aus Sanierungsaktivitäten von Wohnungsbaugesellschaften resultierenden Reduzierungen des Wärmebedarfs eine bedeutende Rolle spielen, wenn deren Gebäude einen beträchtlichen Anteil am Altbaubestand darstellen. Um diesen Aspekt im Rahmen der Untersuchungen zu berücksichtigen, wurde eine Befragung der in Lübeck insgesamt ansässigen 14 Wohnungsbaugesellschaften durchgeführt.

Von den genannten Unternehmen wurden im Mai 2001 Informationen unter anderem zu den folgenden Fragestellungen erbeten:

- Anzahl und Baujahr der verwalteten Gebäude bzw. Wohneinheiten
- Gebäudetypen (Einfamilien-, Doppel-, Reihen-, Mehrfamilienhäuser)
- Anteile der gewerblichen Nutzung
- Einschätzung zu den Auswirkungen der EnEV auf Neubauaktivitäten
- Struktur der Wärmeversorgung (Gas-/Öl-Zentralheizung, Gas-Einzelversorgung, Fernwärme, elektrische Warmwasserbereitung usw.)
- Aktueller Wärmedämmstandard in den verwalteten Gebäuden
- Geplante Sanierungs-/Modernisierungsmaßnahmen

Die zur Verfügung gestellten Informationen/Daten sind im Anhang-8 in anonymisierter Form zusammengefasst. Für die Ermittlung des Endenergiebedarfs für RW und WWB in den hier betrachteten Gebäuden sind insbesondere die folgenden Ergebnisse relevant:

Verteilung des Gebäudebestandes der Wohnungsbaugesellschaften im Stadtgebiet

Aus der etwa 41.000 Datensätze umfassenden Datenbank des "Wärmeatlas und Emissionskataster für die Hansestadt Lübeck" [TBE (1996b)] wurden etwa 2.600 Objekte identifiziert, bei denen als "Kunden" der Energie und Wasser Lübeck GmbH Wohnungsbaugesellschaften angegeben waren. Die oben genannte Befragung erfasste etwa 2.100 dieser Abnahmestellen. Dabei wurde von den jeweiligen Gesellschaften zu über 1.500 Gebäuden angegeben, dass diese "auf das gesamte Stadtgebiet verteilt" seien. Teilweise war diese Angabe um Äußerungen wie " ..., mit Schwerpunkt in St. Lorenz Nord" oder ".... , vor allem St. Jürgen" ergänzt.

Diese Angaben stimmen mit den Ergebnissen der Datenbank-Recherche überein, die in der Tabelle 3.3-9 zusammengestellt sind. Es zeigte sich, dass die von Wohnungsbaugesellschaften verwalteten Gebäude relativ homogen über das Stadtgebiet Lübecks verteilt sind und dass es keine relevanten Konzentrationen in einzelnen Bereichen gibt. Die höchsten Anteile am Gebäudebestand werden mit 10,9 % im Stadtteil St. Lorenz Süd bzw. mit 9,5 % in St. Gertrud erreicht. Der jeweilige Anteil am Endenergieverbrauch in diesen Gebieten liegt mit 13,5 % bzw. 13,1 % leicht über diesen Werten, was vor allem darauf zurückzuführen sein kann, dass es sich bei dem Gebäudebestand der Wohnungsbaugesellschaften in der Regel um überdurchschnittlich große Gebäude (keine EFH, DH usw.) handelt. Ansonsten entspricht ihr Endenergieverbrauch etwa demjenigen der umliegenden Gebäude, so dass hier nicht mit zeitlich konzentrierten, massiven Reduzierungen des Verbrauchs gerechnet werden muss.

Tabelle 3.3-9: Verteilung der von Wohnungsbaugesellschaften verwalteten Gebäude nach Anzahl und Wärmebedarf auf die Stadtteile Lübecks; Quelle: [TBE (1996a), eigene Erhebungen]

Stadtteil	Anzahl Gebäude		Anteil	Endenergieverbrauch		Anteil
	gesamt	WBG		gesamt kWh/a	WBG kWh/a	
Innenstadt	2.691	163	6,0%	265.223.623	17.686.212	6,7%
St. Jürgen	7.946	371	4,7%	743.615.712	46.416.081	6,2%
Moising	1.550	114	7,4%	110.520.511	22.812.375	20,6%
Buntekuh	1.557	42	2,7%	140.906.818	11.363.330	8,1%
St. Lorenz Süd	2.331	253	10,9%	209.368.712	28.186.233	13,5%
St. Lorenz Nord	7.145	379	5,3%	554.695.941	50.820.378	9,2%
St. Gertrud	8.658	819	9,5%	580.328.313	75.816.461	13,1%
Schlutup	1.494	33	2,2%	141.845.029	3.170.520	2,2%
Kücknitz	4.509	243	5,4%	252.930.960	29.263.743	11,6%
Travemünde	3.532	185	5,2%	206.924.650	33.366.757	16,1%
Lübeck Gesamt	41.413	2.602	6,3%	3.206.360.269	318.902.090	9,9%

Anders ist dieses Verhältnis in den Stadtteilen Moisling und Travemünde, wo 7,4 bzw. 5,2 % des Gebäudebestandes einen Anteil von 20,6 bzw. 16,1 % am Endenergieverbrauch des jeweiligen Stadtteils haben. Diese Zahlenverhältnisse deuten darauf hin, dass es sich bei den hier von Wohnungsbaugesellschaften verwalteten Gebäuden um größere Hochhäuser handelt, die einen relativ hohen gebäudebezogenen Wärmebedarf haben. Da die absoluten Anteile jedoch gering sind, werden diese Gebäude keinen nennenswerten Einfluss auf die weitere Entwicklung des Gesamtverbrauchs in den genannten Stadtteilen haben.

Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen kann zusammenfassend davon ausgegangen werden, dass die Verteilung des von Wohnungsbaugesellschaften verwalteten Gebäudebestandes auf das Stadtgebiet Lübecks keinen relevanten Einfluss auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs in den einzelnen Stadtteilen oder auch für das gesamte Versorgungsgebiet der EWL GmbH hat.

Heizungsstruktur und Wärmedämmstandard

Die vorstehende Einschätzung zur Bedeutung des Gebäudebestandes der Wohnungsbaugesellschaften wurde zusätzlich durch eine Aufnahme des aktuellen, in den betreffenden Gebäuden bestehenden Wärmedämmstandards einschließlich der Beheizungsstrukturen sowie der Erfassung von gegebenenfalls in naher Zukunft geplanten wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen überprüft.

Für den Bereich der Raumwärmeversorgung ließ sich feststellen, dass Nachtstromspeicherheizungen und kohlegefeuerte Anlagen nur in sehr geringem Maße genutzt wurden und für die weitere Betrachtung zu vernachlässigen waren. Fernwärmeversorgungsanlagen, Gasetagenheizungen sowie Gas- oder Ölzentralheizungen waren jeweils zu etwa gleichen Anteilen vertreten. Lediglich in zwei Fällen wurde zur Frage nach der Raumwärmeversorgung angegeben, dass diese vollständig durch Fernwärme abgedeckt wird. Hier handelte es sich einerseits um einen Bestand von 48 Wohneinheiten in 4 Gebäuden; der zweite Fall betraf 60 Gebäude aus den 70er Jahren mit insgesamt 1.000 Wohneinheiten, in denen außer der üblichen Instandhaltung keine wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen umgesetzt worden waren. Vor dem Hintergrund eines für die Gebäudehülle angesetzten Sanierungszyklus von 30 bis 60 Jahren und unter Berücksichtigung der neuen Energieeinsparverordnung ist im letztgenannten Wohngebiet in absehbarer Zeit zwar mit einer deutlichen Reduzierung des Wärmebedarfs zu rechnen, die quantitativen und vor allem die qualitativen Auswirkungen auf die bestehende Fernwärmeversorgung Lübecks wurden jedoch als vernachlässigbar eingeschätzt.

Allgemeine Rückschlüsse auf den Wärmedämmstandard in dem von Wohnungsbauunternehmen verwalteten Gebäudebestand konnten aus dem Anteil isolierverglaster Fenster sowie aus dem Umfang durchgeführter Dämm-Maßnahmen im Bereich der obersten Geschossdecken und der Kellerdecken gezogen werden. Die Fenster in den betrachteten Gebäuden waren nahezu zu 100 % isolierverglast; weitere Wärmeschutzmaßnahmen waren jedoch kaum durchgeführt. Mit Ausnahme einiger weniger Wohnungsbaugesellschaften, die eine flächendeckende Umsetzung wärmetechnischer Sanierungsmaßnahmen in ihrem Bestand planten, gab die Mehrzahl der Unternehmen an, nur im Zuge von ohnehin

fälligen Instandsetzungsarbeiten die Auflagen der jeweils gültigen Wärmeschutzverordnung zu erfüllen.

Zusammenfassend lässt sich aus den von den Lübecker Wohnungsbaugesellschaften zur Verfügung gestellten Informationen ableiten, dass der von diesen Unternehmen bewirtschaftete Gebäudebestand bei der Berechnung der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung im Versorgungsgebiet der EWL GmbH nur eine untergeordnete Rolle spielt. Zu begründen ist dies vor allem damit, dass die Gebäude in vergleichsweise kleinen Einheiten auf das Stadtgebiet Lübecks verteilt und Wärmedämm-Maßnahmen in zeitlich oder räumlich konzentrierter Form nicht in nennenswertem Umfang zu erwarten sind.

3.3.5.2 Gewerblich genutzte Gebiete

Da keinerlei Angaben über die Art der gewerblichen oder industriellen Nutzung in Gebäuden oder in einzelnen statistischen Bezirken Lübecks vorlagen, waren die diesen Bereichen zuzuordnenden Wärmeverbrauchswerte und vor allem deren zukünftige Entwicklung nicht quantifizierbar. Um abzuschätzen, ob eine deutliche Konzentration gewerblicher Nutzung in bestimmten Stadtgebieten es erforderlich macht, diese Fragestellung detaillierter zu untersuchen, wurden anhand der vorliegenden Pläne und Angaben des Statistischen Amtes der Hansestadt Lübeck zunächst die Gebiete mit einer vorwiegend gewerblichen Nutzung lokalisiert (Auflistung im Anhang-9).

Die Schwerpunkte der gewerblichen/industriellen Nutzung in Lübeck konzentrierten sich zum einen auf den Stadtteil Kücknitz, wo es eine Industrie- und Gewerbeansiedlung parallel zum Verlauf der Trave gibt. Dieses Gebiet wird von einer geplanten Fernwärmeleitung durchquert, so dass bei Realisierung dieser Trasse und ausreichendem Wärmeabsatz ein Fernwärme-Anschluss der genannten Bezirke möglich wäre.

Weitere gewerbliche Nutzungen fanden sich im Stadtteil St. Jürgen südlich der Innenstadt an der Kanal-Trave sowie am Stadtrand (Stadtteil Buntekuh). Der spezifische, auf die Siedlungsfläche bezogene Endenergieverbrauch war sehr unterschiedlich bzw. im Stadtteil Buntekuh vergleichsweise gering. Da aber beide Gebiete in unmittelbarer Nähe einer geplanten Fernwärmeleitung lagen (vgl. Abbildung A-8 im Anhang-5, rote Markierungen), war auch hier eine Fernwärmeversorgung denkbar.

3.3.5.3 Konzentration von Baualtersklassen

Es sollte sodann geprüft werden, ob das Stadtgebiet Lübecks in bestimmte Baualtersklassen eingeteilt werden kann, was unter Umständen ebenfalls Auswirkungen auf die zu berücksichtigende Sanierungstätigkeit in den kommenden Jahren haben konnte.

Hierzu wurden auf der Grundlage des Wärmetlas alle Lübecker Gebäude in den einzelnen Stadtteilen nach ihrer Baualtersklasse sortiert (vgl. Tabelle 3.3-10).

Mit Ausnahme der Innenstadt, deren alte Bausubstanz nahezu vollständig erhalten ist, und den Stadtteilen Moisling und Buntekuh, wo die Baujahre zwischen 1945 und 1970 eindeutig dominieren, waren die Baualtersklassen im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH relativ homogen verteilt. Dies ließ darauf schließen, dass die Stadt

kontinuierlich gewachsen ist und keine neuen Stadtteile "auf der grünen Wiese" entstanden sind. Entsprechend waren keine Stadtgebiete zu lokalisieren, in denen aufgrund einer Häufung bestimmter Baualtersklassen zu einem bestimmten Zeitpunkt eine konzentrierte Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen zu erwarten ist.

Tabelle 3.3-10: Anzahl der Gebäude aus definierten Baualtersklassen in den einzelnen Stadtteilen Lübecks; Quelle: eigene Darstellung nach [TBE (1996b)]

Nr.	Stadtteil	Gebäude Anzahl	Baualtersklassen					
			A (vor 1945)		B (1945 - 1970)		C (nach 1970)	
			Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]	Anzahl	Anteil [%]
1	Innenstadt	2.659	2.314	87%	321	12%	24	1%
2	St. Jürgen	7.853	2.933	37%	2.967	38%	1.953	25%
3	Moisling	1.500	96	6%	1.225	82%	179	12%
4	Buntekuh	1.519	32	2%	1.133	75%	354	23%
5	St. Lorenz Süd	2.293	1.199	52%	637	28%	457	20%
6	St. Lorenz Nord	7.065	2.186	31%	3.638	51%	1.241	18%
7	St. Gertrud	8.578	836	10%	5.405	63%	2.337	27%
8	Schlutup	1.476	482	33%	724	49%	270	18%
9	Kücknitz	4.442	448	10%	3.002	68%	992	22%
10	Travemünde	3.492	722	21%	1.924	55%	846	24%

3.3.5.4 Zusammenfassung der Daten für das Simulationsmodell

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die Herleitung und Verifizierung erforderlicher Unternehmensdaten für die Berechnungen mit dem Simulationsmodell erfolgte, fasst die Tabelle 3.3-11 noch einmal alle Basisdaten zusammen, die schließlich die Grundlage für die nachfolgenden Berechnungen bilden.

In Bezug auf die Fernwärmeerzeugung wurde - abweichend von den tatsächlichen Randbedingungen in Lübeck - zur Vereinfachung angenommen, dass die Grundlast des Fernwärmebedarfs in einer GuD-Anlage und die Spitzenlast in Gasheizkesseln erzeugt wird. Als Zugangsjahr wurde 1990 angesetzt. Die technischen Basiswerte sind in der Tabelle 3.3-12 zusammengestellt.

Tabelle 3.3-11: Basisdaten für die Rechnungen mit dem Simulationsmodell; Quelle: [Winkens (1993b) und eigene Erhebungen]

Siedlungstyp	Anzahl der Gebäude	Siedlungsfläche	Anzahl der Gebäude pro km ² Siedlungsfläche	durchschn. Endenergiebedarf pro Gebäude	Korrekturfaktor im Vergleich zu Roth	Niedertemp. Prozesswärme, unverändert übernommen	Anschlusswert/ Gebäude, korrigiert	HL-Wert/ Gebäude, korrigiert	Unterverteiltlänge Gas	Unterverteiltlänge Fernwärme
	[Stück]	[km ²]	[Stck./km ²]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[kW/ Geb.]	[kW/ Geb.]	[m/km ²]	[m/km ²]
ST 1	1.169	3	390	51	63	549	27,9	21,7	55.845	k. A.
ST 2	19.876	28,13	707	64	128	1.302	35,9	26,4	16.187	11.331
ST 3										
ST 4	5.785	4,05	1428	46	133	2.055	28,6	18,1	22.773	18.218
ST 5	8.437	8,65	975	100	78	7.662	57,5	34,9	11.271	9.017
ST 6	165	0,58	284	209	78	5.686	115,4	69,0	22.126	15.488
ST 7	1.685	1,18	1.428	75	58	6.640	39,5	25,7		
ST 8										
ST 9	2.620	1,23	2.130	97	169	14.443	65,4	43,1	24.922	19.938
ST 10	1.135	5,48	207	304	76	40.000	304,1	247,1	36.454	25.518
ST 4-neu	100	0,26	390	14	44	2.055	7,1	4,4	22.773	18.218

Tabelle 3.3-12: Daten für die Fernwärmeerzeugung in Lübeck; Quelle: [eigene Ansätze]

Jahreshöchstlast Fernwärme (2500 h/a, Gleichzeitigkeitsfaktor nach Roth 0,6 bis 0,7 abhängig vom Siedlungstyp)	MW _{th}	62
Vollbenutzungsstunden Netzhöchstlast (NHL)	h/a	2.500
Daten der GuD-Anlage elektrische Leistung Wärme Volllast (= 40% der NHL) Feuerungswärme Vollbenutzungsstunden	MW _{el} MW _{th} MW _{th} h/a	25 25 57 4.375
Daten Heizkessel Leistung (einschließlich Reserveleistung) Wirkungsgrad	MW _{th} %	80 95

3.4 Ergebnisse der Berechnungen

3.4.1 Absatzentwicklung für die Erlöskalkulation

Die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH wurde mit Hilfe des IKARUS-Raumwärmemodells auf Basis der im betrachteten Gebiet vorliegenden Gebäudetypologie sowie unter Ansatz von Sanierungszyklen berechnet. Hinsichtlich der zusätzlich zu berücksichtigenden Eingangsparmeter für die Modellrechnungen - wie unter anderem die wirtschaftliche Entwicklung im betrachteten Gebiet sowie die Entwicklung der Wohnbevölkerung und die hieraus resultierende Wohnflächennachfrage - wurden die für die Bundesrepublik allgemein ermittelten Daten [vgl. Kleemann (2000), S. 9 ff.] auf das Versorgungsgebiet der EWL GmbH übertragen. Eine weitere Grundlage bildeten zwei im Verlauf der Bearbeitung dieses Projektes durch das Forschungszentrum Jülich / Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung erarbeitete Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfes:

- "Trendszenario" (Reduzierung des Endenergiebedarfs um ca. 20% bis 2020)
- "Reduktionsszenario" (Reduzierung um ca. 30% bis 2020, vgl. Kapitel 2.4.4)

Die folgende Abbildung 3.4-1 zeigt die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im Versorgungsgebiet der EWL GmbH in den beiden Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung. Im Trendszenario ist eine Sanierungseffizienz von 50% zugrunde gelegt, für das Reduktionsszenario 100%.

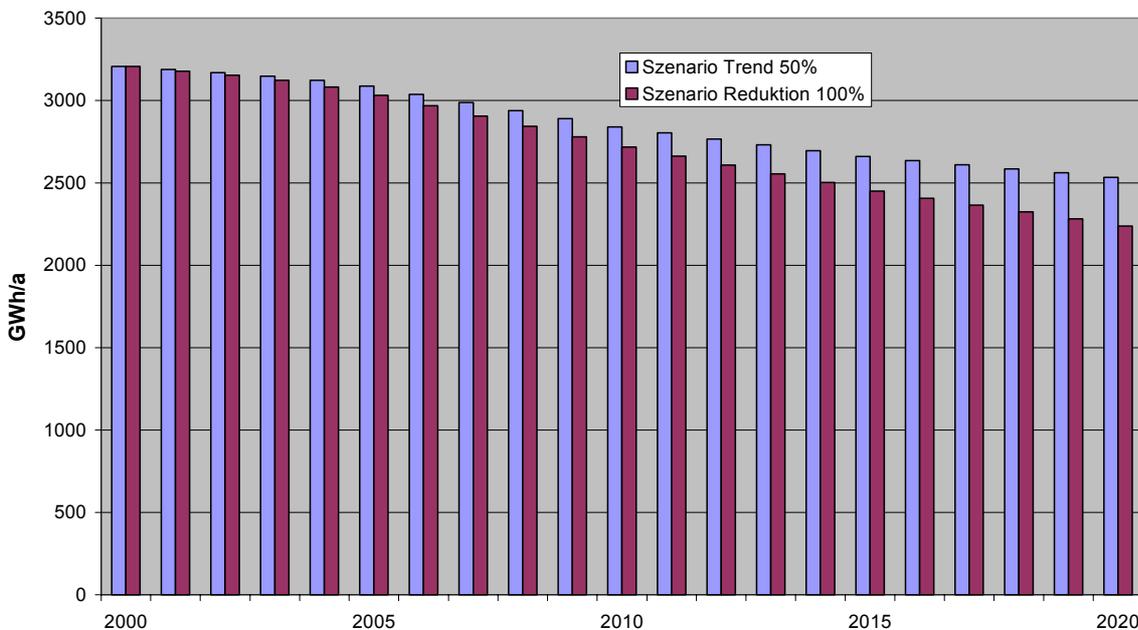


Abbildung 3.4-1: Entwicklung des Endenergiebedarfs für RW und WWB im Versorgungsgebiet der EWL in zwei Szenarien; Quelle: [eigene Berechnungen]

3.4.2 Varianten für die Entwicklung der Fernwärme-Sparte

Die zu betrachtenden Möglichkeiten für die zukünftige Entwicklung der Wärmeversorgung im Versorgungsgebiet der EWL GmbH wurden auf der Grundlage aktueller Fragestellungen aus dem Unternehmen wie folgt definiert:

Fernwärme-Rückgang

- Variante 1.1: Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%)
 - Der Gesamtwärmebedarf im Versorgungsgebiet der EWL sinkt von 2000 bis 2020 um rund **20%**.
 - Kunden, die ihren Raumwärmebedarf im Status Quo mit „sonstigen Energien“ decken, wechseln bei Sanierung der Heizungsanlage zu Erdgas.
 - Neubaugebiete vom Siedlungstyp 4 werden an das Gasnetz angeschlossen. Hier wächst der Wärmebedarf auf der Grundlage von durchschnittlich etwa 100 neuen Hausanschlüssen pro Jahr auf insgesamt rund 40 GWh in 2020.
- Variante 1.2: Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%)
 - Der Gesamtwärmebedarf im Versorgungsgebiet der EWL sinkt von 2000 bis 2020 um rund **30%**.
 - alles Weitere wie Variante 1.1

Fernwärme-Verdichtung

- Variante 2.1: Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%)
 - Der Gesamtwärmebedarf im Versorgungsgebiet der EWL sinkt von 2000 bis 2020 um rund **20%**.
 - Kunden, die ihren Raumwärmebedarf im Status Quo mit „sonstigen Energien“ decken, wechseln bei Sanierung der Heizungsanlage in den typischen Fernwärmeversorgungsgebieten (ST 5, 6 und 7) zu Fernwärme, in den übrigen Gebieten zu Erdgas.
 - Neubaugebiete vom Siedlungstyp 4 werden an das FW-Netz angeschlossen. Hier wächst der Wärmebedarf auf der Grundlage von durchschnittlich etwa 100 neuen Hausanschlüssen pro Jahr auf insgesamt rund 40 GWh in 2020.
 - Siedlungsgebiete des Typs 10 werden an die Fernwärmeversorgung angeschlossen, so dass in 2020 20% (rund 90 GWh/a) des gesamten Wärmebedarfs in diesen Gebieten mit Fernwärme gedeckt wird.
 - Außerdem wird in der Variante „Fernwärme-Verdichtung“ eine größere KWK-Anlage angenommen (40 MW_{el} entsprechend 40% der mittleren Jahreshöchstleistung im Betrachtungszeitraum).
- Variante 2.2: Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%)
 - Der Gesamtwärmebedarf im Versorgungsgebiet der EWL sinkt von 2000 bis 2020 um rund **30%**.
 - alles Weitere wie Variante 2.1

Unterstellt man eine Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Trendszenario, so zeigen die folgenden Abbildungen die Wärmeversorgungsstrukturen nach Siedlungstypen in den Varianten „Fernwärme-Rückgang“ und „Fernwärme-Verdichtung“ im Versorgungsgebiet der EWL GmbH im Jahr 2020.

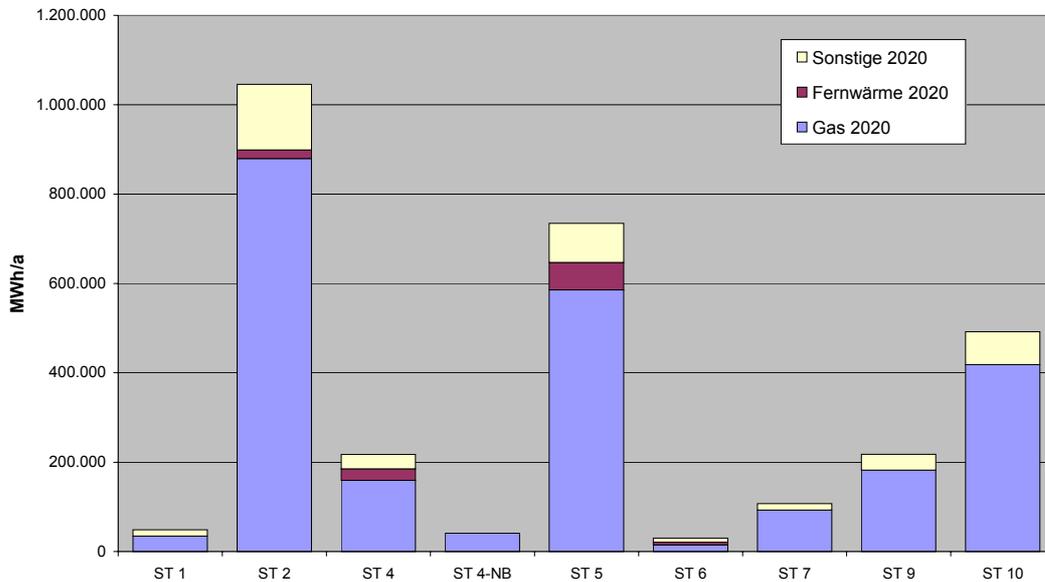


Abbildung 3.4-2: Wärmeversorgungsstruktur nach Siedlungstypen im Gebiet der EWL GmbH in 2020 / Variante Fernwärme-Rückgang; Quelle: [eigene Berechnungen]

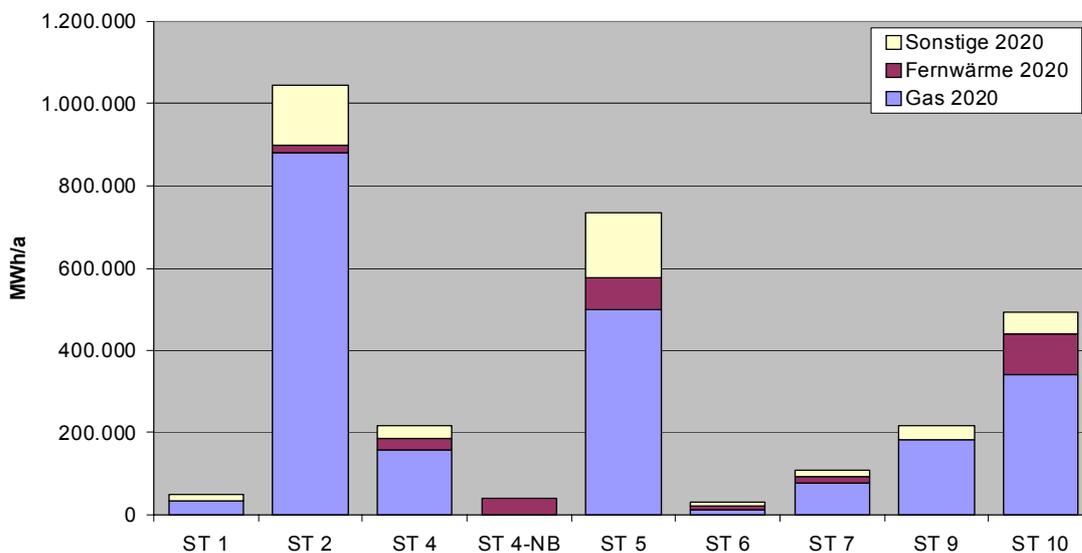


Abbildung 3.4-3: Wärmeversorgungsstruktur nach Siedlungstypen im Gebiet der EWL GmbH in 2020 / Variante Fernwärme-Verdichtung; Quelle: [eigene Berechnungen]

3.4.3 Resultierende Spartenergebnisse

Die Erlöse in den einzelnen Sparten wurden - jeweils für die betrachteten Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung - mit dem Simulationsmodell kalkuliert, wobei die spezifischen Erlöse im gesamten Betrachtungszeitraum konstant durch die folgenden Werte vorgegeben waren:

- spezifische Fernwärmeerlöse: 48 €/MWh [Angabe AGFW 10/2001]
- spezifische Gaserlöse: 27 €/MWh [Prognos (1999), S. 204]
- spezifische Stromerlöse: 101 €/MWh [Prognos (1999), S. 205]

Die Tabelle 3.4-1 sowie die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Erlösentwicklung der Fernwärme- und der Gassparte in den genannten Varianten der Fernwärme-Entwicklung.

Tabelle 3.4-1: Erlösentwicklung der Fernwärme- und der Gassparte der EWL GmbH (in T€) in unterschiedlichen Varianten der Fernwärmeentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Variante 1.1: Fernwärme-Rückgang + Trendszenario

Erlöse	Basiswert	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	9.926	9.874	9.578	8.853	8.330	7.957
Gassparte	67.532	67.798	68.294	66.208	65.170	64.964

Variante 1.2: Fernwärme-Rückgang + Reduktionsszenario

Erlöse	Basiswert	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	9.926	9.842	9.417	8.496	7.715	7.096
Gassparte	67.532	67.593	67.221	63.717	60.708	58.482

Variante 2.1: Fernwärme-Verdichtung + Trendszenario

Erlöse	Basiswert	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	10.285	10.903	14.164	16.075	18.083	20.192
Gassparte	67.517	67.435	66.532	62.941	60.529	59.025

Variante 2.2: Fernwärme-Verdichtung + Reduktionsszenario

Erlöse	Basiswert	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	10.285	10.880	13.951	15.543	17.067	18.632
Gassparte	67.517	67.231	65.479	60.541	56.298	52.970

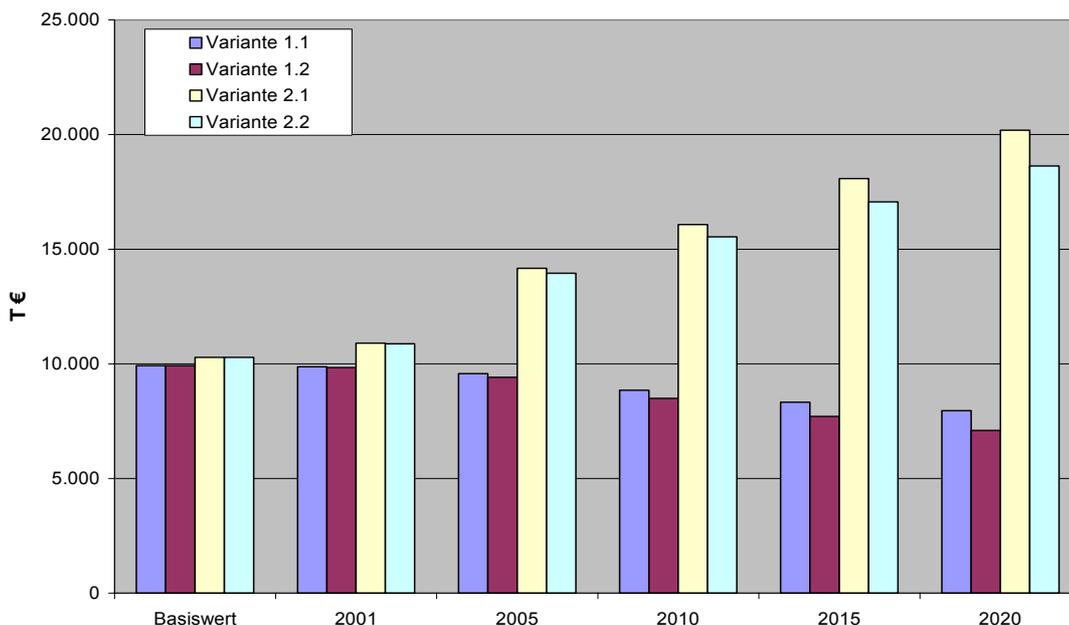


Abbildung 3.4-4: Erlösentwicklung der FW-Sparte der EWL GmbH bei unterschiedlicher FW-Entwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

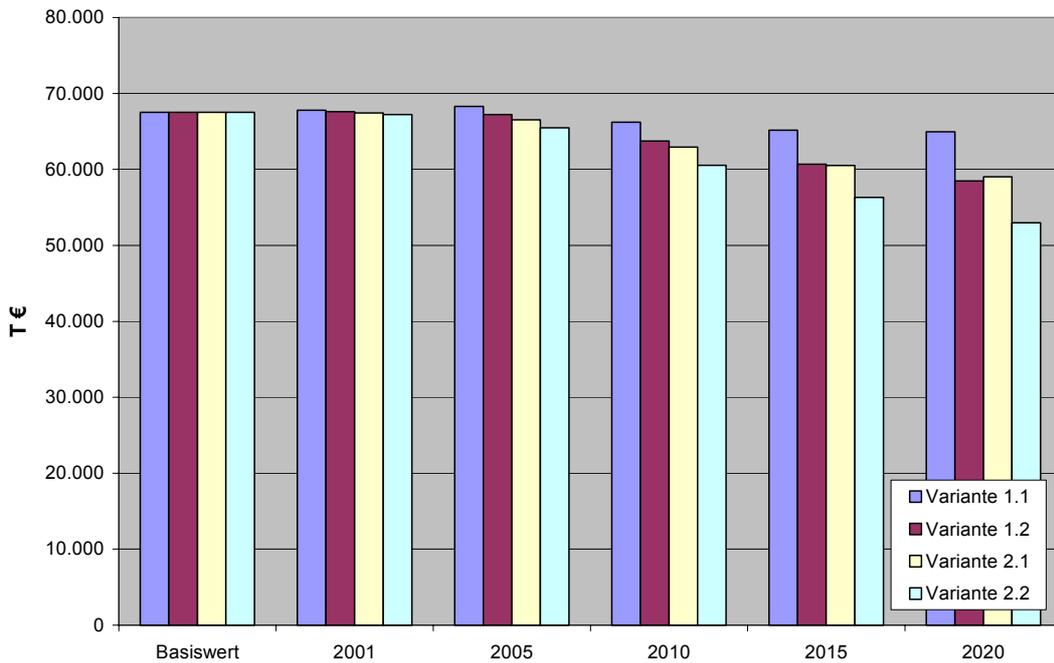


Abbildung 3.4-5: Erlösentwicklung der Gas-Sparte der EWL GmbH bei unterschiedlicher FW-Entwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

3.4.4 Kostenansätze für die Ermittlung der Unternehmensergebnisse

3.4.4.1 Fernwärmesparte

Um mit Hilfe des Unternehmensmodells die Gewinnentwicklung in den einzelnen Sparten der EWL GmbH zu errechnen, waren nach der Herleitung der Erlösentwicklung entsprechend Kapitel 3.4.3 die relevanten Kosten in den Unternehmenssparten zu erfassen.

Zu diesen zählen die Energieerzeugungs- und Beschaffungskosten, die Verteilungskosten und die Kosten für Wartung, Instandhaltung und Personal. Für die Sparte der Fernwärmeversorgung wurden die folgenden Ansätze gewählt:

Tabelle 3.4-2: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Fernwärmeerzeugung der EWL GmbH; Quelle: [Traube (2001), S. 116]

Ansätze GuD-Anlage		Ansätze Heizkessel	
GuD-Anlage:	820 €/kW _{el}	Spitzenlastkessel:	61 €/kW _{th}
elektrische Leistung:	25 MW _{el}	max. Wärmeleistung:	80 MW _{th}
Wartung etc.:	1,5% d. Invest.	Wartung etc.:	2,50% d. Invest.
Personal:	1,5% d. Invest.	Personal:	1,25% d. Invest.
Hilfs- und Betriebsstoffe	6 €/MWh _{th}	Hilfs- und Betriebsstoffe	oben enthalten

Für die Kapitalkosten wurden die folgenden Ansätze gewählt:

- Nutzungsdauer: 20 Jahre
- Realer Zins: 6%

Als Gasbezugspreis wurden rund 11 €/MWh ohne Mehrwertsteuer und Ökosteuer angenommen. Dieser Wert entspricht dem finanzmathematischen Mittel der Prognose bis 2020 [Prognos (1999), S. 204].

Neben den Erzeugungskosten waren in der Fernwärmesparte, wie oben ausführlich erläutert, die Kosten der Fernwärmeverteilung zu kalkulieren. Die Tabelle 3.4-3 zeigt die Basisdaten für die Berechnung der Kapitalkosten der Fernwärmeverteilung.

Weitere, in der Gewinn- und Verlustrechnung der EWL GmbH zu berücksichtigende Kosten für die Fernwärmeverteilung waren:

- Pumpstationen und Pumpstrom 0,5 €/MWh
- Verwaltung und Vertrieb 6,0 €/MWh
- Mittelverteilung 0,8 €/MWh

Tabelle 3.4-3: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Fernwärmeverteilung der EWL GmbH; Quelle: [AGFW (2000a), S. 48]

Investition Fernwärmenetz [€/m]			Ansätze Kapitalkosten	
	Leitung	Hausanschluss		
ST 1-4:	250	230	Nutzungsdauer Netz und Hausanschlüsse:	30 Jahre
ST 4 Neubau:	150	140		
ST 5 und 6:	350	330		
ST 7 und 9:	450	260	realer Zinssatz:	6 %

3.4.4.2 Gassparte

Im Gegensatz zum Gasbezugspreis in der Fernwärmesparte, in der bei Wärmeherzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung keine Ökosteuern anfallen, waren diese in der Gassparte zu berücksichtigen, so dass hier zu dem oben genannten Gasbezugspreis von 11 €/MWh noch 0,38 €/MWh hinzuaddiert werden mussten.

Die Investitionen in das Gasunterverteilungsnetz und für die Gas-Hausanschlüsse wurden auf Basis der spezifischen Investitionen entsprechend Tabelle 3.4-4 berechnet.

Weitere, in der Gewinn- und Verlustrechnung zu berücksichtigende Kosten der Gassparte waren:

- Personalkosten: 70 Personen à 50 T€/a
- Verwaltung und Vertrieb: 0,75 €/MWh
- Mittelverteilung: 0,80 €/MWh
- Konzessionsabgabe: 1,20 €/MWh (Durchschnitt Tarif- /Sondervertragskunden)

Tabelle 3.4-4: Ansätze zur Ermittlung der Investitionen in die Gasverteilung der EWL GmbH, Quelle: [AGFW (2000a), S. 47]

Investitionen Gasnetz [€/m]	Ansätze Kapitalkosten
ST 1-4: 75	Nutzungsdauer Netz und Hausanschlüsse: 30 Jahre
ST 4 Neubau: 50	
ST 5 und 6: 120	realer Zinssatz: 6 %
ST 7 und 9: 145	
Hausanschlüsse: 100	

3.4.4.3 Stromsparte

Da der Schwerpunkt der geplanten Berechnungen auf einer Abbildung des Wärmeversorgungsbereiches lag, wurde die Stromsparte im Simulationsmodell im Vergleich zur Fernwärme- und Gassparte weniger ausführlich abgebildet. Alle nachfolgend genannten Ansätze für die Stromsparte der EWL GmbH wurden im gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten.

- Stromfremdbezug: 35 €/MWh
- Stromeigenerzeugung: 30 €/MWh
- Personalkosten: 200 Personen à 50 T€/a
- Verwaltung und Vertrieb: 2,75 Mio. €/a
- Konzessionsabgabe: 9,00 €/MWh (Durchschnitt Tarif- /Sondervertragskunden)

3.4.5 Ergebnisse der Berechnungen

Unter Berücksichtigung der im Versorgungsgebiet der EWL GmbH vorliegenden Siedlungstypen (vgl. Tabelle 3.2-1) wurden nun die Sparten- und Unternehmensergebnisse, die sich auf der Grundlage der unter Abschnitt 3.4.4.1 bis 3.4.4.2 für die einzelnen Sparten aufgezählten Erlös- und Kostendaten ergeben, für verschiedene Varianten einer zukünftigen Versorgungsstruktur ermittelt und unter Berücksichtigung von Ertragssteuern ausgewiesen.

Das Kapitel 3.4.2 beschrieb die Varianten, die eine plausible Möglichkeit für die Wärmebedarfsentwicklung sowie für die zukünftige Versorgungsstruktur im Fernwärmebereich darstellen. Dabei handelte es sich um:

- Variante 1.1: Fernwärme-Rückgang + Trendszenario
- Variante 1.2: Fernwärme-Rückgang + Reduktionsszenario
- Variante 2.1: Fernwärme-Verdichtung + Trendszenario
- Variante 2.2: Fernwärme-Verdichtung + Reduktionsszenario

Zudem wurden Sensitivitätsrechnungen zu einzelnen Inputgrößen, wie z.B. zu den Brennstoffkosten oder zu den Kapitalkosten, durchgeführt (vgl. Kapitel 3.4.5.3).

3.4.5.1 Ergebnisse der Variante "Fernwärme-Rückgang"

Die Zusammenführung der Kosten und Erlöse führte bei der Variante "Fernwärme-Rückgang" (Variante 1.1) und einer Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Trendszenario zu den in der folgenden Abbildung 3.4-6 dargestellten Jahresergebnissen für die Sparten Fernwärme, Gas und Strom.

Insgesamt wird bei dieser Variante ein Rückgang des Wärmebedarfs um 20% bis 2020 angenommen. Die Jahresergebnisse in der Gas- und Stromsparte sinken im Betrachtungszeitraum ab. Das Jahresergebnis Gas verschlechtert sich aufgrund des starken Absatzrückgangs. Der Stromabsatz wird im Betrachtungszeitraum konstant gehalten; das Jahresergebnis Strom sinkt jedoch leicht ab, da die günstige Stromeigenerzeugung aus der Fernwärmesparte zurückgeht.

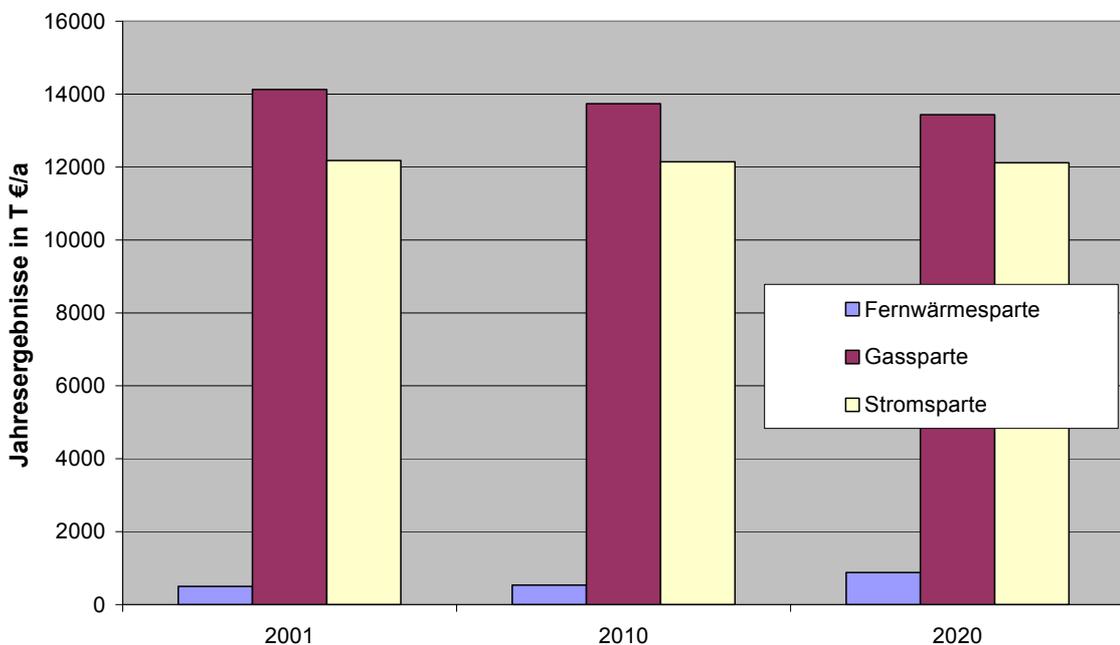


Abbildung 3.4-6: Jahresergebnisse 2001, 2010 und 2020 der Fernwärme-, Gas- und Stromsparte der EWL GmbH in der Variante "Fernwärme-Rückgang" im Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

Das Ergebnis in der Fernwärmesparte hingegen steigt bis zum Jahr 2020 an, obwohl der Absatz und dementsprechend die Erlöse sinken, da die Kapitalkosten der Fernwärmeerzeugung deutlich abnehmen (Die Darlehensplanung für die Finanzierung der 2000 in Betrieb genommenen GuD-Anlage und des Spitzenlastkessels¹ ist in der Tabelle 3.4-5 aufgeschlüsselt.)

¹ Diese Annahme entspricht nicht den tatsächlichen Rahmenbedingungen in Lübeck, vgl. hierzu Kapitel 3.4.4.1.

Tabelle 3.4-5: Finanzierungsplanung für die Fernwärmeerzeugung (GuD-Anlage und Spitzenlastkessel) (in T€); Quelle: [eigene Annahmen]

Investition in Mio € 25,3
 Zugangsjahr 2000
 Zinssatz 0,06
 Laufzeit 20
 Annuität 0,09

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Annuität	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208
Zinsen	1520	1478	1435	1388	1339	1287	1232	1173	1111	1045
Tilgung	689	730	774	820	869	921	977	1035	1098	1163
FK 31.12	24642	23912	23138	22318	21449	20527	19550	18515	17417	16254
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Annuität	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208	2208
Zinsen	975	901	823	740	652	558	459	354	243	125
Tilgung	1233	1307	1386	1469	1557	1650	1749	1854	1965	2083
FK 31.12	15021	13714	12328	10859	9303	7652	5903	4049	2083	0

Die Auswirkungen eines möglicherweise stärkeren Wärmebedarfsrückgangs im Reduktionsszenario zeigt die Abbildung 3.4-7, in der die Ergebnisse beider Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung in den einzelnen Sparten in 2001, 2010 und 2020 dargestellt sind.

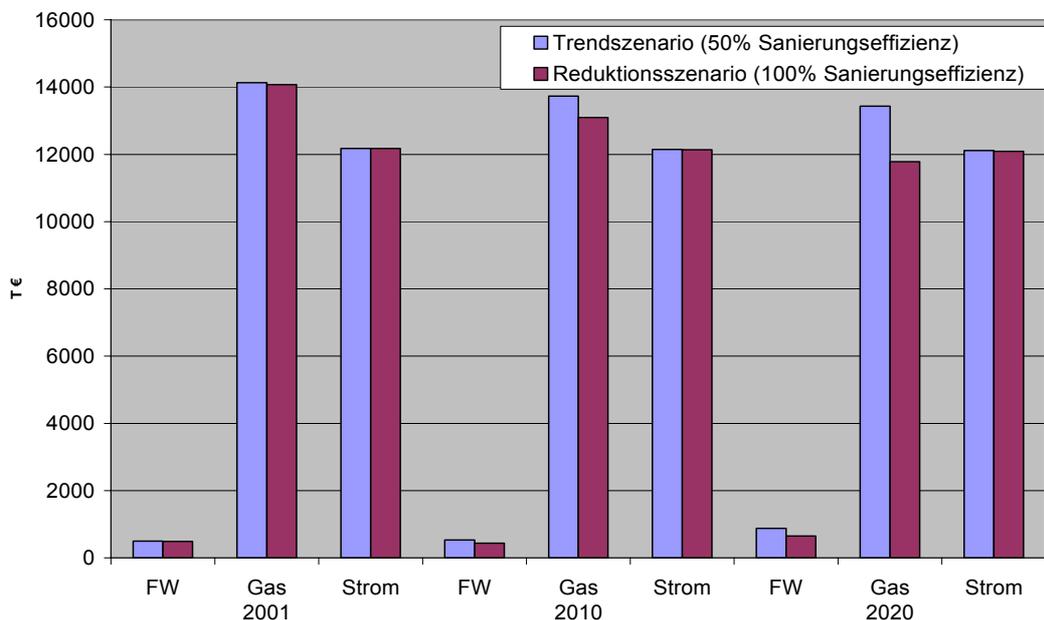


Abbildung 3.4-7: Vergleich der Ergebnisse der Fernwärme-, Gas- und Strom-Sparte in der Variante "Fernwärme-Rückgang" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Insgesamt gilt im Reduktions- wie im Trendszenario, dass die Ergebnisentwicklung über einen Betrachtungszeitraum bis 2020 negativ ist - mit Ausnahme der Fernwärme-Sparte. Dabei ist der Ergebnismrückgang in der Gas- und in der Strom-Sparte natürlich insgesamt im Reduktionsszenario bei einer Sanierungseffizienz von 100% deutlicher ausgeprägt; die folgende Tabelle 3.4-6 zeigt die unterschiedlichen Entwicklungen.

Tabelle 3.4-6: Prozentuale Entwicklung der Jahresergebnisse in den einzelnen Sparten der EWL GmbH bei Fernwärme-Rückgang; Quelle: [eigene Berechnungen]

	Trend (2001-2020)	Reduktion (2001-2020)
Fernwärmesparte	+ 70,80 %	+ 26,31 %
Gassparte	- 4,45 %	- 16,20 %
Stromsparte	- 0,50 %	- 0,72 %
gesamtes Unternehmen	- 1,26 %	- 8,45 %

Der Unterschied zwischen den Jahresergebnissen im Trend- bzw. im Reduktionsszenario beträgt für das gesamte Energieversorgungsunternehmen im Durchschnitt rund 866 T€. Am stärksten würde sich ein Rückgang des Wärmebedarfs entsprechend dem Reduktionsszenario in der absatzstarken Gassparte auswirken, wie die Tabelle 3.4-7 zeigt.

Tabelle 3.4-7: Mittlere Differenz der Jahresergebnisse zwischen dem Trend- und dem Reduktionsszenario bei Fernwärme-Rückgang; Quelle: [eigene Berechnungen]

	mittlere Differenz zwischen Trend und Reduktion
Fernwärmesparte	- 104.000 €
Gassparte	- 719.000 €
Stromsparte	- 12.000 €
gesamtes Unternehmen	- 866.000 €

Die folgende Tabelle 3.4-8 zeigt zusammenfassend die Jahresergebnisse für die Fernwärme-, Gas- und Strom-Sparte sowie die Jahresergebnisse des Unternehmens in der Variante des Fernwärme-Rückgangs bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung.

Tabelle 3.4-8: Sparten- und Jahresergebnisse der EWL GmbH (in T€) in der Variante "Fernwärme-Rückgang" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]**Variante 1.1: Fernwärme-Rückgang + Trendszenario**

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	501	538	532	644	880
Gassparte	14.127	14.257	13.735	13.480	13.433
Stromsparte	12.176	12.167	12.145	12.129	12.117
Unternehmensergebnis	27.626	27.845	27.332	27.115	27.226

Variante 1.2: Fernwärme-Rückgang + Reduktionsszenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	493	495	437	480	651
Gassparte	14.075	13.983	13.100	12.343	11.782
Stromsparte	12.175	12.162	12.134	12.110	12.091
Unternehmensergebnis	27.564	27.523	26.562	25.743	25.245

3.4.5.2 Ergebnisse bei "Fernwärme-Verdichtung"

Im Verdichtungsszenario steigt das Ergebnis in der Fernwärmesparte aufgrund des steigenden Fernwärmeabsatzes stark an. Diese Entwicklung wird jedoch auch durch die in der Tabelle 3.4-5 dargestellte Finanzplanung begründet. Insbesondere das negative Ergebnis am Anfang des Betrachtungszeitraums ist auf den Umstand zurückzuführen, dass bei einer Fernwärme-Verdichtung erheblich höhere Investitionen in die Fernwärmeerzeugung notwendig sind.

Die Jahresergebnisse, die sich in den Varianten 2.1 und 2.2, also bei einer Fernwärme-Verdichtung ergeben, zeigt die Tabelle 3.4-9.

Tabelle 3.4-9: Jahresergebnisse der Fernwärme-, Gas- und Stromsparte der EWL GmbH (in T€) in der Variante "Fernwärme-Verdichtung" bei unterschiedlicher Wärmebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Variante 2.1: Fernwärme-Verdichtung + Trendszenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	-210	875	1603	2446	3436
Gassparte	14044	13857	12994	12428	12085
Stromsparte	12208	12304	12361	12421	12483
Unternehmensergebnis	26956	27886	27736	27916	28474

Variante 2.2: Fernwärme-Verdichtung + Reduktionsszenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärmesparte	-221	818	1461	2175	3020
Gassparte	13992	13588	12383	11350	10542
Stromsparte	12208	12298	12345	12390	12437
Unternehmensergebnis	26898	27542	26936	26482	26390

Interessant ist ein Vergleich der Unternehmensergebnisse über den Betrachtungszeitraum bis 2020 in den Varianten der Fernwärme-Verdichtung und des Fernwärme-Rückgangs. In beiden zugrunde gelegten Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung liegt das Unternehmensergebnis in der Variante der Fernwärme-Verdichtung etwa ab dem Jahre 2005 über demjenigen bei Fernwärme-Rückgang. Dieses Ergebnis wird in der anschließenden Abbildung 3.4-8 und der Abbildung 3.4-9 besonders deutlich.

Wie aus den vorstehenden Tabellen sowie den genannten Abbildungen hervorgeht, stellt sich eine Fernwärme-Verdichtung im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH für das Unternehmensergebnis im Vergleich zu einem Ausbau der Gasversorgung unter den gemachten Annahmen (vgl. Kapitel 3.4.4) wirtschaftlicher dar. Diese qualitative Aussage ist unabhängig von der zugrunde gelegten Entwicklung des Wärmebedarfs.

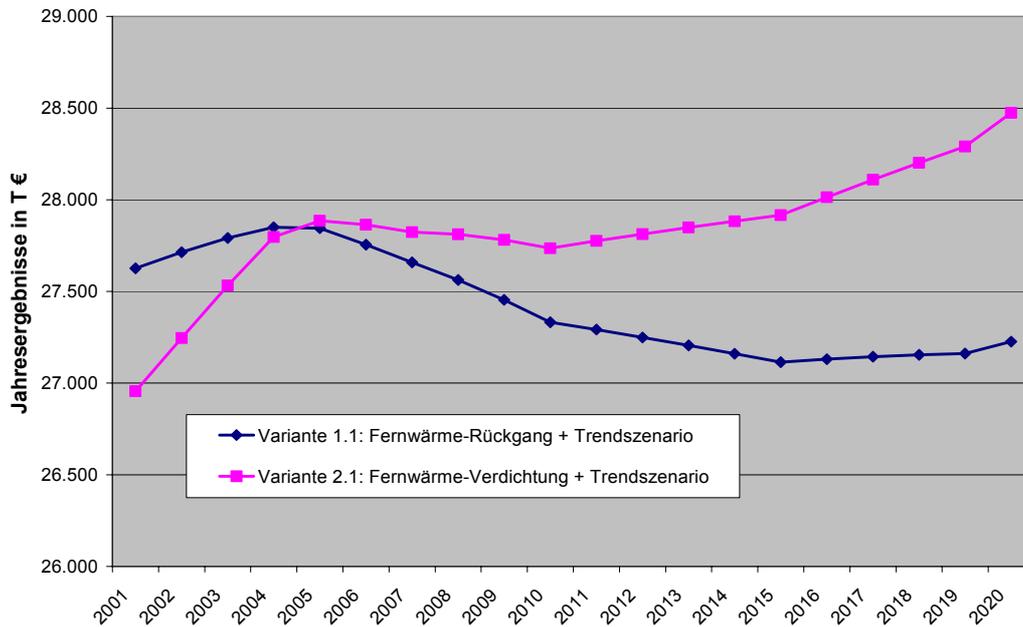


Abbildung 3.4-8: Vergleich der Unternehmensergebnisse in den Varianten "Fernwärme-Rückgang" und „Fernwärme-Verdichtung“ im Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

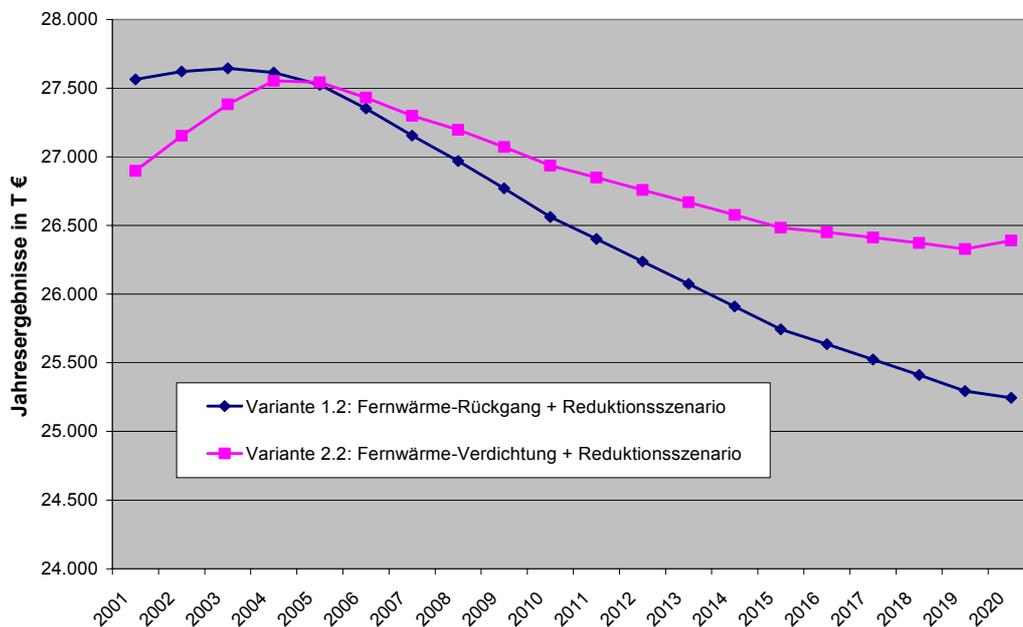


Abbildung 3.4-9: Vergleich der Unternehmensergebnisse in den Varianten "Fernwärme-Rückgang" und „Fernwärme-Verdichtung“ im Reduktionsszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

3.4.5.3 Sensitivitätsbetrachtungen

Da die erzielten Rechenergebnisse auf einer Vielzahl von gewählten Kostenansätzen basieren, sollte abschließend der Einfluss einzelner Parameter wie z.B. die Höhe der Kapitalkosten, die anzusetzenden Gasbezugskosten usw. ceteris paribus näher untersucht

werden. Hierzu wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. In der Tabelle 3.4-10 sind die Basisvariante (Ansatz energie institut) sowie die spezifischen Ansätze für die Sensitivitätsbetrachtungen zusammengestellt, die nachfolgende Tabelle 3.4-11 zeigt die resultierenden Ergebnisse.

Tabelle 3.4-10: Ansätze für Sensitivitätsanalysen zum Unternehmensergebnis der EWL GmbH; Quelle: [AGFW (2000a), Vorgaben von Versorgungsunternehmen, eigene Ansätze]

Parameter	Ansatz energie institut	Sensitivität
Zinssatz	6 %	12 %
Gasbezugskosten (H_u)	11 €/MWh	20 €/MWh
Fernwärmeerlöse	48 €/MWh	40 €/MWh
spez. Investitionen GuD-Anlage	820 €/kW _{el}	1.020 €/kW _{el}
spez. Investitionen Spitzenlastkessel	61 €/kW _{th}	36 €/kW _{th}

Tabelle 3.4-11: Unternehmensergebnisse der EWL GmbH (in T€) bei unterschiedlichen Varianten einer zukünftigen FW-Versorgung mit Sensitivitätsbetrachtungen entsprechend Tabelle 3.4-10; Quelle: [eigene Berechnungen]

1.1: FW-Rückgang / Trend	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante	27.626	27.845	27.332	27.115	27.226
Zinssatz 12%	25.715	25.978	25.726	26.096	26.997
Gaspreis 20 €/MWh	13.318	13.487	13.494	13.562	13.772
Fernwärme 40 €/MWh	27.056	27.292	26.824	26.638	26.772
Variation der spez. Investitionen	27.433	27.665	27.188	26.994	27.137
1.2: FW-Rückgang / Reduktion	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante	27.564	27.523	26.562	25.743	25.245
Zinssatz 12%	25.653	25.657	24.985	24.724	25.016
Gaspreis 20 €/MWh	13.300	13.393	13.269	13.164	13.199
Fernwärme 40 €/MWh	26.996	26.980	26.075	25.303	24.842
Variation der spez. Investitionen	27.372	27.344	26.418	25.622	25.156
2.1: FW-Verdichtung / Trend	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante	26.956	27.886	27.736	27.916	28.474
Zinssatz 12%	24.666	25.649	25.876	26.718	28.251
Gaspreis 20 €/MWh	12.562	13.163	13.422	13.765	14.291
Fernwärme 40 €/MWh	26.328	27.060	26.794	26.855	27.285
Variation der spez. Investitionen	26.534	27.491	27.417	27.647	28.271
2.2: FW-Verdichtung / Reduktion	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante	26.898	27.542	26.936	26.482	26.390
Zinssatz 12%	24.608	25.317	25.107	25.284	26.167
Gaspreis 20 €/MWh	12.546	13.058	13.177	13.322	13.641
Fernwärme 40 €/MWh	26.272	26.728	26.026	25.482	25.295
Variation der spez. Investitionen	26.476	27.159	26.617	26.213	26.187

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtungen für die beiden Varianten der Fernwärme-Entwicklung und exemplarisch für eine Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Trendszenario grafisch dargestellt.

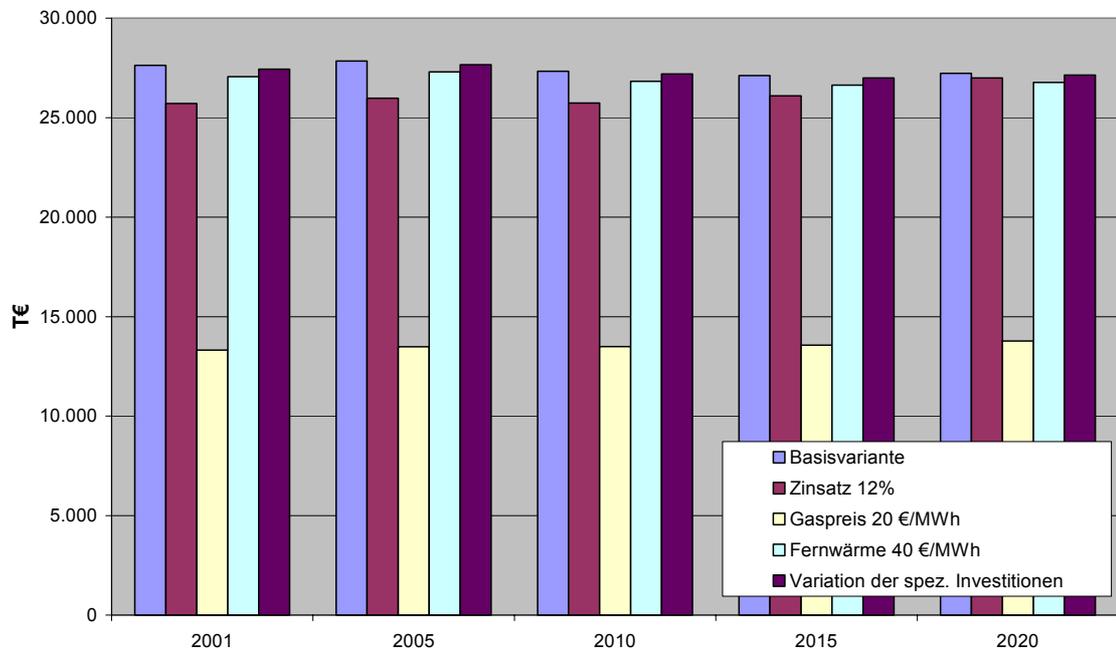


Abbildung 3.4-10: Vergleich der Unternehmensergebnisse der EWL GmbH bei Fernwärme-Rückgang im Trendszenario (Variante 1.1); Quelle: [eigene Berechnungen]

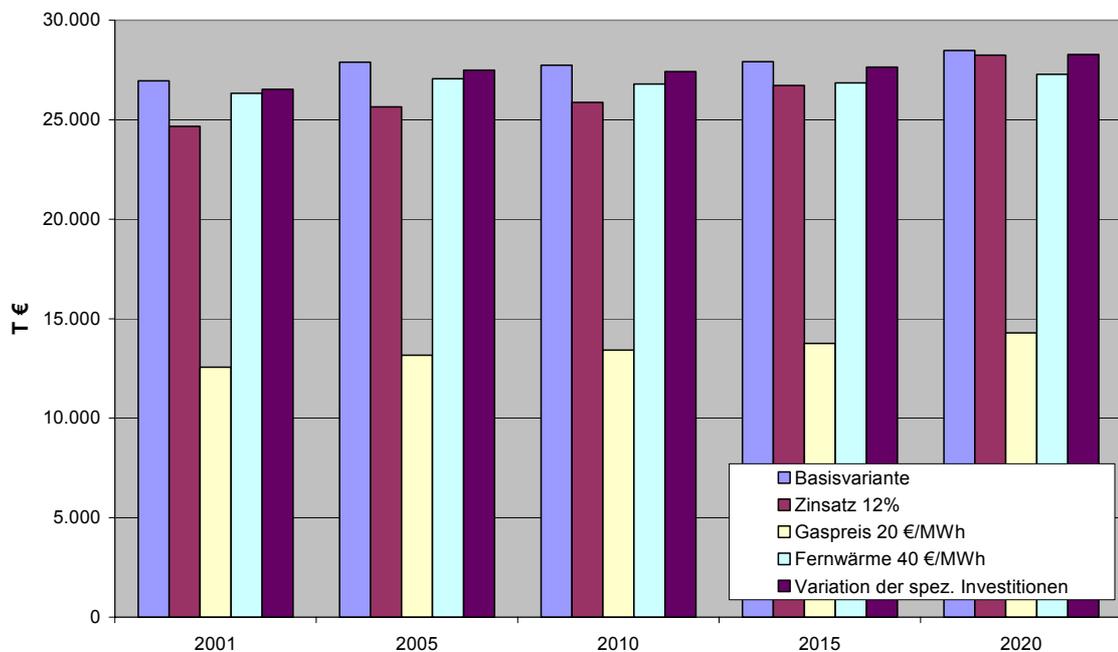


Abbildung 3.4-11: Vergleich der Unternehmensergebnisse der EWL GmbH bei Fernwärme-Verdichtung im Trendszenario (Variante 2.1); Quelle: [eigene Berechnungen]

Ein Vergleich der Unternehmensergebnisse zeigt, dass die zuvor gemachte positive Aussage zugunsten einer Verdichtung der Fernwärmeversorgung im hier betrachteten Versorgungsgebiet bei allen betrachteten Sensitivitäten aufrecht erhalten werden kann. Die Erhöhung des Zinssatzes und der Gasbezugskosten, eine Reduzierung der Fernwärmeerlöse oder eine Variation der spezifischen Investitionen in die Erzeugungsanlagen reduzieren zunächst die Jahresergebnisse des Unternehmens, auf längere Sicht jedoch liefert die Variante der Fernwärme-Verdichtung stets ein besseres Unternehmensergebnis als ein Fernwärme-Rückgang.

Bei einem exemplarischen Vergleich der Unternehmensergebnisse in 2020 ergibt sich im Trendszenario für die durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen, dass der Effekt einer Erhöhung des Zinssatzes oder einer Variation der Investitionen (vgl. Tabelle 3.4-10) vergleichsweise gering ist, der in der Basisvariante erreichte Vorteil einer FW-Verdichtung gegenüber einem FW-Rückgang in Höhe von 1.248 T€ wird auch mit diesen Ansätzen nahezu erreicht. Anders ist die Situation bei einer Erhöhung der Gasbezugskosten oder einer Verringerung der Fernwärmeerlöse, hier reduziert sich der Vorteil einer Fernwärme-Verdichtung deutlich auf 519 T€ bzw. 513 T€.

Bei einer Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Reduktionsszenario ergeben sich vergleichbare Zahlenverhältnisse.

Bei der Bewertung dieser Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich bei den gewählten Ansätzen für die Sensitivitätsbetrachtungen um "worst-case-Annahmen" handelt, die insbesondere im Hinblick auf die bevorstehende Liberalisierung des Gasmarktes mit den erwarteten Preissenkungen zurzeit nicht realistisch erscheinen.

3.4.6 Fazit zur Wärmeversorgung Lübeck

Wie im Kapitel 3.4.5.1 und 3.4.5.2 ausgeführt, ist eine Fernwärme-Verdichtung im hier exemplarisch betrachteten Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH im Vergleich zu einem Fernwärme-Rückgang zugunsten der Gasversorgung für das Unternehmensergebnis deutlich günstiger, unabhängig von der betrachteten Entwicklung des Wärmebedarfs.

Im Rahmen der unter Kapitel 3.4.5.3 beschriebenen Sensitivitätsbetrachtungen verändert sich dieses prinzipielle Ergebnis nicht; nach wie vor weist eine Strategie der Fernwärme-Verdichtung die besseren betriebswirtschaftlichen Ergebnisse auf.

Bei einer Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Reduktionsszenario ergeben sich vergleichbare Zahlenverhältnisse. Wie bereits in Zusammenhang mit der sogenannten "Basisvariante" nachgewiesen, ist daher die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden für strategische Entscheidungen in Bezug auf die Zukunft der Fernwärmeversorgung nur von untergeordneter Bedeutung für die EWL GmbH.

Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang allerdings darauf, dass die Wirtschaftlichkeit einer Fernwärmeverdichtung Grenzen hat. In dem oben beschriebenen Zubau-Szenario der Variante 2 wurde daher der Anteil der Fernwärmeversorgung lediglich in denjenigen Siedlungsgebieten erhöht, in denen eine Verdichtung als sinnvoll erachtet werden kann,

da hier der Wärmeabsatz pro km² Siedlungsfläche vergleichsweise hoch ist wie z.B. in Siedlungen mit Reihen- oder Mehrfamilienhäusern.

Auf der Grundlage der in dieser Untersuchung erzielten Ergebnisse kann der EWL GmbH ein weiterer Ausbau ihrer Fernwärmeversorgung empfohlen werden. Möglichkeiten für eine Ergänzung des FW-Versorgungsgebietes um weitere Nahwärme-Inseln sollten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten geprüft werden mit dem Ziel, mittelfristig eine stärker zentral ausgerichtete Struktur des Versorgungsnetzes durch Verbindung der NW-Inseln untereinander sowie mit vorhandenen/geplanten FW-Trassen einschließlich eines Anschlusses "an der Strecke liegender Verbraucher" zu realisieren.

Zusätzliche, insbesondere auf lange Sicht wirksame Vorteile einer Fernwärmeversorgung - wie z.B. Aspekte der Kundenbindung - werden im nachfolgenden Kapitel 4 sowie im Zusammenhang mit den unter Kapitel 5 dokumentierten "Fallstudien" diskutiert.

4. Strategische Entscheidungsfindung in EVU

4.1 Einführung

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden dargestellt (Kapitel 2) und die resultierenden Auswirkungen auf Versorgungsunternehmen anhand eines „Modell-EVU“ untersucht (Kapitel 3).

Neben den hier betrachteten quantitativen Veränderungen des Energiemarktes sind für eine Bewertung der aktuellen Umstrukturierungen in den Versorgungsunternehmen sowie für die Entwicklung von Strategieoptionen weitere Parameter entscheidend.

Unbestritten ist, dass sich Wirtschaft und Technologie in den letzten 50 Jahren radikaler verändert haben als in den 500 Jahren zuvor. In der Folge davon hat sich die Zielsetzung unternehmerischen Handelns erheblich gewandelt: "War noch vor wenigen Jahrzehnten Stabilität in den Unternehmen ein gefragtes und erstrebenswertes Ziel, so wird diese Stabilität heute als Stagnation und damit als Bedrohung und Rückschritt gewertet [Herbek (2000), S. 13].

In der Vergangenheit war es in der Regel völlig ausreichend, die Unternehmensführung auf die bestmögliche Erledigung der operativen Aufgaben zu konzentrieren, wobei eine optimierte Buchhaltung und Kostenrechnung eine sichere Grundlage für den Unternehmenserfolg bildeten. Langfristige Planungen waren dementsprechend quantitativ orientiert, bisherige Entwicklungen wurden in die Zukunft fortgeschrieben.

Dies trifft auf die Unternehmen der Energiewirtschaft in besonderem Maße zu, die - anders als die übrige Wirtschaft in der Bundesrepublik - noch bis zum Jahre 1998 in einer Monopolstellung die Strom- und Wärmeversorgung der Kunden in ihrem Versorgungsgebiet leisteten.

Im Zuge der ersten Ölkrise 1973 begann sich die Situation grundlegend zu ändern. Man erkannte, dass äußere Rahmenbedingungen wie ein instabiles Nachfrageverhalten bei teilweise gesättigten Märkten, kürzere Produktlebenszyklen bei steigenden Entwicklungskosten und -zeiten sowie die zunehmende Bedeutung von politischen und gesellschaftlichen Entwicklungen einen erheblichen Einfluss auf die unternehmerische Tätigkeit hatten. In der Folge hiervon wurde die bisher durch die Wirtschaftsunternehmen praktizierte "Langfristplanung" zu einer "strategischen Planung" weiterentwickelt [Herbek (2000), S. 30].

Statt Analyse und Planung rückte nach Knyphausen die Steuerung der Unternehmensentwicklung immer weiter in den Vordergrund. "Damit aber verliert das strategische Management zunehmend seinen technizistischen Charakter; es geht mehr und mehr um ein strategisches Denken, das es in den Köpfen der Leistungsträger eines Unternehmens ... zu verankern gilt." [Knyphausen (1995), S. 20]

Der Begriff der "Strategie" leitet sich aus den griechischen Worten "Strates" (Heer) und "Agos" (Führer) ab, seine Verwendung beschränkte sich zunächst auf den militärischen

Bereich. "Erst in den 50er Jahren wurde der Begriff der Unternehmensstrategie in die Betriebswirtschaftslehre eingeführt. Dabei wurde er gegenüber dem militärischen Begriffsinhalt - Mittelwahl zur Erreichung definierter Ziele - um die "Zielbildung" erweitert." [Herbek (2000), S. 29]

"Strategie ist die Kunst und die Wissenschaft, alle Kräfte eines Unternehmens so zu entwickeln und einzusetzen, dass ein möglichst profitables, langfristiges Überleben gesichert wird." [Simon (2000), S. 9]

Der Zweck einer Strategie wird heute darin gesehen, für das Unternehmen eine Position am Markt zu finden, in der spezifische Eigenschaften des Unternehmens Vorteile gegenüber den anderen Wettbewerbern darstellen [BWK (2000b), S. 36]. Dementsprechend ist nach Knyphausen das strategische Management ausgerichtet auf "die Möglichkeit der Erlangung und Aufrechterhaltung von Wettbewerbsvorteilen" [Knyphausen (1993), S. 772].

Analog hierzu definierte M. Porter im Rahmen seines "Market-based View" (vgl. Kapitel 4.3.1) die grundlegende Aufgabe von Strategien darin, eine optimale Positionierung der Unternehmung zu den Wettbewerbskräften und den unmittelbaren Konkurrenten zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen zu gewährleisten. [Porter (1992), S. 21] Unternehmensstrategien dienen zudem der Auswahl von Aktivitäten, die sich von denen der Konkurrenten unterscheiden [Porter (1992), S. 35].

Dabei ist - nach wie vor - die quantitative Entwicklung der relevanten Märkte von entscheidender Bedeutung für die Ausgestaltung und den Erfolg einer Unternehmensstrategie.

Die mit der Ölkrise eingeleitete wirtschaftliche Entwicklung setzte sich in den nachfolgenden Jahren fort, als sich eine Vielzahl von Unternehmen - nicht nur aus dem Bereich der Energiewirtschaft - mit dem Problem eines stagnierenden oder schrumpfenden Marktes konfrontiert sah. Als Ursachen hierfür werden genannt:

- Marktsättigung
- demografische Entwicklung (Bevölkerungsentwicklung, Haushaltsgrößen usw., vgl. Kapitel 2.4.2)
- wirtschaftliche Entwicklung (verfügbares Einkommen, vgl. Kapitel 2.4.2)
- Wertewandel
- Substitutionsprodukte / neue technische Entwicklungen (vgl. Kapitel 2.3)
- Veränderung der staatlichen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 2.1)

In der Folge hiervon ist auch für die weitere Zukunft mit einer Verschärfung des Wettbewerbs zu rechnen, die Überkapazitäten steigen, die Gewinne schrumpfen [Herbek (2000), S.125].

Diese Entwicklung wird im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte, die mit der 1998 in Kraft getretenen Neufassung des Energiewirtschaftsrechtes eingeleitet wurde, erheblich verstärkt. Aus der Reform des Deutschen Energiewirtschaftsrechtes resultieren entscheidende Parameter für die aktuellen Umstrukturierungen in den Versorgungsunternehmen der Bundesrepublik.

Für eine Beantwortung der eingangs gestellten Frage, welche Handlungsoptionen den Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung stehen, um angesichts eines sinkenden Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden und daraus resultierendem sinkenden Erdgas- bzw. Wärmeabsatz und einem Rückgang der Erlöse in der Wärmesparte ihre wirtschaftliche Situation zu optimieren, sind daher in einem ersten Schritt die bestehenden weiteren Rahmenbedingungen zu erfassen.

Das nachfolgende Kapitel liefert zunächst eine Übersicht über die bisherige Entwicklung und den aktuellen Stand der Liberalisierung der Energiemärkte in der Bundesrepublik (Kapitel 4.2.1) und skizziert dann die resultierenden Auswirkungen auf die für den Wärmemarkt maßgeblichen Bereiche der Fernwärme- (Kapitel 4.2.2) und der Gasversorgung (Kapitel 4.2.3).

Die für die Versorgungsunternehmen auf der Grundlage eines sinkenden Wärmeabsatzes sowie vor dem Hintergrund des liberalisierten Energiemarktes zur Verfügung stehenden Strategieoptionen werden - nach einer kurzen Darstellung der relevanten theoretischen Ansätze zur Entwicklung von Unternehmensstrategien (Kapitel 4.3.1) sowie nach einem Exkurs zu den vergleichbaren Entwicklungen in Wirtschaftsbranchen, die bereits länger einem wettbewerblichen Markt ausgesetzt sind (Kapitel 4.3.3) - im Kapitel 4.4 entwickelt.

4.2 Rahmenbedingungen

4.2.1 Liberalisierung der Energiemärkte

4.2.1.1 Europäische und nationale Energierechtsreform

Die seit Anfang der neunziger Jahre bestehenden Bemühungen zur Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Strom und Gas mündeten 1997/98 in einer Reform der energiewirtschaftlichen Gesetzgebung. Seit diesem Zeitpunkt muss die Energieversorgungswirtschaft ihre Entscheidungen - wie andere Wirtschaftsbereiche auch - vor allem an den bestehenden Markt- und Wettbewerbsgegebenheiten ausrichten. Die ohnehin in den Unternehmen zu verzeichnenden Tendenzen zur Effizienzsteigerung (verbunden mit Personalabbau), zur Realisierung eines „Lean Managements“ und zur Nutzung des Outsourcing wurden durch die von politischer Seite festgelegten Weichenstellungen beschleunigt.

Maßgeblich für die neue Regulierung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik waren zwei europäische Richtlinien:

Stromrichtlinie

Am 19.02.1997 trat die von der Europäischen Union verabschiedete "Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates bezüglich gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt" in Kraft, die einen Rahmen für die von den EU-Mitgliedstaaten zu schaffenden gesetzlichen Bedingungen schuf. Die wesentlichen Aspekte der Richtlinie sind [vgl. StromRL (1997)]:

- Schrittweise Öffnung der Märkte für Strom
- Zugang zu den Netzen durch das Modell des verhandelten Netzzugangs oder das Modell des Single-Buyer
- Förderung von umweltfreundlicher Stromerzeugung durch die Möglichkeit der Schaffung von Vorrangregelungen
- Regelung der Verpflichtungen von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern
- Getrennte Rechnungslegung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die Bereiche Produktion/Erzeugung, Transport/Übertragung, Verteilung und Handel

Gasrichtlinie

Die am 09.08.1998 in Kraft getretene Gasrichtlinie ist ähnlich wie die Stromrichtlinie konzipiert, die maßgeblichen Unterschiede sind nachfolgend skizziert [vgl. GasRL (1998)]:

- Während auf dem Stromsektor Erzeugung, Netzbetrieb und Handel unternehmerisch zu entflechten sind, sieht die europäische Gasrichtlinie nur eine unternehmensintern getrennte Rechnungsführung für den Netzbetrieb vor.
- Die Europäische Gasrichtlinie unterscheidet die Erdgasspeicherung als einen vom Transport getrennten separaten Marktbereich, da für die eigentliche Durchleitung Speicher nicht erforderlich sind.
- Für den Gasmarkt ist ein Modell des Single-Buyer nicht vorgesehen.

4.2.1.2 Liberalisierung des Strommarktes

In Deutschland wurde die Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt mit dem am 29.4.1998 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts fristgerecht umgesetzt. Für die Elektrizitätswirtschaft enthält dieses Gesetz insbesondere die folgenden Regelungen [vgl. EnWG (1998)]:

1. Die bisherigen geschlossenen Versorgungsgebiete bei Strom werden vollständig abgeschafft. Während die EU-Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität - wie erwähnt - lediglich eine schrittweise Öffnung des Marktes fordert, wird mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz der Elektrizitätsmarkt in einem Schritt vollständig geöffnet. Theoretisch hat damit jeder Abnehmer die Möglichkeit, von einem Anbieter seiner Wahl Strom zu beziehen.
2. Das normale Modell zum Netzzugang soll der verhandelte Netzzugang sein; eine staatliche Regulierung der Zugangspreise erfolgt nicht. Die Verbände der Stromverbraucher und Stromerzeuger wurden vielmehr aufgefordert, sich durch eine Vereinbarung über die Regeln zur Bestimmung von Netzentgelten zu verständigen.
3. Die Vorrangstellung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien wird im Gesetz über das Instrument der Selbstverpflichtung verankert. Im Gegenzug wird den Versorgungsunternehmen die Möglichkeit eingeräumt, Durchleitungsbegehren zu verweigern, wenn hierdurch Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien verdrängt wird.
4. Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft werden zur getrennten Rechnungslegung verpflichtet. Praktisch wirksam wird diese Regelung erst dann, wenn die Unternehmen nach dem Inkrafttreten des Gesetzes ein neues Geschäftsjahr beginnen.

Die Umsetzung dieser gesetzlichen Vorschriften hat eine erhebliche Bedeutung für die Ausgestaltung des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft. Ein besonders entscheidender Aspekt ist dabei die konkrete Form des Netzzugangs. Das Energiewirtschaftsgesetz regelt lediglich, dass die Netzbetreiber anderen Unternehmen einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren müssen. Die einzelnen Bedingungen und die Entgeltkalkulation für die Netznutzung wurden 1998 zunächst im Rahmen einer "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten" [VV I (1998)] zwischen dem Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Köln (BDI), dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Essen (VIK) und der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. Frankfurt (VDEW) festgelegt.

Da diese Fassung der VV nach vorherrschender Meinung zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen geführt hat, traten Ende 1999 bzw. Ende 2001 weiterentwickelte Fassungen der Verbändevereinbarung (VV II bzw. VV II plus) in Kraft, durch welche die Netzzugangsregelungen vereinfacht und das Preisniveau der Durchleitungsentgelte dem europäischen Niveau angepasst wurden [vgl. VV II (1999)].

4.2.1.3 Rahmenbedingungen für den Gasmarkt

Durch das neue Energiewirtschaftsgesetz sowie mit Inkrafttreten der 6. Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen zum 1. Januar 1999 wurde auch die "Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates hinsichtlich gemeinsamer Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt" in deutsches Recht umgesetzt.

Analog zum Strombereich war die bisherige Festlegung geschlossener Gasversorgungsgebiete damit aufgehoben; es bestanden jedoch einige signifikante Unterschiede zwischen dem Elektrizitäts- und dem Gasmarkt:

- Im Gegensatz zur Stromversorgung ist die Erdgasversorgung in der Bundesrepublik in hohem Maße importabhängig; nur etwa 21 % des Aufkommens entfallen auf die heimische Produktion (vgl. Kapitel 2.2.2).
- Während die Stromerzeugung dicht an den Verbrauchsorten erfolgt oder die Standorte zumindest auf netztechnische Belange abgestimmt werden können, sind die Produktionsstandorte beim Erdgas mit der geografischen Lage der entsprechenden Lagerstätten in einer bestimmten geologischen Formation festgelegt.
- Der über das Netz verteilte Strom hat eine einheitlich definierte Qualität; das Produkt Erdgas ist jedoch nicht von homogener Beschaffenheit. Dem jeweiligen Kunden muss daher, um einen optimalen Betrieb seiner Anlagen zu gewährleisten, eine bestimmte Zusammensetzung des gelieferten Gases sichergestellt werden. Um diesen Anforderungen der Kunden Rechnung zu tragen, werden die Gasqualitäten in voneinander abgegrenzten Versorgungsgebieten möglichst konstant gehalten [ET (2000f), S. 228].
- Auch in der Netzstruktur gibt es zwischen der Strom- und Gasversorgung erhebliche Unterschiede. So sind Stromnetze über alle Spannungsstufen hinweg vermascht; bei Gasnetzen liegt lediglich im Bereich der kommunalen Endverteilung eine relevante Vermaschung vor, während im Ferntransport die Linienstruktur dominiert.
- Hinsichtlich der Marktsituation unterscheiden sich die Produkte Erdgas und Strom dadurch, dass das Erdgas in einem stagnierenden Wärmemarkt einem erheblichen Substitutionswettbewerb vor allem gegenüber leichtem Heizöl ausgesetzt, während Strom als Angebotsenergie nahezu konkurrenzlos ist.
- Während es für die Stromnetze ein (internationales) zentrales Lastmanagement gibt und man über die unterschiedlichen Spannungsstufen eine funktionale Trennung der Netze vornehmen kann, ist bei der Gasversorgung eine Trennung der Netzbereiche nach Druckstufen nicht möglich. Die Erdgasnetze werden von den jeweiligen Eigentümern ohne übergeordneten Verbund betrieben.
- Im Gegensatz zur Stromversorgung spielen bei der Erdgasversorgung Gleichzeitkeitsfaktoren praktisch keine Rolle. Lastspitzen im Erdgasverbrauch treten über mehrere Tage auf, während Stromlastspitzen im Minuten- bis Stundenbereich zu verzeichnen sind. Dem gegenüber unterliegt die Erdgasnachfrage erheblichen saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen. Während die Nachfrageunterschiede Sommer/Winter für Strom etwa mit 1:2 anzusetzen sind, müssen die Gasversorgungsunternehmen in der Endverteilerstufe im Durchschnitt mit 1:5 rechnen (vgl. Abbildung 2.1-4). In einigen Versorgungsgebieten liegen die Sommer/Winter-Schwankungen im Bereich von 1:10.

Die hier genannten Unterschiede sind teilweise von erheblicher Bedeutung für die konkrete Entwicklung der Gasmarktliberalisierung in der Bundesrepublik und können daher zu einer im Vergleich zum Strommarkt verzögerten Entwicklung bei der Liberalisierung des Gasmarktes führen.

Auf diese Tatsache wurde von den großen deutschen Gasversorgern bereits frühzeitig hingewiesen. In verschiedenen durch die Fachzeitschrift „Energie-Spektrum“ Anfang 1999 durchgeführten Interviews mit Geschäftsführern bzw. Vorstandsmitgliedern von bedeutenden Gasversorgungsunternehmen (Bayerngas GmbH, München; Wingas, BEB Erdöl und Erdgas GmbH, Hannover; GASAG Berlin; VNG Verbundnetz Gas AG, Leipzig; Thysengas GmbH) wird folgendes deutlich gemacht:

- Der Gas-zu-Gas-Wettbewerb werde in einem deregulierten Markt verstärkt, allerdings würden die Auswirkungen nicht so gravierend wie in der Stromwirtschaft sein. Im Gegensatz zur Stromwirtschaft mit hohen regionalen Überkapazitäten sei die Gaswirtschaft in erster Linie eine Verteilungsbranche, die sich zu 80 % auf Importe stütze.
- Die Preisunterschiede der einzelnen Anbieter am Markt würden daher wesentlich geringer ausfallen.
- Um am Markt bestehen zu können, müsse das Produkt „Erdgas“ mit interessanten Zusatzleistungen (Service und Dienstleistungen) verknüpft werden.
- Ein Wettbewerb sei nur dann möglich, wenn die Durchleitungskonditionen geklärt seien. Die hierfür erforderlichen Regelungen sollten im Rahmen einer Verbändevereinbarung verabschiedet werden.
- Im Unterschied zum Strommarkt könnten keine konkreten Durchleitungsentgelte festgelegt werden, da Gas im Gegensatz zum Strom tatsächlich transportiert werden müsse und damit entfernungsabhängige Tarife für längere Strecken notwendig wären.
- Um Kostendegressionen auszuschöpfen, Marktpositionen zu sichern und das Geschäft auf eine europäische Ebene auszudehnen, werde auch im Gasbereich ein Konzentrationsprozess erwartet, der zu einer Reduzierung der Anzahl der heute über 700 in der Gaswirtschaft tätigen Unternehmen führe [Energie Spektrum (1999), S. 34ff.].

Analog zur Liberalisierung des Strommarktes sollte auch für den Gasmarkt ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Leitungsnetzen durch Verabschiedung einer freiwilligen Vereinbarung sichergestellt werden. Eine erste Fassung der "Verbändevereinbarung Gas" wurde im Juli 2000 unterzeichnet. Analog zur Verbändevereinbarung für die Stromwirtschaft soll auch hier das Prinzip des verhandelten Netzzugangs gelten, bei dem die einzelnen Marktteilnehmer Modelle und Entgelte miteinander abstimmen. Entsprechend der Dreistufigkeit der deutschen Gaswirtschaft (s. Abbildung 4.2-1) wurden drei Modelle für den überregionalen Ferngasbereich, die Regionalversorgung und den Endverteilungsbereich vereinbart.

Im Vergleich mit den europäischen Nachbarländern ist dabei zu berücksichtigen, dass die in der Bundesrepublik vorliegende Untergliederung des Gasmarktes - mehrere Unternehmen auf der Ferntransportstufe, zahlreiche Unternehmen auf der Regionalstufe (je

nach Abgrenzung bis zu 40) und über 700 Unternehmen im Verteilungsbereich - in Europa einmalig ist. In den anderen europäischen Staaten gibt es auf der Ferntransportebene lediglich ein Unternehmen, das für den Gastransport über weite Strecken sorgt.

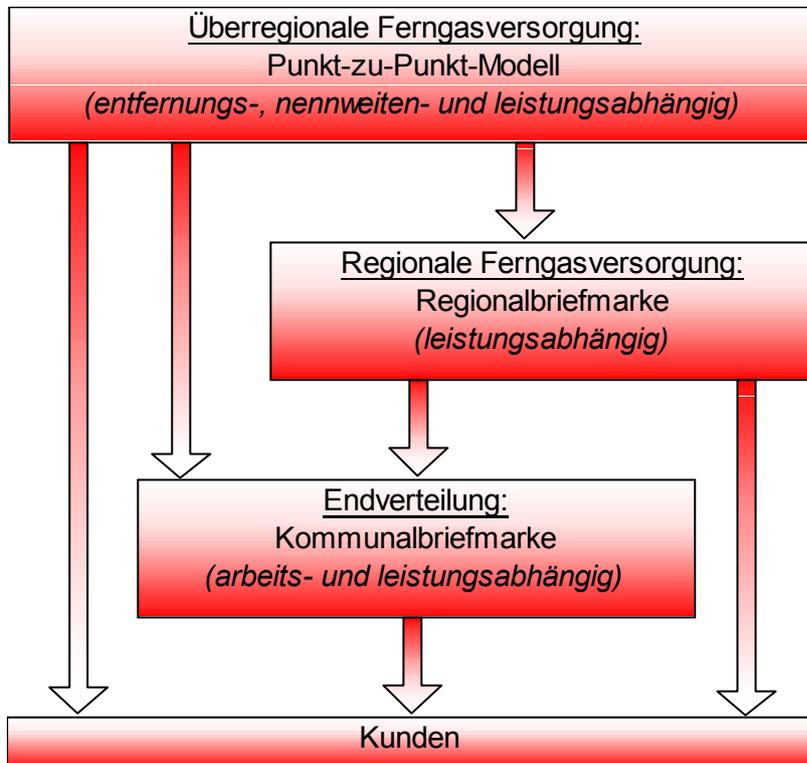


Abbildung 4.2-1: Dreistufiges Modell für Netzzugangsentgelte in Deutschland; Quelle: [Stahlschmidt (2000), S. 15]

Die Liberalisierung des Gasmarktes wird zu grundlegenden Änderungen in der Marktstruktur und im Verhalten der Kunden führen. Einige interessante - in gewissem Umfang auch in der Bundesrepublik zu erwartende - Veränderungen werden am Beispiel von Großbritannien und den Niederlanden deutlich.

Beispiel Großbritannien

Großbritannien hat von allen Ländern Europas die längsten Erfahrungen mit dem liberalisierten Gasmarkt. Mit der Privatisierung des ehemaligen staatlichen Monopolunternehmens British Gas in den 80er Jahren wurden die ersten Schritte hin zu einem wettbewerbsorientierten Erdgasmarkt vollzogen. 1990 folgte die Marktöffnung für Kunden mit einer Jahresmenge von mindestens 732.000 kWh; 1992 wurde dann Kunden ab einer Jahresmenge von 73.200 kWh und ab 1998 auch allen Tarifkunden die Möglichkeit zur freien Wahl des Erdgaslieferanten eröffnet.

In Bezug auf die Gestaltung des Netzzugangs hat sich Großbritannien für die Form des geregelten Netzzugangs entschieden. Während das Entgeltmodell für den Verteilungsbe-

reich in den Local-Distribution-Zones dem deutschen Modell ähnelt, ist das Modell für den Ferntransport völlig unterschiedlich. In Deutschland wurde hierfür ein entfernungsabhängiges Modell geschaffen (vgl. Abbildung 4.2-1), in Großbritannien wurde das Entry-Exit-Modell eingeführt. Für die Bestimmung des Netzzugangsentgeltes wird dabei nicht der tatsächliche Gasfluss nachgebildet, sondern lediglich der Einspeisepunkt (Entry Point) und die Ausspeisezone (Exit Zone) betrachtet, denen bestimmte Entgelte zugeordnet sind.

Durch die Liberalisierung des britischen Gasmarktes ist zwar im Bereich des Netzbetriebes das Monopol der für den Gastransport gebildeten Tochter von British Gas weitestgehend erhalten geblieben, im Bereich der Erdgaslieferanten hat sich jedoch ein reger Wettbewerb zwischen British Gas und über 60 weiteren Erdgasunternehmen entwickelt. Ein wichtiges Ziel der Liberalisierung des Erdgasmarktes, nämlich Preissenkungen für die Verbraucher zu realisieren, konnte damit erreicht werden. Der durchschnittliche Erdgaskunde mit einem Verbrauch von etwa 20.000 kWh/a konnte in 1999 bis zu 100 € bei einem Wechsel von British Gas zu einem der Wettbewerber sparen. Diese Möglichkeit zur Reduzierung der Energiekosten wurde von zahlreichen Gaskunden in Großbritannien bereits genutzt; rund 2/3 der Sondervertragskunden von British Gas sind zu einem anderen Lieferanten gewechselt. Im Tarifikundenbereich, der erst seit 3 Jahren vollständig für den Wettbewerb geöffnet ist, hat der Marktanteil der Wettbewerber mittlerweile 30% erreicht.

Beispiel Niederlande

Eine ähnliche Entwicklung hat sich in den Niederlanden vollzogen. Noch Mitte der 80er Jahre war die Struktur des dortigen Gasmarktes mit der in der Bundesrepublik bestehenden vergleichbar; mit insgesamt 130 Unternehmen gab es eine Vielzahl von kleinen und mittleren Versorgungsunternehmen, die sich auf die engen Grenzen ihrer Gebietskörperschaft beschränkten. Dies hat sich mittlerweile grundlegend geändert. Aufgrund zahlreicher Unternehmenszusammenschlüsse sind inzwischen nur noch 29 Unternehmen im Endverteilungsbereich tätig. Dabei entstanden zwei marktbeherrschende Firmen, die fast 50% des niederländischen Gasmarktes abdecken. Diese beiden Großunternehmen haben dabei nicht nur die lokalen, sondern inzwischen auch die nationalen Grenzen überschritten, wie die 51%-Beteiligung der Essent an der swb AG Bremen zeigt.

Im Rahmen dieser Fusionsprozesse ist es den niederländischen Versorgungsunternehmen gelungen, echte Kostenvorteile zu erzielen. Dies wird besonders deutlich im Personalbereich, wo die deutschen Unternehmen fast 50% mehr Mitarbeiter - bezogen auf die umgesetzte Kilowattstunde Gas - beschäftigen als die niederländischen Versorger [Stahlschmidt (2000), S. 18 ff.].

Im liberalisierten Erdgasmarkt in der Bundesrepublik werden die Unternehmen von ihrer Seite sicherstellen müssen, dass sie den Anforderungen des Wettbewerbs gerecht werden können. Dazu gehört, wie die Beispiele zeigen, dass die vielen kleinen Versorgungsunternehmen ihre Aktivitäten bündeln, um so Kosten- und Know-how-Vorteile erzielen zu können. Im Vergleich zu Großbritannien und den Niederlanden wird der Wettbewerbsdruck im Gasmarkt in der Bundesrepublik besonders stark und schnell einsetzen, da der

deutscher Gasmarkt nicht nur von der Größe und vom Preisniveau sehr interessant, sondern auch durch die rechtlichen Rahmenbedingungen sofort vollständig geöffnet ist.

Mittel- oder langfristig wird der jeweilige Gaspreis ein wesentlicher Entscheidungsparameter für das Käuferverhalten sein. Durch größere Verbraucher wird eine gewisse Nachfragemacht aufgebaut, die zu einem Preis- und Kostendruck in den Unternehmen führt. Ein Beispiel hierfür ist eine Anfang 2000 in Hannover gegründete Einkaufsgemeinschaft für den Bezug von Erdgas. Auf Initiative des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) gründeten 30 Unternehmen bzw. öffentliche Einrichtungen den „Erdgaspool Hannover“. Nachdem der VEA in den vorhergehenden Monaten immer wieder darauf hingewiesen hatte, dass die Erdgaspreise in der Bundesrepublik um etwa 30 % über dem europäischen Niveau liegen und die Bezugspreise trotz Liberalisierung des Gasmarktes steigen [vgl. Pressemitteilungen VEA (1999) und VEA (2000a)] wollen die im Erdgaspool zusammengeschlossenen Unternehmen durch ihre gebündelte Nachfrage „angemessene Erdgaspreise erzielen.“ [vgl. VEA (2000b)]

Neben der Preisgestaltung wird sich die Attraktivität des Energieträgers Gas über seine Anwendungsmöglichkeiten definieren; zu seiner Vermarktung wird sich voraussichtlich die Produkt- und Dienstleistungspalette der Gasversorgungsunternehmen erweitern. Gleichzeitig wird jeder Gasversorger bestrebt sein, dem Unternehmen ein individuelles Profil zu geben, um sich von Mitbewerbern abzuheben. Übergeordnetes Ziel ist hier eine dauerhafte Kundenbindung [BWK (2000c, S. 14)].

Die im Zuge der Liberalisierung entstandene Konkurrenzsituation wird zusätzlich verschärft, da mit dem fortschreitenden Wettbewerb im Energiemarkt zunehmend auch neue Marktteilnehmer erwartet werden, die aus der Energieversorgungswirtschaft, aus der Finanzwirtschaft oder von Geräteherstellern kommen und sich auf bestimmte Teilbereiche des Marktes konzentrieren können.

4.2.2 Entwicklung der Fernwärmeversorgung

Fernwärmesysteme kommen in der Regel nur in verdichteten Wohn- oder Gewerbegebieten zum Einsatz; für diese Versorgungsvariante ist daher in Bezug auf die Fragestellung nach den Auswirkungen eines sinkenden Wärmebedarfes eine Unterscheidung nach ländlichen und urbanen Siedlungsstrukturen - wie beim Energieträger Gas durchaus sinnvoll - nicht relevant.

Für eine Bewertung der zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten der Fernwärme spielt jedoch die unterschiedliche Struktur und Kapitalintensität der leitungsgebundenen Energieträger eine entscheidende Rolle. Die Nah- und Fernwärmeversorgung, insbesondere wenn sie auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt, ist sehr kapitalintensiv und daher auf einen langfristig sichergestellten Absatz angewiesen.

Vor diesem Hintergrund kann daher zunächst angenommen werden, dass ein im Gebäudereich sinkender Wärmebedarf die Nah- und Fernwärmeversorgung in besonderem Maße wirtschaftlich belastet. Dabei wird die Wirtschaftlichkeit von den erforderlichen Investitionen beeinflusst, die wiederum in erheblichem Umfang von den Verteilungsnetzlä-

gen und damit zusammenhängend von der Wärmedichte im versorgten Gebiet abhängig sind (vgl. auch Roth'sche Kennwerte in der Tabelle 3.3-3).

Auf die Bebauungsdichte oder den realisierten Wärmedämmstandard haben Versorgungsunternehmen in der Regel keinen Einfluss, die Wirtschaftlichkeit von Fern- und Nahwärmesystemen kann infolgedessen nur dann deutlich verbessert werden, wenn bestehende Potenziale zur Reduzierung der Baukosten für die Wärmeleitungen ausgeschöpft werden. Eine Vorreiterrolle nehmen hier noch immer die skandinavischen Länder, insbesondere Dänemark ein, wo in vergleichbaren Bebauungsstrukturen deutlich geringere Kosten pro Meter verlegter Fernwärmeleitung angesetzt werden. Die Ursachen hierfür sind u. a. darin begründet, dass die hohen Heizölpreise in Dänemark auch eine wirtschaftliche Fernwärmeversorgung des Gebäudebestandes erlauben, dass die Verlegung von Heizleitungen für mehrere Jahre an ein einziges Unternehmen vergeben wird, dass durch die daraus resultierende Planungssicherheit eine optimale Maschinenausstattung und eine langfristige Personalplanung ermöglicht wird und dass in Dänemark die abgerechneten Kosten für die Fernwärmeverlegung innerhalb einer Kommune im Gegensatz zur Bundesrepublik nicht streuen, da hier ein fester Preis je Meter Trassenlänge festgelegt wird.

In der Bundesrepublik wurden in den vergangenen Jahren einige Untersuchungen zur Zukunft der Fernwärmeversorgung durchgeführt. So hat unter anderem die Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) in Stuttgart Recherchen anhand konkreter Neubaugebiete durchgeführt, bei denen Parameter wie die Gebäudedichte und die hieraus resultierenden Leitungslängen, der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung der Siedlungen sowie die Verluste eines Wärmenetzes ermittelt wurden. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 4.2-1 zusammengestellt.

Es zeigte sich, dass in geschlossenen Neubaugebieten mit relativ hohen Gebäudedichten gerechnet werden kann, was auf Bemühungen um Landschaftsschonung sowie auf die hohen Baulandpreise zurückzuführen war.

Sofern die Siedlungen nicht mit Nahwärme erschlossen wurden, ermittelte die DLR die notwendigen Netzlängen einschließlich der Hausanschlüsse anhand von Übersichtsplänen der Baugebiete. Bei den Heizsystemen von Mehrfamilienhäusern handelte es sich häufig um Übergangsformen zwischen Gas- und Nahwärmeversorgung, da mehrere meist im gleichen Baublock liegende Gebäude von einem einzigen Heizkeller aus versorgt wurden.

Für Reihenhäuser ergaben sich relativ kurze spezifische Netzlängen zwischen 8,5 und 14 m pro Gebäude, wobei die geringeren Werte für eine Kellerverlegung galten. Für Mehrfamilienhaussiedlungen und auch für die übrigen Baugebiete ergaben sich Trassenlängen zwischen 21 und 25 m pro Gebäude (vgl. Tabelle 4.2-1).

Zur Ermittlung der Netzverluste wurde eine mittlere Vor-/Rücklauftemperatur von 25°C und ein je nach Gebäudetyp differenzierter Wärmebedarf je Wohneinheit angesetzt. Dabei wurden der aus der Wärmeschutzverordnung für den jeweiligen Gebäudetyp resultierende flächenbezogene Heizwärmebedarf, die unterschiedlichen Wohnungsgrößen und der Warmwasserbedarf berücksichtigt. Die Netzverluste für Mehrfamilienhäuser lagen bei maximal 9 %. Für Reihenhäuser ergaben sich Werte zwischen 8 und 12 %. Diese Verlus-

te ließen sich noch durch einen besseren Nutzungsgrad der Heizzentrale gegenüber Einzelheizungen ausgleichen. Für Einfamilienhaussiedlungen wurden bereits sehr hohe Verluste von bis zu 17 % erreicht.

Tabelle 4.2-1: Vergleich der Energieversorgungsstruktur von Neubaugebieten; Quelle: [Nast (1996), S. 428]

Beispiele	System	Siedlungsfläche ha	Anz. Gebäude o. Garagen und HZ	Anz. WE (WE)	Netzlänge einschl. HA m	Gebäudedichte l/ha	spezifische Netzlänge		Netzverluste %
							m/Geb.	m/WE	
Reihenhäuser									
Niedernhausen	NW	1,7	41	41	533	24,12	13,0	13,0	12
HH-Bramfeld	NW	4,7	123	123	1.300	26,17	10,6	10,6	10
S-Birkhof	Gas	1,2	45	45	605	37,50	13,4	13,4	12
S-Chausseefeld	Gas	1,7	68	68	577 ¹⁾	40,00	8,5	8,5	8
Schopfheim, An der Bremt	Gas	4,4	97	97	1.194 ¹⁾	22,04	12,3	12,3	11
große Mehrfamilienhäuser									
S-Birkhof	Gas	2,0	16 ²⁾	112	349	8,00	21,8	3,1	5
S-Chausseefeld	Gas	3,6	42 ²⁾	404	1.041 ¹⁾	9,17	24,8	2,6	5
Schopfheim, An der Bremt	Gas	2,0	18	rd. 85	438	9,00	24,3	5,2	9
Einfamilienhäuser oder gemischte Bebauung									
BI-Waldquelle	NW	3,4 10,1	50 ³⁾	105	1.136 ¹⁾	14,70	22,7	10,8	11
Wiernsheim- Kazenloch	Öl		174 ³⁾	174	3.750	17,20	21,5	21,5	15
Bredstedt, B-16	NW	2,2	22 ³⁾	22	547	10,00	24,9	24,9	17

1) teilweise Kellerverlegung

2) einschließlich Kindergarten

3) nach Schließung von Baulücken

Ansätze für Wärmebedarf:	
freistehendes EFH:	17.500 kWh/(a * WE)
Reihenhaus:	13.900 kWh/(a * WE)
großes Mehrfamilienhaus:	7.200 kWh/(a * WE)
Verteilverluste:	142 kWh/(a * Trassenmeter)

Für die Wärmeversorgung eines exemplarischen Neubaugebietes verglich die DLR zwei unterschiedliche Gassysteme mit einer Nahwärmeversorgung (vgl. Tabelle 4.2-2).

Tabelle 4.2-2: Investitionen für Nahwärme- und Gasheizsysteme; Quelle: [Nast (1996), S. 429]

<u>Versorgungsgebiet</u>					
Gebäudeanzahl				100	
Wohnfläche	m ² /Gebäude			130	
Raumwärmebedarf	kWh/m ² a			80	
Warmwasserbedarf	kWh/Haus a			2.200	
Siedlungsfläche	ha			4	
Gebäudedichte	1/ha			25	
Leistung Heizzentrale	kW			rd. 600	
<u>Netzauslegung</u>			NW	Gas	
Netzlänge einschl. Hausanschluss	m/Gebäude		13	13	
mittlerer Durchmesser	mm		40	40	
k-Wert (je Rohr)	W/K m		0,18	-	
spezifische Kosten Unterverteilung	€/m Trasse		158,5	79,25	
mittlere Netztemperatur	°C		55	-	
Wärmeverteilverluste	MWh/a		184	-	
Wärmeverteilverluste	%		13	-	
Wärmebedarf am Einspeisepunkt	MWh/a		1.444	1.260	
<u>Investitionen</u> (ohne NW-Heizzentrale)				untere Variante Kombitherme	obere Variante Heizkessel
Netz	€/Gebäude		ca. 2.060	ca. 1.030	ca. 1.030
Sonstiges (Wanddurchbruch, usw.)	€/Gebäude		ca. 740	ca. 200	ca. 200
Hausstation bzw. Gaszähler	€/Gebäude		ca. 2.000	ca. 200	ca. 200
Gaskessel mit Gas/Elektroinstallation	€/Gebäude		-	ca. 2.290	ca. 3.030
Kamin	€/Gebäude		-	ca. 1.160	ca. 1.670
Speicher	€/Gebäude		-	-	ca. 1.270
Raumbedarf	€/Gebäude		ca. 100	ca. 500	ca. 800
Investitionssumme	€/Gebäude		ca. 4.900	ca. 5.380	ca. 8.200

Für die "untere Kostenvariante" wurden die Daten des günstigsten Systems mit Kombitherme und für die "obere Variante" die Werte des Bundesverbandes der Gas- und Wasserwirtschaft für Kessel mit Speicher verwendet. Für die Netzauslegung wurde von einer aufgelockerten Reihenhaussiedlung ausgegangen. In der Tabelle 4.2-2 sind weitere relevante Details zu den Systemen sowie die Ergebnisse eines Investitionskostenvergleichs dargestellt. Dabei ergab sich für die untere Variante zwar noch ein geringer Überschuss von etwa 480 € pro Gebäude zugunsten des Nahwärmesystems; dieser Betrag ist aber

für den Bau einer Heizzentrale nicht ausreichend. Für die obere Variante liegt die Differenz bei etwa 3.300 € pro Gebäude; aus diesem Überschuss kann laut DLR eine Gasheizzentrale finanziert werden.

Für Neubaugebiete mit Mehrfamilienhausbebauung oder mit freistehenden Einfamilienhäusern ergaben sich bezüglich der Investitionskosten etwas ungünstigere Bedingungen für das Nahwärmesystem. So betrug nach Berechnungen der DLR beispielsweise für eine Einfamilienhaussiedlung mit einer geringen Gebäudedichte (10 Gebäude pro Hektar) die Kostendifferenz zur oberen Gasvariante nur noch etwa 2.000 €. Aber auch dieses Ergebnis zeigt nach Ansicht der DLR, „dass die Investitionskosten für Nahwärmesysteme deutlich günstiger ausfallen, als häufig angenommen wird.“ [Nast (1996), S. 430]

Als zweites Beispiel wird eine durch das Bundeswirtschaftsministerium finanzierte Untersuchung der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke zum Thema „Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien“ herangezogen. Die Bearbeitung erfolgte in einer Kooperation zwischen dem Fraunhofer Institut für Innovationsforschung und Systemtechnik (ISI), Karlsruhe, dem bremer energie institut, dem Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, der TU Dresden und dem Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT), Oberhausen. Die Ergebnisse wurden im Jahr 2000 veröffentlicht [vgl. AGFW (2000a)].

Zur aktuellen Situation stellen die Autoren fest, dass bis unmittelbar vor der Liberalisierung ein stetiger Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung zu verzeichnen war; zwischen 1987 und 1997 nahm die Trassenlänge des Fernwärmenetzes bundesweit um über 30% zu. Obwohl noch keine statistischen Werte für den Zeitraum nach 1998 vorlagen, war den Meldungen aus Hersteller- und Betreiberkreisen zu entnehmen, dass der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsrechtes zum Stillstand gekommen ist.

Die bedeutendsten Akteure im Bereich der Fernwärmeversorgung von Wohngebieten sind die kommunalen Querverbundunternehmen. Im Rahmen der zitierten Untersuchung wurden als maßgebliche Hemmnisse für einen weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung durch diese Unternehmen die folgenden Aspekte identifiziert:

- Der Kraftwerkspark in der Bundesrepublik weist erhebliche Überkapazitäten auf, die weit über den Reservebedarf hinausgehen. Wirtschaftliche Machtverhältnisse werden daher häufig dazu ausgenutzt, um die Auslastung der eigenen Kapazitäten zu fördern. Vorgelagerte Stromversorgungsunternehmen verhindern vielerorts die Realisierung von KWK-Anlagen, indem die Konditionen für eine stromwirtschaftliche Zusammenarbeit (Zusatz- und Reservestrom, Einspeisevergütung, Durchleitung usw.) zu Ungunsten des KWK-Betreibers gestaltet werden.
- Die kommunalen Querverbundunternehmen haben historisch begründet häufig finanzielle Lasten der Kommunen mit zu tragen (Subventionierung von ÖPNV, Schwimm-

bädern, Theatern usw.), sind von kommunalpolitischen Entscheidungsprozessen abhängig und weisen dadurch eine geringe Flexibilität und Finanzkraft auf.

- Eine bedeutende Konkurrenz für eine auf KWK basierende Fernwärmeversorgung ist das Vordringen von Erdgas-Einzelfeuerungen in nah- oder fernwärmewürdige Gebiete. Wohngebiete mit hoher Bebauungsdichte weisen teilweise bereits Gasversorgungsgrade von über 90 % auf. Die Erdgas-Einzelversorgung ist gegenüber der Fernwärme strukturell begünstigt, da sie mit wesentlich geringeren Investitionen verbunden ist.

Auf die in der Untersuchung im einzelnen definierten Szenarien der zukünftigen Fernwärmeversorgung („Rückgang“, „Stagnation“ und „Zubau“) soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden. Für sämtliche Siedlungstypen wurde jedoch ein langfristiger Wärmebedarfsrückgang unterstellt, der zum Beispiel für Mehrfamilienhaussiedlungen der 60er und 70er Jahre als besonders gravierend angenommen wurde. Diese Mehrfamilienhaussiedlungen befinden sich im allgemeinen im Besitz von nur einer Wohnungsgesellschaft, so dass hier zeitlich konzentrierte und synchrone Sanierungsaktivitäten angenommen werden konnten [AGFW (2000a), S. 214].

Die Autoren kamen im weiteren zu dem Ergebnis, dass die Verteilungskosten für eine Fernwärmeversorgung im Vergleich zu einer Gasversorgung unter Berücksichtigung von Gasbeschaffungs- und Fernwärmeerzeugungskosten nicht – wie vielfach angenommen – exorbitant hoch sind, so dass aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus die Gasversorgung prinzipiell bevorzugt werden müsste. Sowohl bei der Gas- als auch bei der Fernwärmeversorgung waren die Verteilungskosten in erster Linie von der jeweiligen Art der Bebauung, dem Siedlungstyp, abhängig. So wirkte sich eine hohe Wärmebedarfsdichte bezogen auf die transportierte Energieeinheit bei städtischen Bebauungen einerseits kostenmindernd aus; andererseits traten gerade in verdichteten Siedlungsbereichen aufgrund vieler zu kreuzender Fremdleitungen erschwerte Verlegebedingungen auf, die die Kosten für die Verlegung der Transportleitungen erhöhten.

Zusammenfassend können die Auswirkungen eines im Gebäudebereich sinkenden Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung auf eine Fernwärmeversorgung wie folgt dargestellt werden:

- Geringe Wärmedichten in Neubaugebieten führen bei Fern- und Nahwärmeversorgung zu hohen spezifischen Verteilkosten. Dies betrifft insbesondere Einfamilienhaussiedlungen mit verbessertem Wärmeschutz. Fernwärmenetze ermöglichen zwar die Nutzung zentraler Erzeugungsanlagen, durch die im allgemeinen geringe Wärmegegostehungskosten erreicht werden können. Bei abnehmendem Wärmebedarf sinkt jedoch deren Bedeutung.
- Durch die Realisierung eines Niedrigenergiehausstandards steigen jedoch auch für die konkurrierenden dezentralen Öl- oder Gasheizungssysteme die Wärmegegostehungskosten, da die in jedem Haus anfallenden anfänglichen Investitionen in Heizungstechnik und Schornstein nahezu unabhängig vom Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung in den Gebäuden sind.

- Bei einem bestehenden Fern- oder Nahwärmenetz wirkt sich der aus Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand resultierende Rückgang des Wärmeabsatzes negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung aus. Hierbei handelt es sich jedoch um eine langfristige Entwicklung, und es sollte im Einzelfall geprüft werden, ob erwartete wirtschaftliche Einbußen in der Fern- oder Nahwärmesparte durch Verdichtungsmaßnahmen oder eine Erweiterung des Versorgungsgebietes aufgefangen werden können.
- Erfahrungen aus bereits deregulierten Märkten zeigen, dass immer mehr Privatkunden ihr Versorgungsunternehmen wechseln, je länger der deregulierte Markt besteht. In Anbetracht dieser Tatsache ist neben den betriebswirtschaftlichen Aspekten bei der Bewertung verschiedener Varianten der Wärmeversorgung zusätzlich zu berücksichtigen, dass Nah- oder Fernwärmekunden - im Gegensatz zu Gaskunden - "gefangene Kunden" sind. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Energiemarktes und der zukünftig zu erwartenden Wechselaktivitäten der Gaskunden wird dieser Gesichtspunkt für die Unternehmensentwicklung zunehmend an Bedeutung gewinnen.

4.2.3 Entwicklung der Gasversorgung

Der dominierende Kostenfaktor bei einer Gasversorgung ist - wie auch bei der Fernwärme - das Transport- und Verteilungsnetz. Analog zu den Ausführungen im Kapitel 4.2.2 ist daher auch bezüglich der Gasversorgung davon auszugehen, dass ein sinkender Absatz bei nahezu konstanten Investitions- bzw. Unterhaltungskosten eines Gasverteilungsnetzes die Wirtschaftlichkeit der Gasversorgung stark beeinträchtigt.

Dabei sind die Ausgangsbedingungen, denen die Gasversorgungsunternehmen unterliegen, in Abhängigkeit von den vorliegenden Siedlungsstrukturen sehr unterschiedlich. Um dies zu verdeutlichen, wurden auf der Grundlage von aktuellen Daten der im Rahmen der Fallstudien betrachteten EVU folgende exemplarische Kennwerte gebildet:

- Der jährliche Gas-Absatz pro km Leitungslänge eines Gasnetzes schwankt zwischen 1 GWh (ländlicher Raum) und 5 GWh (urbaner Raum).
- Für den flächenspezifischen Gasabsatz wurden Werte zwischen 2 GWh (ländlicher Raum) und 30 GWh (urbaner Raum) pro Quadratkilometer des Versorgungsgebietes errechnet.
- Für den Hausanschluss eines Gas-Kunden sind im ländlichen Raum durchschnittlich 85 m, in der Stadt nur 25 m Gasleitung erforderlich, wobei zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass die durchschnittliche Anschlussleistung pro Hausanschluss im urbanen Raum aufgrund des größeren Bestandes an Mehrfamilienhäusern deutlich höher sein dürfte.

Aus diesen Zahlen ist zu schließen, dass ein sinkender spezifischer Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden je nach vorliegender Siedlungsstruktur unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sehr unterschiedliche Auswirkungen auf die jeweiligen Versorgungsunternehmen haben wird, die zudem auch zeitlich differenziert wirksam werden.

Im Vergleich zur Nah- oder Fernwärmeversorgung ist jedoch zu berücksichtigen, dass die spezifischen Leitungskosten des Gasnetzes einschließlich der Hausanschlüsse nur etwa 30 bis 50% der Kosten eines Wärmenetzes betragen (vgl. Anhang-10). Für einen solchen Vergleich sind zusätzliche Investitionen - für den Gaskessel, die Warmwasserbereitung und den Schornstein bzw. das Abgasrohr (bei einer Heizzentrale unter dem Dach) - von Bedeutung. Einen Vergleich der Investitionskosten zwischen einer Nahwärmeversorgung und einem Gasheizungssystem lieferte die Tabelle 4.2-2 im vorangegangenen Kapitel.

In den vergangenen Jahren war, wie bereits im Rahmen einer Grundlagenerhebung „Wärmeversorgung von Gebäuden - Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot“ [vgl. Hille (1999)] ausführlich dargelegt, sowohl im Neubaubereich als auch im Gebäudebestand - hier stark geprägt durch die Substitution der Kohleofenheizungen in den Neuen Bundesländern - eine sehr positive Anschlussentwicklung zugunsten des Erdgases zu verzeichnen. Diese Entwicklung dürfte in den kommenden Jahren etwas gebremst werden, da einerseits die Zahl der neugebauten Wohnungen zurückgeht und zum anderen die Umstellung der braunkohlebeheizten Wohnungen in Ostdeutschland abgeschlossen sein wird. Aufgrund der Tatsache, dass Erdgas im Jahre 1998 einen Marktanteil von 73 % in Neubauwohnungen hatte, wird allgemein davon ausgegangen, dass dieser Energieträger bis zum Jahr 2010 mit einem Gesamt-Anteil von 50 % an der Wohnungsbeheizung in der Bundesrepublik beiträgt [Schmitz (1999), S. 53].

Die neue Energieeinsparverordnung wird sich ebenfalls deutlich auf den Gasabsatz im Neubaubereich auswirken. Wie im Rahmen der Fallstudien exemplarisch ermittelt (vgl. Kapitel 5.6, "Fallstudie EWE"), sind die negativen Auswirkungen auf die Jahresergebnisse des hier betrachteten Versorgungsunternehmens jedoch nicht so groß wie in der als Vergleich untersuchten Variante einer Nahwärmeversorgung.

Trotzdem stellt ein sinkender Wärmeabsatz zunächst einmal eine technische Herausforderung für die Gasanwendung im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher dar, da bei Gebäuden mit sehr niedrigem Heizwärmebedarf die Stromheizung auf Basis einer elektrischen Wärmepumpe wieder eine ökonomisch konkurrenzfähige Alternative sein könnte. Vor diesem Hintergrund werden zusätzliche Erdgasanwendungen im Bereich der privaten Haushalte wie Gasherde oder gasbetriebene Wäschetrockner usw. für die Gaswirtschaft interessant.

Eine weitere Konkurrenz für den Gaseinsatz zur Heizung und Warmwasserbereitung besteht zum Heizöl (HEL). Dabei sind die Voraussetzungen für diese beiden im Wärmemarkt relevanten Energieträger sehr unterschiedlich. So machte zum Beispiel der Vorstandsvorsitzende der Landesgruppe Hessen des Deutschen Verbandes der Gas- und Wasserwirtschaft schon frühzeitig darauf aufmerksam, dass einem geringer werdenden Gasabsatz (im Neubaubereich sehr schnell und in größerem Umfang als im Gebäudebestand) steigende, im günstigsten Fall nur stagnierende Kosten der Gasverteilung gegenüberstehen; „betriebswirtschaftlich müsste bei sinkenden Mengen und steigenden Kosten der Erdgaspreis steigen, dem steht aber der Markt entgegen. Unser Hauptbewerber HEL ist aufgrund einer anderen Kostenstruktur in einer besseren Lage. Das heißt, unsere Konkurrenten auf dem Wärmemarkt – HEL und Strom - sind nicht gezwungen, ihre Preise zu

erhöhen und wenn ja, wahrscheinlich in einem geringeren Umfang als wir.“ [Kern (1998), S. 76]

Trotz dieser Einschätzung wird sich nach Erkenntnissen des Forschungszentrums Jülich / Programmgruppe Systemforschung und technologische Entwicklung (STE) der Gasabsatz erheblich positiver gestalten als der Absatz von Heizöl.

In einer in Kooperation mit dem bremer energie institut durchgeführten Untersuchung zur "Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden" wurde ermittelt, dass sich die beiden Hauptenergieträger Gas und Öl, die heute zusammen mit über 80 % am Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitung beteiligt sind, ganz unterschiedlich entwickeln:

Noch 1995 waren ihre Beiträge praktisch gleichgewichtig (Öl 40 %, Gas 39 %). Auf der Grundlage aktueller Prognosen zur weiteren Entwicklung der Beheizungsstruktur wird der Gasanteil bis 2010 auf 47 % steigen und bis 2020 rund 51 % erreichen, der Anteil des Mineralöls dagegen fällt in den gleichen Zeiträumen auf 35 % bzw. 34 % ab [Prognos (1999), S. 237]. Verrechnet man diese Entwicklung mit den in den definierten Szenarien für den zukünftigen Endenergiebedarf ermittelten gesamten Verbrauchsrückgängen - im Trendszenario 20 % und im Reduktionsszenario 30% (vgl. auch Kapitel 2.4.4) - dann ergibt sich die in der Abbildung 4.2-2 gezeigte relative Veränderung für die Gesamtumsätze der beiden Energieträger in Abhängigkeit von der Sanierungseffizienz.

Für den Ölmarkt ergibt sich auf jeden Fall ein Umsatzrückgang, der je nach Sanierungseffizienz zwischen 20 und 38 % liegt. Für den Gasmarkt ist die Situation deutlich besser. Hier wird nur im Falle einer Verbrauchsentwicklung entsprechend dem Reduktionsszenario mit 100 % Sanierungseffizienz ein Umsatzeinbruch von ca. 7 % erwartet. In allen anderen Fällen nimmt der Gasumsatz mehr oder weniger stark zu.

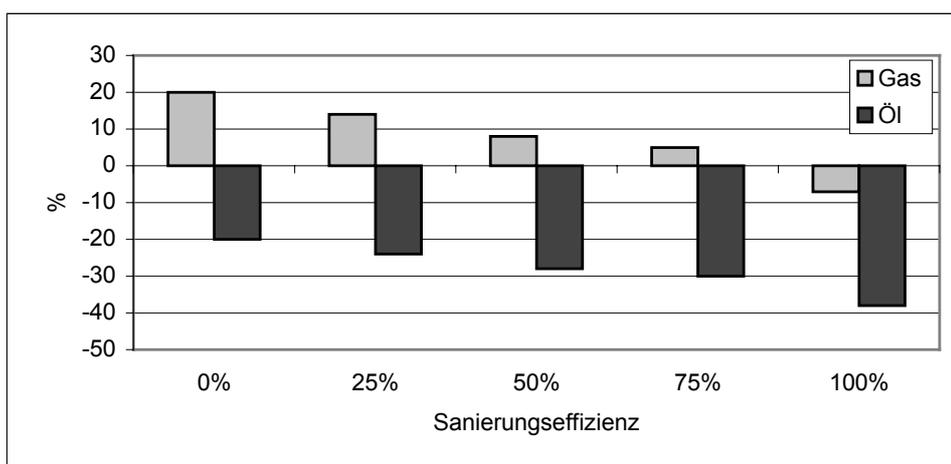


Abbildung 4.2-2: Veränderung der Gesamtumsätze in der Gas- und Mineralölwirtschaft bis 2020 bezogen auf 1995; Quelle: [Kleemann (2000a), S. 30]

Im Rahmen einer bereits Mitte 2001 abgeschlossenen Fallstudie wurde die zukünftige Entwicklung des Gasmarktes explizit am Beispiel der GEW Werke Köln AG betrachtet [vgl. Kleemann (2001)]. Für dieses Versorgungsgebiet wurde zunächst noch ein leichtes Wachstum des Gasabsatzes bis 2005 prognostiziert, für das insbesondere ein weiteres rasantes Wachstum des Gewerbebereiches verantwortlich war. Nach 2005 stagniert nach Ermittlungen der STE der Verbrauch zunächst und fällt ab 2010 aufgrund von Sanierungstätigkeiten im Gebäudebestand wieder ab. Auch bei einer hohen Sanierungseffizienz seien jedoch keine starken Umsatzeinbrüche zu erwarten und zudem verliefen - wegen der hier anzusetzenden langen Sanierungszyklen von 30 bis 60 Jahren - die Entwicklungen ohnehin sehr langsam ab [Kleemann (2001), S. 48].

Als maßgebliche Voraussetzungen für eine Sicherung der Marktanteile einer Gasversorgung wurde unter anderem die Realisierung einer hohen Anschlussrate im Neubaubereich sowie innerhalb bereits erschlossener Gebiete - zum Beispiel im Zuge einer Umstellung von öl- oder kohlebeheizten Gebäuden - identifiziert.

Nicht vergessen werden darf aber, dass zusätzlich zu den vorstehend beschriebenen Auswirkungen eines sinkenden Wärmeabsatzes in Folge der gerade erst beginnenden Liberalisierung des Gasmarktes (vgl. Kapitel 4.2.1) weitere drastische Umstrukturierungen auf dem Erdgas-Markt zu erwarten sind.

4.3 Unternehmensstrategien

4.3.1 Theoretische Modelle

Im folgenden werden einige grundlegende Theorien des Strategischen Managements skizziert, die einen Ansatz für die Erarbeitung von Handlungsoptionen für die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik bieten sollen. Als maßgebliche Rahmenbedingungen für den bestehenden Handlungsbedarf der genannten Unternehmen werden dabei definiert:

- ein sinkender Wärmebedarf / Absatzrückgang sowie
- die fortschreitende Liberalisierung der Energiemärkte.

In der Fachliteratur wird in den vergangenen Jahren auch der "technologischen Entwicklung" als Parameter für die strategische Entwicklung von Wirtschaftsunternehmen eine zunehmende Bedeutung beigemessen.

Michael E. Porter, Professor an der Harvard Business School und einer der maßgeblichen Begründer moderner Management-Strategien, wies 1992 darauf hin, dass ".. Technologischer Wandel (..) eine der wichtigsten Triebkräfte im Wettbewerb (ist). ... Von allen Faktoren, welche die Wettbewerbsregeln verändern können, rechnet der technologische Wandel zu den gewichtigsten." [Porter (1992), S. 219]

Und weiter heißt es: "Durch technologischen Wandel werden Verflechtungen stark vermehrt und leichter erreichbar. Die Technologie reißt Grenzen zwischen Branchen nieder und führt sie zusammen, ..." [Porter (1992), S. 409]

Diese Einschätzung wird im Rahmen eines Grundsatzpapiers des Deutschen Industrie- und Handelstages zu den "Zukunftsperspektiven der deutschen Industrie" bestätigt, in dem im Abschnitt "Strukturelle und zukunftsweisende Entwicklungen in der Industrie" unter anderem auf die einschneidenden Auswirkungen der aktuellen technologischen Entwicklungen Bezug genommen wird:

"Die elementare Veränderung durch die Informations- und Kommunikationstechnik ist, dass dort eingespeiste Informationen, also Markt- und Firmendaten für die Teilnehmer stets frei verfügbar sind und ohne größeren Zeitverzug ausgetauscht werden sowie Transaktionen durchgeführt und veranlasst werden. Infolgedessen werden die Märkte insgesamt transparenter (...). Grundsätzlich kommt es dabei zu einer Reduzierung der Kosten für die Nutzung des Marktmechanismus, d.h. der Transaktionskosten (Such-, (...), Verhandlungs- und Anpassungskosten). Daraus folgt aber auch, dass viele Unternehmen, die Informationsvorsprünge vermarktet haben, ihre Existenzgrundlage verlieren. Des Weiteren sind Unternehmen gefährdet, deren Angebot nur deshalb weiter angenommen wurde, weil den Nachfragern Informationen über Alternativangebote nicht zur Verfügung standen." [DIHT (2000), S. 22]

Simon weist darauf hin, dass in Bezug auf Entwicklungen in einem wettbewerblichen Markt " ... neue Technologien - insbesondere die Informations- und Telekommunikationstechnologien - die Basis für den Übergang von einer produktions- zu einer wissensbasierten Ökonomie (bilden)." [Simon (2000), S. 375]

Unzweifelhaft ist die technologische Entwicklung von großer Bedeutung für die strategische Unternehmensplanung. Dieser Aspekt wird im Rahmen der vorliegenden Untersuchung dennoch nur implizit im Zusammenhang mit dem Entwurf von konkreten Handlungsvorschlägen für die Energieversorgungsunternehmen betrachtet (vgl. Kapitel 4.3.2 und Kapitel 4.4), da sich der Schwerpunkt dieser Arbeit auf die Auswirkungen eines sinkenden Wärmebedarfs in Gebäuden konzentrieren soll. Die Liberalisierung der Energiemärkte und die resultierenden Folgewirkungen dagegen nehmen insbesondere in der aktuellen Diskussion innerhalb der Unternehmen der Energiewirtschaft einen maßgeblichen Raum ein, so dass sie nicht außer acht gelassen werden können.

Wie in der Einführung (Kapitel 4.1) dargestellt, beinhaltet die Betriebswirtschaftslehre seit einigen Jahrzehnten einen eigenständigen Bereich, der sich mit dem strategischen Management befasst. Dabei ist eine Diskussion entstanden, in der sich einerseits die primäre Marktorientierung als die entscheidende strategische Aufgabe darstellt, während sich andererseits eine ressourcenorientierte Ausrichtung in Form eines Managements der Kernkompetenzen als zentrale Vorgabe herausbildet [Herbek (2000), S. 33].

Diese beiden Denkrichtungen werden in ihren prinzipiellen Ansätzen und in Bezug auf die bestehenden Unterschiede nachfolgend skizziert. Dabei konzentriert sich die vorliegende Arbeit auf die Strategien für ein Verbleiben im Markt. Eine sogenannte "Marktaustrittsstrategie" würde beispielsweise für ein regionales Stromversorgungsunternehmen dazu führen, dass sich dieses vollständig aus der Stromerzeugung zurückzieht, um diese Wertschöpfungsstufe denjenigen Unternehmen zu überlassen, die aufgrund hoher, konzentrierter Kapazitäten Wettbewerbsvorteile im Erzeugungssektor aufweisen [Bauerschmidt (1997), S. 223].

Der Bereich des Wärmemarktes stellt sich grundlegend anders dar. Hier bietet sich - insbesondere bei der direkten Wärmelieferung - ein großes Potenzial für die Entwicklung von Energiedienstleistungen und damit für Strategien der Kundenbindung, die im liberalisierten Markt erheblich an Bedeutung gewinnen (vgl. Kapitel 4.3.2). Vor diesem Hintergrund werden Strategien, die eine Modifizierung oder eine Ergänzung der unternehmerischen Aktivitäten im Wärmemarkt - beispielsweise durch EDL im Sinne von Added-Values - verfolgen, die bedeutendere Rolle spielen. Isolierte Marktaustrittsstrategien werden daher im folgenden nicht explizit betrachtet.

4.3.1.1 Market-Based View

Die bedeutendste Theorie für das strategische Management ist zweifellos die von Michael E. Porter an der Harvard Business School entwickelte "Positioning School", ein industrieökonomisch fundiertes Wettbewerbsmodell, das zunächst die strukturellen Gegebenheiten des Marktes für den Unternehmenserfolg verantwortlich macht. Im Rahmen eines solchen marktorientierten Ansatzes ("Market-Based View") sollte die Wahl der vorteilhaftesten Strategie insbesondere aufgrund der Wettbewerbsbedingungen in der "Produkt/Markt-Arena" getroffen werden. Ziel ist die optimale Positionierung des Unternehmens zu den Wettbewerbskräften und den unmittelbaren Konkurrenten zur Erlangung von Wettbe-

werbsvorteilen. Dabei bestimmen sich nach Porter die Regeln des Wettbewerbs nach den folgenden fünf Wettbewerbskräften:

- Markteintritt neuer Konkurrenten
- Gefahr von Ersatzprodukten
- Verhandlungsstärke der Kunden/Abnehmer
- Verhandlungsstärke der Lieferanten
- Rivalität unter den vorhandenen Wettbewerbern

Diese Kräfte sind zudem maßgebend für die Branchenrentabilität, weil sie die Preise, die Unkosten und den Investitionsbedarf der Unternehmen in der Branche und damit die die Ertragsraten des investierten Kapitals bestimmenden Faktoren beeinflussen [Porter (1992), S. 23 ff.].

Innerhalb seines Modells definiert Porter zwei Grundtypen von Wettbewerbsvorteilen; es sind dieses "niedrige Kosten" und "Differenzierung", aus denen wiederum drei sich gegenseitig ausschließende Strategietypen abgeleitet werden [Porter (1992) S. 31 ff.]:

- die "umfassende Kostenführerschaft",
- die Diversifizierung sowie
- die Fokussierung.

a) Kostenführerschaft

Ziel der Kostenführerschaft ist die Minimierung der realen Produkt(stück)kosten bei angemessener Qualität der Leistung. Voraussetzung dafür ist ein weitgehend homogenes Produkt, so dass der Preis zum ausschlaggebenden Kaufkriterium wird.

Die Ursachen des erforderlichen Kostenvorsprungs gegenüber den Konkurrenten werden im allgemeinen von der Branchenstruktur bestimmt und können unter anderem in einer größenbedingten Kostendegression (economies of scale), unternehmenseigenen Technologien oder einem Zugang zu Rohstoffen unter Vorzugsbedingungen (Beispiel: Braunkohleeinsatz in den Neuen Bundesländern) liegen. Letztlich handelt es sich bei der Kostenführerschaft um eine Strategie der Effizienz.

Diese kann eine sinnvolle Option für die großen Verbundunternehmen der Energiewirtschaft sein, die sich stärker auf den Erzeugungsbereich und hier wiederum auf die Großerzeugung des Grundlaststroms zu geringen Kosten konzentrieren könnten. Ziel wäre hier eine Kostenführerschaft in der Stromerzeugung [Bauerschmidt (1997), S. 222].

b) Diversifizierung

Mit dieser Strategie bemüht sich ein Unternehmen, in einigen, bei den Kunden allgemein hoch bewerteten Dimensionen in seiner Branche einmalig zu sein [Porter (1992), S. 165]. Es versucht, sich im Rahmen der nachfolgend genannten Kennzeichen von den Erzeugnissen der Konkurrenten abzusetzen:

- überlegene Produktqualität
- Kundenservice
- zusatznutzenstiftende Leistungen
- Standortvorteile

- Innovationsintensität
- Logistikleistungen
- technologisches Image [Corsten (1998), S. 96]

Laut Porter kann ein Unternehmen auf Grund einer Differenzierung " ... imstande sein, einen Preiszuschlag durchzusetzen, größere Mengen von seinem Produkt zu einem bestimmten Preis abzusetzen oder gleichwertige Vorteile zu erreichen, etwa eine größere Kundentreue in konjunktur- oder saisonbedingten Flauten." [Porter (1992), S. 165]

Die Differenzierung verschafft dem Unternehmen also einen preispolitischen Spielraum, der jedoch geschmälert werden kann, wenn der Preisunterschied des Differenzierers gegenüber dem Kostenführer vom Kunden als zu groß empfunden wird oder wenn ein Konkurrent das "Produkt" imitiert [Corsten (1998), S. 96].

Die Strategie der Differenzierung wird insbesondere im Zusammenhang mit der Darstellung der aktuellen strategischen Entwicklungen in den Energieversorgungsunternehmen im Kapitel 4.3.2 noch ausführlicher diskutiert.

c) Fokussierung

Bei einer Fokussierung auf Schwerpunkte wird ein bestimmtes Segment in einer Branche ausgewählt, das Unternehmen bedient sie "maßgeschneidert" unter Ausschluss jeglicher anderer Konkurrenten. Ziel dieses auch als Konzentrations- oder Nischenstrategie bezeichneten Vorgehens ist die Realisierung eines vorteilhaften Preis-Nutzen-Verhältnisses auf der Grundlage einer Konzentration auf eine spezifische Zielgruppe [Rollberg (1996), S. 16].

Um ein weiteres Beispiel aus der Stromerzeugung zu nennen, würde eine Strategie der "Fokussierung" bedeuten, dass sich Energieversorgungsunternehmen auf bestimmte Nischen der Stromerzeugung beschränken wie zum Beispiel - bei Vorhandensein großer kostengünstiger Erzeugungspotenziale aus Wind- oder Wasserkraft - auf die Nutzung regenerativer Energiequellen. Diese Unternehmen könnten sich als Spezialisten im Bereich der Erzeugung regenerativen Stroms positionieren, was unter der Voraussetzung des derzeit geltenden Stromeinspeisegesetzes in der Bundesrepublik erfolgsversprechend sein kann.

Weitere Beispiele für diese Strategie stellen die durch Simon in seinem gleichnamigen Buch vorgestellten "Hidden Champions" dar, kleine und mittlere Unternehmen, die in ihren jeweiligen Branchen Weltmarktanteile von 70 bis 90% innehaben. Laut Simon werden Marktdefinitionen und -begrenzungen hier nicht als gegeben akzeptiert, sondern als Teil der Strategie angesehen und eigenständig bestimmt. "Viele 'Hidden Champions' schaffen sich Super-Marktnischen. Einige entwickeln sogar einzigartige Produkte, die ihren eigenen Markt definieren. Sie sind 'Marktbesitzer'" [Simon (1997), S. 62].

Aus Sicht des Market-Based View erwachsen die Wettbewerbsvorteile aus einer Vielzahl einzelner Tätigkeiten des Unternehmens. "Jede dieser Tätigkeiten kann einen Beitrag zur relativen Kostenposition eines Unternehmens leisten und eine Differenzierungsbasis

schaffen." [Porter (1992), S. 59] Um Wettbewerbsvorteile zu identifizieren, ist daher eine Unterteilung des Unternehmens in einzelne Segmente erforderlich. Diese bilden die sogenannte "Wertkette" und werden als Orte des eigentlichen Wettbewerbs betrachtet. Porter unterscheidet beispielhaft die folgenden Tätigkeiten einer Wertkette:

- Eingangslogistik
- Operationen
- Marketing & Vertrieb
- Ausgangslogistik
- Kundendienst [Porter (1992), S. 62]

In Bezug auf das Verhältnis dieser organisatorischen Einheiten zueinander weist Porter darauf hin, dass die zunächst verfolgten Synergiekonzepte bereits in den 70er Jahren aufgegeben wurden. "Anstatt Synergie hieß die Lösung jetzt offensichtlich Dezentralisierung, wobei der Führung der Unternehmenseinheiten Vollmacht und Verantwortung zu übertragen und sie aufgrund ihrer Ergebnisse zu belohnen waren." [Porter (1992), S. 406] In der Folge hiervon wuchs die Bedeutung von horizontalen Strategien, die die Grundlagen und Zielsetzungen von unterschiedlichen, aber miteinander verflochtenen Unternehmenseinheiten einbeziehen. Sie sollten eine deutliche Koordinierung zwischen den Unternehmenseinheiten gewährleisten und dazu führen, dass "die Gesamtunternehmens- oder Konzernstrategie zu mehr als der Summe einzelner Unternehmenseinheitsstrategien wird." [Porter (1992), S. 407]

In diesem Zusammenhang betont Porter wiederholt die Notwendigkeit einer strategischen Koordination der Unternehmenseinheiten: "Fast überall in der entwickelten Welt sind die Rahmenbedingungen ein relativ langsames Wachstum, gekoppelt mit steigendem weltweiten Wettbewerb - eine dramatische Veränderung gegenüber den letzten Jahrzehnten. Der Schwerpunkt hat sich daher vom Wachstum zur Verbesserung der Wettbewerbsvorteile verlagert. Während beim Streben nach Wachstum weitgehend unabhängige Unternehmenseinheiten ein geeignetes Mittel gewesen sein mögen, haben die schwierigeren Rahmenbedingungen die Koordinierung der Strategien der Unternehmenseinheiten zur Nutzung von Verflechtungen immer wichtiger werden lassen." [Porter (1992), S. 409]

Während Porter in seinen Überlegungen von einer grundsätzlichen Unvereinbarkeit der von ihm entwickelten Strategietypen ausgeht und die Forderung erhebt, dass sich ein Unternehmen entscheiden müsse, ob es in einer strategischen Geschäftseinheit eine Kostenführerschafts- oder eine Differenzierungsstrategie verfolgen möchte [Porter (1992), S. 38], wurden im Zuge der wettbewerbsstrategischen Forschung weitere Ansätze entwickelt, die beispielsweise auf einer Verknüpfung der genannten Strategien basieren oder die Möglichkeit eines Strategiewechsels zugrunde legen [Corsten (1998), S. 98 bzw. S. 103 ff.].

4.3.1.2 Ressource-Based View

Neuere Arbeiten zum strategischen Management definieren einen sogenannten "ressourcenorientierten Ansatz" ("Resource-Based View"). Analog zum marktorientierten Ansatz ist die Strategie auch hier auf "die Möglichkeit der Erlangung und Aufrechterhaltung von Wettbewerbsvorteilen" ausgerichtet [Knyphausen (1993), S. 772]. Der Schwerpunkt der

Betrachtung liegt allerdings nicht so sehr auf der Positionierung des Unternehmens oder einzelner Geschäftsfelder in der ökonomischen oder technologischen Umwelt, sondern auf der Analyse der Stärken und Schwächen des Unternehmens, nicht mehr auf einer Betrachtung von Produkten und Märkten, sondern auf einer Auseinandersetzung mit den unternehmensspezifischen Ressourcen. Im Unterschied zum marktorientierten Ansatz vertritt der Ressource-Based View damit die Ansicht, dass echte Wettbewerbsvorteile nicht auf der Ebene von strategischen Geschäftseinheiten, sondern auf der Grundlage von bestimmten Fähigkeiten des Unternehmens als Ganzes erzielt werden.

Dabei wird die Definition dieser Ressourcen oder Fähigkeiten im allgemeinen unterschiedlich gehandhabt. Um auf der Grundlage von Ressourcen langfristig Wettbewerbsvorteile zu erreichen und zu sichern, müssen aber die folgenden Prämissen erfüllt sein:

- Ressourcen müssen einen Wert besitzen und dadurch die Effizienz und Effektivität des Unternehmens verbessern.
- Die Ressourcen müssen knapp sein; denn wenn jeder sie hat, kann sich das Unternehmen von seiner Konkurrenz nicht absetzen.
- Die Ressourcen dürfen nicht substituierbar sein; es darf nicht ähnliche Ressourcen geben, die die benötigten Leistungen gleichwertig oder annähernd gleichwertig erfüllen.
- Die Ressourcen dürfen nicht ohne weiteres kopierbar sein [Corsten (1998), S. 138].

Die potenziellen Wettbewerbsvorteile, die sich auf der Grundlage eines ressourcenorientierten Ansatzes der strategischen Unternehmensführung ergeben, werden durch D. zu Knyphausen-Aufsess in seiner Arbeit "Why are firms different ?" wie folgt definiert [Knyphausen (1993), S. 777 ff.]:

a) Corporate Culture

Die Unternehmenskultur ist von entscheidender Bedeutung für die strategische Unternehmensführung. Sie ist untrennbar mit der Geschichte des Unternehmens verbunden und bezieht sich auf Handlungsregeln, Weltbilder und Werthaltungen. Die Unternehmenskultur ist schwer zu beschreiben und entzieht sich letztlich einer rationalen Erkenntnis.

b) Organizational Skills und Planung

Knyphausen führt aus, dass verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen nachgewiesen haben, dass auch die Organisation des Unternehmens eine entscheidende Quelle langfristig haltbarer Wettbewerbsvorteile darstellen kann.

c) Managerial Skills

Die Rolle des Managements wird in verschiedenen Untersuchungen durchaus unterschiedlich bewertet. In der Mehrzahl der Arbeiten kommt man aber zu dem Ergebnis, dass Managementfähigkeiten tatsächlich als positive Quelle von (haltbaren) Wettbewerbsvorteilen angesehen werden können.

d) Forschung und Entwicklung

Wenn man die Fähigkeiten, die Kompetenzen oder das Wissen eines Unternehmens stark in den Vordergrund der Überlegungen stellt, liegt es nahe, auch den Bereich der Forschung und Entwicklung näher zu betrachten, der im allgemeinen der Inbegriff der

systematischen Produktion neuen Wissens darstellt. Verschiedene praktische Beispiele können diese Theorie nachweisen: So seien insbesondere ein früher Markteintritt (Beispiel Computerindustrie) oder ein „Riding Down the Experience Curve“ gut geeignet, Wettbewerbsvorteile im Unternehmen zu behalten.

e) Diversifikation

Verschiedene empirische Untersuchungen gehen von der Hypothese aus, dass die bestehende Ressourcenbasis eines Unternehmens das Diversifikationsverhalten entscheidend prägt.

f) Internationalisierung

Beispielhaft zitiert Knyphausen Untersuchungen zu den Wettbewerbsvorteilen japanischer Unternehmen, die im Ergebnis nachweisen, dass deren großer internationaler Erfolg nicht nur Folge staatlicher Industriepolitik oder kultureller Besonderheiten, sondern "in erster Linie das Ergebnis der ökonomischen Gesetzmäßigkeiten rationaler Ressourcengenerierung und -verwertung" ist [Knyphausen (1993), S. 780].

Ein entscheidender Unterschied zur marktorientierten Sicht ist darin zu sehen, dass nicht mehr die Positionierung im Markt den Ausgangspunkt für den Bedarf an Ressourcen bildet, sondern dass ein Ressourcenpotenzial aufgebaut wird, das dann eine günstige Positionierung im Markt ermöglicht [Corsten (1998), S. 139].

Eine Weiterentwicklung oder ein "Derivat" des Ressource-Based-View stellt der sogenannte "Kernkompetenz-Ansatz" dar, wobei der Begriff der Kernkompetenz unterschiedlich definiert ist. Im allgemeinen wird hierunter ein Bündel von Fähigkeiten und Technologien verstanden, die es einem Unternehmen ermöglichen, Wettbewerbsvorteile zu erlangen. "Kernkompetenzen sind die spezifischen und einmaligen zentralen Stärken des Unternehmens, sowohl auf sach-rationeller als auch auf sozio-kultureller Ebene. Sie sind wissens-, fähigkeits- und ressourcenzentriert." [Herbek (2000), S. 61]

Einer der Hauptvertreter des Kernkompetenz-Ansatzes stellt Kernkompetenzen als die "Wurzeln" der Wettbewerbsfähigkeit dar, während die Produkte die "Früchte" dieser Wettbewerbsfähigkeit sind [Hamel (1995), S. 306].

Dabei müssen Kernkompetenzen die folgenden Voraussetzungen erfüllen [Hamel (1995), S. 309 ff.]:

- Sie müssen einen überdurchschnittlichen Beitrag zu dem von Kunden wahrgenommenen Nutzen leisten.
- Die zugrundeliegende Fähigkeit muss im Wettbewerb einzigartig sein.
- Die Kompetenz muss "ausbaufähig" und damit Grundlage für eine Vielzahl neuer Produkte sein.

Wie aus der obigen Zusammenstellung ihrer Merkmale hervorgeht, beziehen sich Kernkompetenzen auf die Ebene des Gesamtunternehmens, eine Unterscheidung zwischen diesem und einzelnen strategischen Geschäftseinheiten - wie durch Michael E. Porter gefordert - verliert damit seine Bedeutung.

Die beiden prinzipiellen Ansätze des strategischen Managements können infolgedessen dahingehend unterschieden werden, dass die im Market-Based View vorgenommene Betrachtung eines Unternehmens als Portfolio von strategischen Geschäftseinheiten im Rahmen eines Ressource-Based View durch ein Portfolio von Kernkompetenzen ersetzt wird, die es im Wettbewerb zu behaupten gilt [Hamel (1995), S. 52].

Dabei ist ein Portfolio definiert als die "Gesamtheit der Produkte und Dienstleistungen, mit denen sich die Unternehmen zu einem gegebenen Zeitpunkt in den verschiedenen Marktsegmenten präsentieren." [Herbek (2000), S. 91]

4.3.1.3 Aktuelle Diskussion

In der Literatur herrscht inzwischen weitgehend Einigkeit darüber, dass sich der Market-Based und der Ressource-Based View nicht gegenseitig ausschließen, sondern ergänzen. Dabei setze die industrieökonomische Sicht am externen und die ressourcenorientierte Sicht am internen Erfolgspotenzial an. Im Market-Based View versuche die Unternehmung, "die Kundenbedürfnisse im Vergleich zur Konkurrenz besser zu befriedigen, um so Vorteile zu erlangen. Darauf aufbauend kann dann der Ressourcenaufbau erfolgen." Aus einer ressourcenorientierten Sicht heraus verfüge die Unternehmung "über spezifische Ressourcen und Fähigkeiten und versucht, diese gezielt zu kombinieren, um eine Erfolgsposition zu erreichen." [Corsten (1998), S. 20]

Im Hinblick auf die Entwicklung einer Unternehmensstrategie sei infolgedessen "eine wechselseitige Beziehung gegeben ... , die einerseits auf einen gegenseitigen Abstimmungsbedarf und andererseits auf ein synergetisches Zusammenwirken im Hinblick auf das Erfolgspotenzial hinweist." [Corsten (1998), S. 20]

Andere Autoren gehen mit ihrer Ansicht, dass die strategische Position eines Unternehmens mit Hilfe der beiden Ansätze nur unvollständig abgebildet werden kann, da hierfür sowohl die Entwicklung eigener Kernkompetenzen und damit die Abgrenzung gegenüber der Konkurrenz als auch die Befriedigung relevanter Marktbedürfnisse der einzelnen Kundengruppen zu berücksichtigen seien, noch weiter. Die geforderte " .. systemisch orientierte strategische Unternehmensführung muss einerseits die Eigendynamik und damit die inneren Systemkräfte erkennen, um andererseits durch geeignete systemische Interventionen auf der Ebene des Gesamtunternehmens die Entwicklungsrichtung beeinflussen zu können ..." [Herbek (2000), S. 35 ff.].

Die Kritik an einem isolierten Ansatz der betrachteten Modelle zielt dabei in beide Richtungen: "Während Vertreter der marktorientierten Richtung so tun, als ob Ressourcen im Unternehmen in beliebiger Form auf- und abgebaut werden könnten, sehen die Vertreter des ressourcenorientierten Ansatzes den Schwerpunkt der Strategieentwicklung in der Konzentration und Förderung jener Stärken des Unternehmens, die als Kernkompetenzen identifiziert wurden, ohne sich dabei laufend um die Markterfordernisse zu kümmern. Die akademische Diskussion läuft in Richtung Entweder - Oder, während die unternehmerische Praxis längst erkannt hat, dass beide Betrachtungsweisen notwendig sind und je nach gegebener Situation einmal das eine und ein andermal das andere zu forcieren ist." [Herbek (2000), S. 79]

In den neunziger Jahren hat der Einfluss der Spieltheorie dazu geführt, dass statt der gesamten Branche die strategischen Entscheidungen des einzelnen Unternehmens, das mit anderen Unternehmen auf den Güter- und Ressourcenmärkten konkurriert, deutlicher in den Mittelpunkt der Betrachtungen rückten. Dabei erschien - vor dem Hintergrund stagnierender bzw. schrumpfender Märkte sowie dem zunehmenden internationalen Wettbewerb insbesondere die Idee der "komplementären Wirtschaftsbeziehungen" interessant, die vor allem durch Nalebuff/Brandenburger geprägt wurde und von der These ausgeht: "Geschäft ist Zusammenarbeit, wenn es um das Backen von Kuchen geht und Wettbewerb, wenn es an die Aufteilung des Kuchens geht." [Nalebuff (1996), S. 16]

Die Einstellung gegenüber den Konkurrenten „sein Verlust ist mein Gewinn“ ist nach Ansicht der Autoren nicht immer richtig, da der anfängliche Gewinn auf Kosten der Konkurrenten sehr schnell zu einem Verlust auf beiden Seiten werden könne. Das klassische Beispiel hierfür seien Preissenkungen mit dem Ziel, Marktanteile zu erobern. Die Konkurrenten machten die Preissenkungen mit, und das Ergebnis seien Gewinneinbußen auf allen Seiten [Nalebuff (1996), S. 49].

" ... In Ergänzungen denken, ist eine andere Denkungsart über das Geschäft. Es geht dabei darum, Wege zur Vergrößerung des Kuchens zu finden, statt nur mit Konkurrenten um einen Kuchen hingenommener Größe zu streiten.“ Um von dieser Einsicht zu profitieren, empfehlen Nalebuff/Brandenburger, darüber nachzudenken, wie der Kuchen vergrößert werden kann, indem neue komplementäre Leistungen entwickelt oder bisherige erschwinglicher gemacht werden können [Nalebuff (1996), S. 26].

Wird "das Geschäft" als "Spiel" definiert, so sind Kunden und Lieferanten sowie Konkurrenten und "Komplementoren" (Anbieter von ergänzenden Produkten oder Dienstleistungen) die Spieler (vgl. Abbildung 4.3-1), die nach Nalebuff/Brandenburger eine gleichrangige Bedeutung für den Verlauf eines Spiels haben.

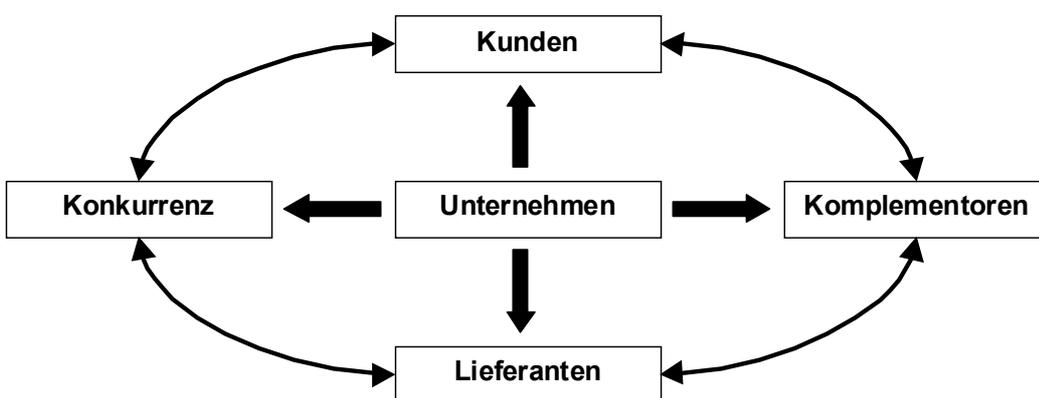


Abbildung 4.3-1: Wertennetz der Spieltheorie; Quelle: [Nalebuff (1996), S. 30]

Dabei liegen die Vorteile der spieltheoretischen Denklogik insbesondere darin, dass "die Reaktionen anderer Spieler auf eigene Entscheidungen nicht nur prognostizierbar ..., sondern auch in das eigene Kalkül einbezogen werden." [Bieta (1998), S. 10] Die Spieltheorie liefert damit die Grundlagen für ein umfassendes Risikomanagement, da "die Zu-

kunft ... in den Dienst der Gegenwart gestellt werden (kann). Erst durch spieltheoretisches Risikomanagement wird nämlich erkennbar, wie Risiken zu begreifen und systemisch abzuwägen sind. Genau darauf basiert ein gutes (Spiel-)Ergebnis." [Bieta (1998), S. 13]

Ohne die Spieltheorie in ihren theoriwissenschaftlichen Ansätzen im Detail ausführen zu wollen, werden nachfolgend einige grundlegende Erkenntnisse benannt, die im Hinblick auf die Fragestellung der vorliegenden Untersuchung von Bedeutung sind und Denkanstöße für die im Kapitel 4.4 erarbeiteten langfristigen Strategieoptionen für die Versorgungsunternehmen der Bundesrepublik liefern:

- a) Unternehmen sind Komplementoren bei der Schaffung von Märkten aber Konkurrenten bei deren Aufteilung [Nalebuff (1996), S. 46].
- b) Zudem unterliegen alle durch spieltheoretisches Szenarienmanagement verbundenen "Spieler" dem Zwang, sich in gedanklicher Form mit den identifizierten Chancen und Risiken des Spiels (Marktes) auseinander zu setzen. "Spieltheoretisches Szenarienmanagement ist Team-Management; Betroffene werden zu Beteiligten." [Bieta (1998), S. 54]
- c) Dabei spielt die Reaktion der Einzelnen auf den rasanten wirtschaftlichen und technologischen Wandel, der zu Veränderungen des "Spiels" führt, eine entscheidende Rolle, " ... da die für Wettbewerbspositionen entscheidende Qualität der Leistungen letztendlich durch die 'Köpfe' der Mitarbeiter (mit) bestimmt wird." [Bieta (1998), S. 63]
- d) Unternehmen können selbst neue Kunden (Einstieg von Automobilherstellern in das Mietwagengeschäft) oder Lieferanten (Steigerung der Kundenattraktivität durch Bildung eines Einkaufsverbundes) in das Spiel bringen [Nalebuff (1996), S. 104 ff.].
- e) "Der Mehrwert misst, was jeder in das Spiel einbringt." [Nalebuff (1996), S. 56] Der Mehrwert eines Unternehmens kann (unter bestimmten Bedingungen) durch eine Begrenzung des Angebotes vergrößert werden [Nalebuff (1996), S. 136].
- f) Unternehmen sollten ihre eigenen Kunden besser behandeln als potenzielle neue Abnehmer [Nalebuff (1996), S. 154].
- g) Spieltheoretische Strategien bieten für die Lösung eines Problems häufiger als allgemein erwartet eine sogenannte win-win-Option. Hierzu führen Nalebuff/Brandenburger als Beispiel die niederländischen Tulpenpflanzer an, die - um die Verseuchung des Grundwassers zu reduzieren - ihre Tulpenpflanzungen in Gewächshäuser verlegten, wo Pestizide und Düngemittel in einem geschlossenen System zurückgeführt wurden. Die kontrollierte Umgebung verminderte den Schädlingsbefall und ermöglichte damit eine weitere Reduzierung der genannten Stoffe. Zudem konnten durch die konstanten Pflanzbedingungen die Qualität der Tulpen erhöht und der Pflegeaufwand verringert werden. Laut Nalebuff/Brandenburger widerlegt dieses Beispiel insbesondere die These, dass Maßnahmen des Umweltschutzes nur in Verbindung mit Qualitätseinbußen oder Kostensteigerungen realisierbar sind [Nalebuff (1996), S. 141].

- i) "Die zentrale Spielregel, sich ständig positionieren zu müssen, birgt das (...) Motivationspotenzial der Spieler zum Wandel." Dabei liege der "Vorteil auf Seiten jener, die nicht nur 'zuhören', was heute gesagt wird, sondern durch Beeinflussung der Spielregeln heute aktiven Einfluss darauf nehmen, was morgen 'gewünscht' wird." [Bieta (1998), S. 109]
- j) In den Ausführungen zum marktorientierten Ansatz des strategischen Managements spielte die Frage der Unterteilung eines Unternehmens in strategische Geschäftseinheiten eine entscheidende Rolle. Die Spieltheorie geht davon aus, dass man Prozesse nicht so weit zerlegen darf, "dass Zusammenhänge (Ordnungen) nicht mehr erkennbar sind", dass jedoch " .. unter einer spieltheoretischen Perspektive (...) dieses Risiko nicht (besteht), da Wertschöpfungsketten als Folge verbundener Spiele systemisch reflektiert werden." [Bieta (1998), S. 190]

4.3.2 Aktuelle strategische Entwicklungen in den EVU der Bundesrepublik

Die Deregulierungsdebatte in der Energiewirtschaft begann auf der europäischen Ebene bereits Mitte der 80er Jahre; bei der überwiegenden Anzahl der Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik wurde die Liberalisierung jedoch erst relativ spät zum Thema. Im Prinzip haben die Unternehmen die Brisanz erst 1998 mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts erkannt und den beginnenden Wettbewerb als Herausforderung für das Unternehmen angenommen. Entsprechende Hinweise finden sich durchgängig in allen Geschäftsberichten der Versorgungswirtschaft aus dem genannten Jahr.

Im Rahmen einer Untersuchung des bremer energie instituts zur "Deregulierung der Energieversorgung: Auswirkungen auf Beschäftigung und Arbeitsverhältnisse" wurden eine Reihe von Energieversorgungsunternehmen zu den Auswirkungen der Liberalisierung befragt.

Als gemeinsame Zielsetzungen aller Unternehmen ergaben sich:

- mehr Kundennähe
- größere Flexibilität am Markt und
- Stärkung des Dienstleistungsgedankens [Pfaffenberger (1998), S. 11]

Eine Berücksichtigung dieser Gesichtspunkte mag für die Energieversorger neu sein; für andere Wirtschaftsbereiche bestimmen sie schon seit geraumer Zeit die strategischen Diskussionen. Ausgangspunkt war hier die Diagnose, dass "im heutigen Umfeld (...) nichts konstant oder vorhersehbar (ist), weder Kundennachfrage, Marktwachstum oder Produktlebenszyklus noch das Tempo des technologischen Wandels oder die Merkmale des Wettbewerbs." [Simon (2000), S. 201] Dabei wurden drei Kräfte identifiziert, die die Geschäftswelt maßgeblich verändern:

Kunden

"Sie sagen den Lieferanten nun, was sie wollen, wann sie es wollen, wie sie es wollen und was sie zu zahlen bereit sind." [Hammer (1996), S. 30]

Wettbewerb

Der Wettbewerb ist erheblich verschärft durch eine erhöhte Anzahl von Konkurrenten, durch die ständige Veränderung aller Märkte durch Nischenanbieter und Newcomer und durch die fortgesetzten technologischen Neuerungen.

Wandel

"Der permanente Wandel wird zur Konstante." [Simon (2000), S. 204]

Laut Simon wird "immer deutlicher, dass Organisationen, die in einer Welt mit Massenproduktion, Stabilität und Wachstum prächtig gedeihen, in dem heutigen Umfeld, das Flexibilität und rasche Reaktionsfähigkeit verlangt, nicht erfolgreich sein können." [Simon (2000), S. 204]

Wie reagieren nun die Energieversorgungsunternehmen, um auf dieser Grundlage am Markt bestehen zu können. Ihre Strategien lassen sich zunächst danach unterscheiden, ob die Unternehmen weiterhin in der Energieversorgung ihre zentralen Aufgaben sehen oder ob die strategischen Entscheidungen zugunsten einer diversifizierten Unternehmensstruktur fallen. Die eingeleiteten Veränderungsprozesse sind dabei abhängig von der jeweiligen Ausgangslage, konzentrieren sich jedoch vor allem auf die im folgenden dargestellten Bereiche. In Anbetracht der Fragestellung dieser Untersuchung liegt der Focus der Betrachtung auf der Entwicklung des Wärmemarktes.

4.3.2.1 Stärkung des Vertriebs- und Marketing-Bereiches

Durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes wurde der Gasmarkt in der Bundesrepublik - vergleichbar dem Strommarkt - sofort vollständig geöffnet. Gas entwickelt sich zur normalen „Handelsware“. Als Reaktion auf den fortschreitenden Wettbewerb stärken die Gasversorgungsunternehmen die Bereiche des Vertriebs und des Marketings.

Es ist damit zu rechnen, dass sich auch für den Gashandel ein Spotmarkt bildet. In welchem zeitlichen Rahmen dies erfolgen wird und welcher Anteil des Gases über einen solchen Markt gehandelt wird, ist unter den Fachleuten noch strittig. Unstrittig ist allerdings, dass der bevorstehende Wettbewerb zu erheblichen Umstrukturierungen innerhalb der Unternehmen führen wird: „Die Teilnahme am Gashandel in wettbewerblichen Märkten hat gleichermaßen organisatorische (Handelsabteilung, Prozesse, Schnittstellen), personelle (Ausbildung, Akquisition) und systemtechnische (Handel, Risikomanagementsysteme) Konsequenzen.“ [Karbenn (1999), S. 24]

Vor der Deregulierung konnten die Gas- und auch die Wärmepreise auf Basis der jeweils vorliegenden Kostenstruktur festgelegt werden; inzwischen unterliegen sie den Regeln von Angebot und Nachfrage und verursachen Markt-Risiken, die bisher im Bereich der Gasversorgungsunternehmen unbekannt waren und die einen erheblichen Einfluss auf die Erlöse in den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette haben können. Ein Beispiel hierfür liefert der Bereich der Vertriebsverträge. Bislang erfolgte der Erdgashandel in Europa über alle Ebenen der Versorgungskette vor allem auf Basis langfristiger Verträge mit konstanten Preisen. Diese Vertragstypen werden zunehmend durch kurzfristige vertragliche Bindungen ersetzt, die die Preise jeweils entsprechend der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation festlegen [ET (2000a), S. 570].

In diesem Zusammenhang wird die Entwicklung einer effizienten Handels- und Risikomanagementstrategie für die Unternehmen der deutschen Gaswirtschaft zu einem wesentlichen Erfolgsfaktor im wettbewerblichen Gasmarkt. "Dies gilt sowohl für die Verwaltung zahlreicher Transaktionen und Verträge, die Analyse des Portfolios, die Bewertung der aktuellen und der sich durch geplante zukünftige Transaktionen verändernden Risikosituation als auch für die Preisberechnung (...)" [ET (2000f), S. 231].

Eine weitere Herausforderung ergibt sich im Bereich Risiko und Rendite. Aus Energiemärkten, die schon vor längerer Zeit liberalisiert wurden, ist bekannt, dass nach einer Deregulierung im allgemeinen starke Ausschläge der Renditen zu verzeichnen sind, Unternehmen können in Konkurs gehen oder werden von anderen übernommen. Für Investoren sind diese Unternehmen nicht wie bisher eine sichere Anlage mit relativ hohen konstanten Renditen, sondern eine Investition, die auf dem Kapitalmarkt unter Risikorenditegesichtspunkten konkurriert [ET (2000a), S. 571].

Aus diesem Grund ist im Bereich der Absatzsicherung nicht nur eine verstärkte Kundenorientierung erforderlich (vgl. Kapitel 4.3.2.3), sondern es entsteht auch eine Konkurrenz um die Aktionäre. Um sich bezüglich der angestrebten Rendite und des zu Grunde zu legenden Risikos klar zu positionieren, ist nach Ansicht von Fachleuten die Einführung oder der Ausbau eines integrierten Risikomanagements auf höchster Ebene der Versorgungsunternehmen erforderlich. Sie bietet die Chance, nicht nur die Zeiten des Umbruchs ohne größere Verluste zu überstehen, sondern die eigene Marktposition erfolgreich auszubauen [ET (2000a), S. 571].

4.3.2.2 Rationalisierung / Kooperation

Durch Preisnachlässe aufgrund des bestehenden Wettbewerbs sowie durch Absatzeinbußen aufgrund von Kundenabwanderungen bzw. einer Reduzierung des Energiebedarfes sind für die Versorgungsunternehmen der Bundesrepublik signifikante Umsatzeinbrüche zu erwarten (zum Wärmemarkt vgl. Abbildung 2.4-5). Diese Entwicklung erfordert eine drastische Kostensenkung in den Unternehmen.

Hierzu wurden in einer ersten Reaktion strengere Maßstäbe an den Aufwand für Technik und Personal angelegt mit der Folge, dass Rationalisierungsmaßnahmen sich zunächst auf einen Personalabbau konzentrierten. Die deutsche Stromwirtschaft verringerte schon 1997 die Zahl ihrer Beschäftigten um etwa 7.000 auf 171.000. Dies waren ca. 4 % weniger als im Vorjahr. Ende 1998 beschäftigten die Stromversorger 160.122 Mitarbeiter; dies entspricht einem Rückgang von 6 % im Vergleich zum Vorjahr [vgl. Paul (1999)].

Dabei erfolgt der Personalabbau nicht gleichmäßig in allen Sparten der Strom- oder Gasversorgungsunternehmen; es ist davon auszugehen, dass insbesondere technisches Know-how und damit technisches Fachpersonal aufgrund kurzfristiger wirtschaftlicher Überlegungen abgebaut wird.

Viele Versorgungsunternehmen haben jedoch kein Potenzial für Kostenreduktionen in der erforderlichen Größenordnung. Hieraus wiederum resultieren die in den vergangenen Monaten im Bereich der Energieversorgungswirtschaft verstärkt zu beobachtenden Fusions- und Kooperationsaktivitäten.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass aus Sicht der Spieltheorie (vgl. Kapitel 4.3.1) Kooperationen auch in Abwesenheit eines extremen Kostendrucks wichtige Bestandteile einer erfolgreichen Unternehmensstrategie sein können: Das Geschäftsleben werde vielfach als "Krieg" gesehen, bei dem es Sieger und Besiegte gäbe und bei dem Unternehmen nur dann erfolgreich seien, wenn andere scheiterten. Eigentlich stelle sich die Situation aber anders dar: "Man muss Kunden zuhören, mit Lieferanten arbeiten, Teams schaffen und - sogar mit Konkurrenten - strategische Partnerschaften eingehen." [Nalebuff (1996), S. 15]

Im Zeitraum von April 1998 (Verabschiedung des neuen Energiewirtschaftsrechts) bis Ende 1999 entstanden 50 Kooperationen mit 400 beteiligten Unternehmen im Bereich der Stromversorgung, wobei diese Entwicklung durchaus als Hinweis auf die noch weitgehend bevorstehende Liberalisierung des Gasmarktes gewertet werden kann. Die Fusionen und Kooperationen fanden vor allem auf der Ebene der Regional- und der Kommunalversorger statt, griffen aber auch auf die Ebene der Verbundunternehmen über. Beispiele hierfür sind die Verbindungen von VEBA und VIAG zur e.on AG im September 1999, der Zusammenschluss von RWE und VEW im Oktober desselben Jahres sowie die Fusion der EnBW und der Neckarwerke Stuttgart AG in 2000 [Energiedepesche (2001), S. 34].

Die Zielsetzung einer Kooperation liegt zunächst im gemeinsamen Einkauf, der Poolung von Erzeugungskapazitäten und/oder der Organisation des Handels. So gründeten z.B. die Stadtwerke Düsseldorf, Hilden, Krefeld, Moers, Neuss und Remscheid eine gemeinsame Tochter, über die seit Anfang 2000 der Einkauf von Strom und Wasser sowie deren Verteilung gebündelt wird. Mit ihrer Kooperation wollten die sechs rheinisch-bergischen Stadtwerke bessere Bezugskonditionen und Kostensenkungen durchsetzen [BWK (2000a), S. 32].

Auch auf der Ebene der Regionalversorger kam es verstärkt zu Fusionen. So ist unter anderem im Mai 1999 der Regionalversorger Energie Sachsen Brandenburg AG (ESB) offiziell gegründet worden. Hierbei handelt es sich um eine Fusion der Energieversorgung Spree-Schwarze Elster AG, Cottbus, mit der Energieversorgung Südsachsen AG, Chemnitz, und der Westsächsischen Energie AG, Markkleeberg [BWK (2000), S. 32].

Spektakulär war auch die Übernahme eines 51,2 %-Anteils an der Berliner GASAG durch ein internationales Konsortium aus Gaz de France, Bewag, Ruhrgas AG, RWE Energie AG und VEBA.

Auch im Gasmarkt hat die Liberalisierung zu ersten Bewegungen geführt. So verfolgen laut Wingas GmbH einige ehemalige Monopolisten die „Strategie einer massiven Vorwärtsintegration“, wobei zur Sicherung von Absatzkanälen „vor allem der Erwerb von Stadtwerkebeteiligungen im Vordergrund“ steht. Die Autorin weist darauf hin, dass in einem funktionierenden Markt mit wettbewerbsfähigen Angeboten „die Sicherung von Absatzmärkten durch vertikale Integration nicht erforderlich“ sei. Eine Nutzung der Kundennähe und das Angebot innovativer Vor-Ort-Dienstleistungen könnten Stadtwerken auch nach der Liberalisierung eine starke Marktposition erhalten [Hill (2000), S. 32].

Es ist damit zu rechnen, dass sich die Fusionsaktivitäten auch in den kommenden Jahren fortsetzen werden, so dass sich die Anzahl der insgesamt auf dem deutschen Strom- und Gasmarkt tätigen Unternehmen erheblich reduziert. Allerdings ist mit einer veränderten "Qualität" der Kooperationen zu rechnen.

Eine Optimierung der Kostensituation durch Fusionen wird vielfach als eine Grundvoraussetzung für das Überleben im liberalisierten Markt gesehen. Wenn trotz aller Kosteneinsparungen eine ausreichende Verdienstmarge nicht mehr zu erzielen ist, wird der Preiswettbewerb als Differenzierungsmerkmal gegenüber der Konkurrenz in den Hintergrund treten, so dass die Versorgungsunternehmen spätestens zu diesem Zeitpunkt nach weiteren Differenzierungselementen Ausschau halten müssen.

Während daher in der Vergangenheit die primären Ziele einer Fusion nicht die Erweiterung des Produktangebotes sondern eine Rationalisierung der bearbeiteten Wertschöpfungsstufen und eine entsprechende Reduzierung der Kostenstruktur waren, müssen strategische Planungen zukünftig nicht nur Rationalisierungsmöglichkeiten umfassen, sondern in Bezug auf eine Produktentwicklungsstrategie erweitert werden. Durch Fusionen und Kooperationen schaffen Versorgungsunternehmen zunächst eine Grundvoraussetzung dafür, dass sie im Markt unter dem gegebenen Preisdruck und bei reduziertem Absatz bestehen können. In einem nächsten Schritt ist es aber erforderlich, zusätzliche Produkte mit einem hohen Kundennutzen zu entwickeln, um die Kundenattraktivität zu steigern.

Entsprechende Bestrebungen werden nach Michael E. Porter, dem Hauptvertreter eines marktorientierten Ansatzes für das strategische Management (vgl. auch Kapitel 4.3.1) durch die technischen Entwicklungen der vergangenen Jahre erleichtert. Nach Porter machen es neue Technologien möglich, dass "... Aktivitäten über die Grenzen von Unternehmenseinheiten hinweg dort gemeinsam ausgeführt werden, wo das bislang nicht möglich war." [Porter (1992), S. 409]

Den beschriebenen Herausforderungen will beispielsweise die Ruhrgas AG mit einer Vertriebspartnerschaft mit dem Zentralverband Sanitär Heizung Klima (ZVSHK) begegnen, die unter anderem gemeinsame Vertriebs- und Marketingaktivitäten auf Bundes- und Länderebene umfasst. Zum Hintergrund dieser Kooperation stellen die Beteiligten fest, dass die Liberalisierung des Energiemarktes zu einem Zeitpunkt komme, in dem der Energieverbrauch in Deutschland stagniere. Mit Ausnahme von Erdgas und den Regenerativen seien alle Energien von einem Schrumpfungsprozess betroffen, was die Wettbewerbsdynamik noch weiter steigern werde. Ein Beispiel für die gemeinsamen Aktivitäten ist das „erdgas partner team“. Hier wird das Handwerk insbesondere im Bereich der Kundenakquisition und -bindung unterstützt, auf lokaler Ebene soll eine enge Kooperation mit den örtlichen Gasversorgungsunternehmen realisiert werden. Auf diese Weise werden die Vertriebs- und Marketingaktivitäten gegenüber dem Endverbraucher „sinnvoll und schlagkräftig gebündelt“ [Energie-Spektrum (2000b), S. 34].

4.3.2.3 Entwicklung von Energiedienstleistungsangeboten

Auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahre 1935 wurden in den vergangenen Jahrzehnten unternehmenspolitische Entscheidungen im Bereich der deutschen Energieversorgungswirtschaft vor allem nach technischen Gesichtspunkten der Energieversorgung ausgerichtet. Die Unternehmen versorgten in einer Monopolstellung alle Kunden in "ihrem" Versorgungsgebiet, wobei Aspekte der Kostenreduktion oder der Kundenzufriedenheit von untergeordneter Bedeutung waren.

Vor dem Hintergrund eines im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte entstandenen Wettbewerbs in einem stagnierenden bzw. schrumpfenden Markt (vgl. Ausführungen zum Rückgang des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im Kapitel 2.4.4) bilden Strategien der Absatzsicherung heute den Schwerpunkt unternehmerischer Aktivitäten. Dabei stellt die zunehmende Bedeutung des Dienstleistungsgedankens eine der maßgeblichen Entwicklungen dar.

Dienstleistungen werden allgemein als "selbständige, marktfähige Leistungen, die mit der Bereitstellung und/oder dem Einsatz von Leistungsfähigkeiten verbunden sind," beschrieben [Meffert (1997), S. 27]. Zur Differenzierung eines Produktes - beispielsweise zunächst Strom, später auch Gas, um im Bereich der Energiewirtschaft zu bleiben - sind Dienstleistungen zu entwickeln, die in erster Linie der Kundenbindung dienen und eine Abgrenzung gegen andere Anbieter ermöglichen. „Neben niedrigen Energiepreisen sollen die Kunden auch mit einem Spitzenangebot hinsichtlich Service, Flexibilität und Beratungsaktivitäten überzeugt werden.“ [Cahn von Seelen (1999), S. 438 ff.]

Dabei muss ein solches (Zusatz-)Angebot nicht zwangsläufig mit einer Reduzierung der Gewinnmarge auf Seiten des jeweiligen Energieversorgers verbunden sein. Eine win-win-Situation wäre beispielsweise erreicht, wenn die Qualitätssteigerung eines "Produktes" - Ergänzung der Strom- oder Erdgaslieferung durch das Angebot zusätzlicher Energiedienstleistungen - so gestaltet wird, dass die Kunden eine Preiserhöhung akzeptieren, die die wahren Mehrkosten für das Versorgungsunternehmen übersteigt.

In der Fachliteratur werden Dienstleistungsangebote allgemein (nicht auf den Bereich der Energiewirtschaft beschränkt) drei unterschiedlichen Kategorien zugeordnet. Es sind dieses:

- produktbegleitende Dienstleistungen
Dies können beispielsweise "Reparaturstrategien" (Fahrzeuginspektion und -reparatur), Garantien/Gewährleistungen oder eine veränderte Produktgestaltung (zeitloses oder multifunktionales Design) sein, die darauf abzielen, die Produkt-Nutzungszeiten zu verlängern.
- nutzungsorientierte / eigentumsersetzende Dienstleistungen
Hier wechseln die Verfügungsrechte vom Kunden auf den Dienstleister; Produkte werden nicht mehr erworben, sondern bei Bedarf geliehen oder gemietet. In der Folge führt dies zu einer Schonung von Ressourcen, zu einer hohen Dienstleistungs- und damit Arbeitsintensität sowie zu einer Regionalisierung des Wirtschaftens. Beispiele hierfür sind der Werkzeugverleih, das PKW-Leasing, Car-Sharing usw.

- ergebnisorientierte Dienstleistungen
Hierunter wird eine "sachgutunabhängige Erfüllung des Kundennutzens" verstanden. Für die Gestaltung des Dienstleistungsbündels ist der Anbieter zuständig. [Hirschl (2000), S. 11]

In der Energiewirtschaft sind vor allem Dienstleistungen aus der letztgenannten Gruppe verbreitet, die in den vergangenen Jahren neben allgemeinen Informations- und Beratungsangeboten insbesondere Wärmelieferungs-Projekte - zum Teil in Verbindung mit einem Contracting - umfassten.

In einer Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen wird das im Gebäudebestand der Bundesrepublik technisch realisierbare Energieeinsparpotenzial für die Bereiche Raumwärme und Warmwasserbereitung mit 50 bis 70 % beziffert (vgl. auch Kapitel 2.1). Hemmnisse für eine konsequente Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen sind vor allem Informationsdefizite und der aufgrund niedriger Energiepreise zu geringe ökonomische Anreiz für die Investitionen [BINE (1998), S.1].

Grundidee einer Energiedienstleistung "Wärmelieferung" (Wärmedirektservice) ist daher, dass ein professioneller Dritter (Versorgungsunternehmen, Handwerk, Brennstoffhandel) zum Betreiber der Heizungsanlage wird. Tritt er als Contractor auf, so obliegen ihm zusätzlich die Investitionen in Maßnahmen zur optimierten Energieerzeugung oder -nutzung; deren Refinanzierung erfolgt durch die eingesparten Energiekosten ("Energieeinspar-Contracting"). Vorteile für den Kunden ergeben sich unter anderem aus einer erhöhten Liquidität, einer Auslagerung des Finanzierungsrisikos sowie aus einer Reduzierung seiner Energieverbrauchskosten.

1997 wurden in Deutschland insgesamt etwa 60.000 Gebäude über Wärmelieferungsverträge mit Wärme versorgt. Hierunter befinden sich 53.700 Wohngebäude (89,5 %). Mit 51.100 Gebäuden, entsprechend ca. 570.000 Wohneinheiten, stellen Mehrfamilienhäuser den überwiegenden Anteil. Es wird geschätzt, dass in der Bundesrepublik bislang erst etwa 6 % des Potenzials für Wärmelieferungsverträge im Gebäudebereich ausgeschöpft sind.

Dies betrifft vor allem die neuen Bundesländer, wo 1998 noch davon ausgegangen wurde, dass die Wohnungsgesellschaften aus Kapitalmangel bei mehr als 800.000 Wohnungen bislang nicht in der Lage gewesen sind, die Umwandlung von Kohleöfen und Heizungen auf umweltfreundlichere Gas- oder Gaszentralheizungen zu finanzieren [BINE (1998), S. 3].

Neben den sich ergebenden finanziellen Vorteilen für Energiedienstleister, Vermieter und Mieter spielt bei einer Substitution von Kohle-Einzelöfen der resultierende Komfortgewinn eine zusätzliche Rolle.

Eine Vielzahl bundesdeutscher Versorgungsunternehmen hat mittlerweile Angebote im Bereich des Wärmedirektservice entwickelt. Exemplarisch wird nachfolgend das Beispiel „Nahwärmeservice Erdgas Plus“ der Stadtwerke Paderborn beschrieben, das als eines der ersten bereits in den 80er Jahren entwickelt wurde. In den Jahren zuvor war der Anteil der Stromheizungen in Paderborn stark angestiegen. Die Stadtwerke erarbeiteten in der Folge zwei neue Dienstleistungsangebote:

Der „Nahwärmeservice Erdgas“ umfasste unter anderem den Betrieb, die Wartung und Instandhaltung einer vorhandenen Heizung sowie der Messeinrichtungen zur Erfassung des Wärmeverbrauchs je Wohnung und die direkte Abrechnung mit den Mietern.

Beim „Nahwärmeservice Erdgas Plus“ wurde dieses Angebot ergänzt durch die Investitionen in die Wärmeerzeugung, Regelung, Neutralisation und den Erdgashausanschluss. Im Rahmen des Angebotes wurden generell nur Brennwertgeräte eingesetzt [vgl. Technomar (1998)].

Ein weiteres Beispiel für einen innovativen Anbieter von Wärmedienstleistungen ist die 1997 gegründete HEW Contract, die heute etwa 200 Mitarbeiter zählt. Ihr Leistungsspektrum umfasst Energieeinspar-, Anlagen-, Nutzenergie- und Full-Service-Contracting. Hauptkunden sind hier allerdings industrielle und andere gewerbliche Abnehmer [Hirschl (2000), S. 13].

Eine Erweiterung des Wärmedirektservice stellt das Angebot des "Facility Management" dar. Nach Angaben der Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH (VWEW, Frankfurt) ist das "Facility Management" mit einer prognostizierten Wachstumsrate von 55% bei einem Marktvolumen von rund 36 Mrd. € zurzeit der größte Wachstumsmarkt. "Gerade für die Energiewirtschaft entstehen in diesem Bereich neue Geschäftsfelder durch Energiehandel und -vertrieb. Mit der Liberalisierung des Strommarktes gilt es für neue Akteure im freien Energiemarkt, diese Geschäftsfelder zu besetzen, neue Dienstleistungen anzubieten und Kostenreduktionspotenziale auszuschöpfen." [VWEW 2000; verfügbar von <http://www.vwew.de>, Abfrage aus 12/2001]

Die im Zuge der Liberalisierung entwickelten Energiedienstleistungen haben eine sehr unterschiedliche Ausprägung und sind unter anderem davon abhängig,

- a) auf welcher vertikalen Stufe das Unternehmen tätig ist (kommunales Stadtwerk, Regionalunternehmen, Verbundunternehmen) und
- b) welches die klassischen Geschäftsfelder sind (Stromerzeugung/-verteilung, Fernwärmeversorgung, Gasversorgung)

So befinden sich z. B. Regional- oder Verbundunternehmen im Preiswettbewerb (vgl. Kapitel 4.3.1.1 a) "Strategie der Kostenführerschaft"), Stadtwerke dagegen in einem qualitativen Wettbewerb (vgl. Kapitel 4.3.1.1 b) "Strategie der Diversifizierung"), so dass Energiedienstleistungen hier eine größere Bedeutung haben.

Unter den bis Mitte 1998 geltenden Rahmenbedingungen konnte die Tätigkeit von Stadtwerken als volkswirtschaftlicher Gesellschaftsauftrag gesehen werden, dessen Monopolstruktur durch Gesetze und politische Einflussnahme teilweise bis hin zum Energieträgereinsatz detailliert definiert war [vgl. Fürböck (1999), S. 3].

Im liberalisierten Markt jedoch haben Stadtwerke nicht a priori eine Existenzberechtigung, sondern müssen sich zunächst auf dem Markt als Energiedienstleister behaupten. Nach Ansicht von G. Jochum, ehemaliger Vorstandsvorsitzender der swb AG, Bremen, gibt es unter den Bedingungen eines liberalisierten Energiemarktes „keinen Markt für Stadtwerke, sondern nur einen Markt für verschiedene Dienstleistungen.“ [Gerhard Jochum, Zitat vom 30.10.99]

Dabei brauchen die Stadtwerke "nicht zum billigen Jakob im Energiegeschäft zu werden, dürfen sich aber auch nicht in die ökologische Reformhausecke mit teuren Preisen drängen lassen. Der Kunde muss die Stadtwerke wie ein gutes Fachgeschäft einstufen, mit Fachkompetenz auch für kundenseitige Anwendungen, mit Flexibilität für neue Wege und Lösungen und einem engen Kundenkontakt." [vgl. Paul (1999), S. 12]

Im Zuge dieser Entwicklung wird von Seiten der ehemaligen kommunalen Unternehmen eine Flexibilisierung der Gemeindeordnung gefordert, so dass Stadtwerke über ihr bisheriges Versorgungsgebiet hinaus aktiv werden können.

In Nordrhein-Westfalen wurde ein entsprechender Gesetzentwurf vorgelegt, der den Stadtwerken erlauben soll, auch außerhalb ihrer Gemeindegrenzen aktiv zu werden. Allerdings schränkt eine „Subsidiaritätsklausel“ nach Ansicht des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) die Möglichkeiten derart ein, dass die kommunalen Unternehmen in ihrer Existenz gefährdet werden. Diese Klausel verhindert nach Auffassung des VKU „die notwendige Ausweitung der Produktpalette und die Entwicklung neuer Geschäftsfelder zur Abstützung des Kerngeschäftes.“ [EUROHEAT (1999), S. 6] Die nordrhein-westfälischen Stadtwerke wollen laut VKU keine Sonderbehandlung, sondern lediglich Chancengleichheit im Wettbewerb mit den privaten Unternehmen.

Die nachfolgende Tabelle liefert eine Übersicht über die instrumentellen Möglichkeiten, die Versorgungsunternehmen für den Aufbau von Energiedienstleistungen zur Verfügung stehen. Sie wurde bereits 1994 vom Freiburger Öko-Institut im Rahmen einer Analyse des Dienstleistungsangebotes bundesdeutscher und US-amerikanischer Energieversorger erstellt.

Tabelle 4.3-1: Aktionsfelder und Instrumente eines Energiedienstleistungsunternehmens (Auszug); Quelle: [Seifried (1994), S. 28/29]

Produktstrategie	Distributionsstrategie	Preisstrategie	Kommunikationsstrategie
<p>Beratung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beratungszentrum • Vor-Ort-Beratung • Produktinformation • Wärmepass <p>Service-Angebot</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abrechnungsservice • Inspektionsangebote (z.B. Heizungs-scheck) • Wartungsservice <p>Komplett-Angebot</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nutzwärmeangebote • Heizungsanlageninstallation <p>Neue Märkte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contracting-Geschäfte • Nutzlichtkonzepte • Betriebsführung versorgungswirtschaftlicher Anlagen • Consulting-Geschäfte <p>Direktinstallationsprogramme</p>	<p>Ausweisung von Vor-ranggebieten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nah/Fernwärme • regenerative Energiequellen • Gas <p>Puffer-Angebote</p> <ul style="list-style-type: none"> • Heizungs-Leasing • Altöl-Rücknahme <p>Marktpartner-Kooperation</p> <ul style="list-style-type: none"> • Heizungs-Umstellungsaktion mit Heizungsinstallateuren • Modernisierungs-Aktion mit Wohnungsbaugesellschaften • Einführung von Stromsparleuchten <p>Kunden-Kontakt-Training</p>	<p>Transparenzverbesserung</p> <ul style="list-style-type: none"> • durch einfaches Tarifs-system • durch Rechnungsaufbau und Erläuterung <p>Preisgestaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> • lineare, zeitvariable Tarife • einheitliches Tarif- und Preissystem für alle Kundengruppen • Orientierung der Einspeisevergütung an langfristigen Grenzkosten • Angleichung der Wärmekonditionen für Fernwärme und Gas <p>Finanzierungsangebote</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zinsvergünstigte Einsparkredite • Leasing • Contracting <p>Prämien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zuschüsse beim Kauf energiesparender Haushaltsgeräte 	<p>Interne Kommunikationsmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Werkszeitung / Rundschreiben • Veranstaltungen • Projektpräsentationen <p>Multiplikatoren Kommunikation für Journalisten, Kommunal- und Landespolitiker, Bürgerinitiativen, Genehmigungsbehörden und Kooperationspartner</p>

4.3.2.4 Bearbeitung neuer Geschäftsfelder

Wie unter Kapitel 4.3.2.3 angedeutet, wählen insbesondere die kommunalen und regionalen Energieversorgungsunternehmen die Strategie der Diversifizierung, um im Zuge der Liberalisierung Marktpositionen zu erhalten oder auszubauen. Hierfür werden einerseits Energiedienstleistungen mit der Zielsetzung der Kundenbindung entwickelt, die die bisherigen "Produkte" der Unternehmen ergänzen (vgl. Tabelle 4.3-1), zum anderen werden zusätzliche Tätigkeitsbereiche außerhalb des „Kerngeschäftes“ erschlossen. Zu diesen zählen vor allem der Bereich Entsorgung sowie die Telekommunikation. Dabei muss - auf

der Grundlage der liberalisierten Energiemärkte - für eine erfolgreiche Bearbeitung neuer Geschäftsfelder die Prüfung auf Profitabilität konsequent betrieben werden. Vor der Liberalisierung konnten die Versorgungsunternehmen eine Reihe von Produkten unentgeltlich anbieten oder defizitäre Bereiche durch andere Sparten (meist Strom) quersubventionieren. Der durch den Absatzrückgang forcierte Kostendruck zwingt die Versorgungsunternehmen heute, unprofitable Aktivitätsfelder in Frage zu stellen. Nur durch kundenspezifische Produkte und Dienstleistungspakete können profitable Kunden gebunden oder zum Wechsel bewegt werden.

Im Bereich der Verbundunternehmen, die in der Tendenz eher eine Strategie der Preisführerschaft verfolgen, kommt es verstärkt zur Auslagerung von Tochtergesellschaften. Hiermit sollen Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden, um am Markt unabhängiger und damit flexibler reagieren zu können. Als Beispiel seien zwei der größten Stromerzeuger Deutschlands, das Bayernwerk und die ehemalige PreussenElektra AG genannt, die selbständige Gesellschaften für Transport (Hochspannungsnetz) und Erzeugung bilden werden. Nach Meinung von Fachleuten ist diese Entwicklung nicht primär eine Reaktion auf die entsprechend Strom- und Gasrichtlinie erforderliche getrennte Rechnungslegung, da ein Trennen der Rechnungslegung für die verschiedenen Bereiche und auch eine Veröffentlichung entsprechender Abschlüsse, wie sie im Stromsektor vorgeschrieben ist, keine gesellschaftsrechtliche Trennung voraussetzt. Die Unternehmen haben vielmehr erkannt, dass ihre einzelnen Funktionsbereiche unter den neuen Marktbedingungen getrennt operieren müssen und deshalb auch besser organisatorisch selbständig sein sollen.

Neben den Aktivitäten zur Erweiterung der Geschäftsfelder existieren - auch im Gasbereich - an verschiedenen Stellen Bestrebungen, neue Einsatzbereiche für diesen Energieträger zu entwickeln. Heute sind nahezu 45% aller Wohnungen mit Erdgas beheizt, im Neubaubereich erhalten 75% aller Gebäude einen Erdgasanschluss. Um den Gasabsatz hier langfristig zu stabilisieren werden neue Technologien entwickelt, die einerseits die Kosten der Hausinstallation reduzieren und zum anderen neue Einsatzmöglichkeiten erschließen.

Dies ist nach Ansicht der Ruhrgas AG erforderlich, denn „die starke Minderung des Energiebedarfs in neuen Gebäuden ist abzusehen. Da lohnt der Gasanschluss bald nicht mehr.“ Durch kompakte Übergabestationen und Mehrspartenverlegung (Strom, Gas, Wasser und Telekommunikation in einem Arbeitsgang) könnten die Hausanschlusskosten um ein Drittel gesenkt werden. Neue Anwendungsbereiche wie z. B. die Brennstoffzelle, Erdgaswäschetrockner, Gasherd, Terrassenstrahler oder gasbeheizte Heimsauna führten zum erdgasvollversorgten Haus.“ [Energie-Spektrum (2000b), S. 36]

So wurde 2001 ein neues System für die Installation einer Erdgasversorgung innerhalb eines Gebäudes von der deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) zertifiziert. Hierbei handelt es sich um flexible Rohrleitungen aus Verbund-Kunststoff, die unter Putz verlegt sind. Diese lassen sich mit einem einfachen Pressvorgang miteinander verbinden, wodurch die Installationskosten erheblich reduziert werden.

Für die Entnahme werden "Gas-Steckdosen" angebracht, an denen Haushaltsgeräte ohne Hilfe eines Installateurs sicher angeschlossen werden können [HLH (2001), S. 11].

Durch die Schaffung mehrerer Gasanschlüsse in einem Haushalt wird dem Kunden ermöglicht, über das „plug and play“-Prinzip entsprechend ausgerüstete Wäschetrockner, Grillgeräte, Kühlschränke usw. mit Gas zu betreiben [vgl. Roebers (1998)].

In Bezug auf eine Kostenreduzierung wird zudem über eine gemeinsame Wärmeversorgung von Doppel- und Reihenhäusern nachgedacht. Eine von der Südhessischen Gas und Wasser AG 1998 in Auftrag gegebene Untersuchung kam zu dem Ergebnis, dass eine gemeinsame Versorgung zu einer deutlichen Reduzierung der Jahresgesamtkosten für die Wärmebereitstellung führt. Aus Sicht der Gas- und Wasserwirtschaft „... wird es erforderlich sein, sich vom bisherigen Standard, jedes Haus ein eigener Gasanschluss und eine eigene Heizungsanlage, zu lösen und mehrere Häuser über einen Gasanschluss und eine Heizungsanlage zu beheizen.“ [Kern (1998), S. 82]

Von Seiten der Gas- und Wasserwirtschaft tauchten auch Bestrebungen auf, zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas verstärkt den Bereich der Warmwasserbereitung einschließlich eines Warmwasseranschlusses für Wasch- und Spülmaschinen zu berücksichtigen.

Vor dem Hintergrund eines sinkenden Heizwärmebedarfs gewinnt dieser Bereich insbesondere in Neubauten zunehmend an Bedeutung. Hier sind mittlerweile die Energieverbräuche für die Raumwärme und die Warmwasserbereitung von gleicher Größenordnung. Aufgrund der geringeren Investitionskosten erfolgt die Warmwasserbereitung in neu errichteten Mehrfamilienhäusern zunehmend mit Elektro-Durchlauferhitzern. Von Seiten der Gaswirtschaft werden daher Überlegungen angestellt, die Installation von Warmwasserbereitungssystemen auf Gasbasis für Bauträger und Wohnungsbaugesellschaften interessanter zu machen. Die Vorteile einer Warmwasserbereitung auf Gasbasis liegen vor allem in den geringeren Verbrauchskosten und dem höheren Komfort (Temperaturkonstanz usw.). Die im Vergleich zu einer elektrischen Warmwasserbereitung höheren Investitionen sollen durch Ausnutzung von Kostensenkungspotenzialen (Verlegung von flexiblen Kunststoffleitungen, s.o.) gesenkt werden; zusätzlich werden interessante Finanzierungsmodelle angeboten [vgl. Hüppelshäuser (1998)].

4.3.3 Beispiele aus anderen Branchen

4.3.3.1 Einordnung der "Energiewirtschaft"

Bevor das Kapitel 4.4 langfristige Strategieoptionen für die bundesdeutschen Energieversorgungsunternehmen aufzeigt, werden nachfolgend zunächst die aktuellen Entwicklungen in anderen Wirtschaftsbereichen betrachtet sowie ein diesbezüglicher Vergleich mit der Energieversorgungswirtschaft durchgeführt. Dabei wird geprüft, inwieweit die hier gegebenenfalls erfolgreich eingesetzten Unternehmensstrategien beispielgebend für die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik sein können.

Die zum Vergleich herangezogenen Branchen und Beispiele beschränken sich bewusst nicht auf die Bundesrepublik, da der Einfluss maßgeblicher Entwicklungsfaktoren - wie

zum Beispiel die Liberalisierung der Energiemärkte - in anderen Ländern erheblich länger wirksam ist (vgl. Ausführungen zu Großbritannien unter Kapitel 4.2.1.3, Seite 100).

Die nachfolgende Abbildung zeigt zunächst den Anteil der jeweils 6 größten Unternehmen (Ausnahme "Kraftwagen und -teile": 3 Unternehmen) am Gesamtumsatz der jeweiligen Branche und gibt damit einen Eindruck, wie stark der Wettbewerb in den maßgeblichen Wirtschaftszweigen der Bundesrepublik ist.

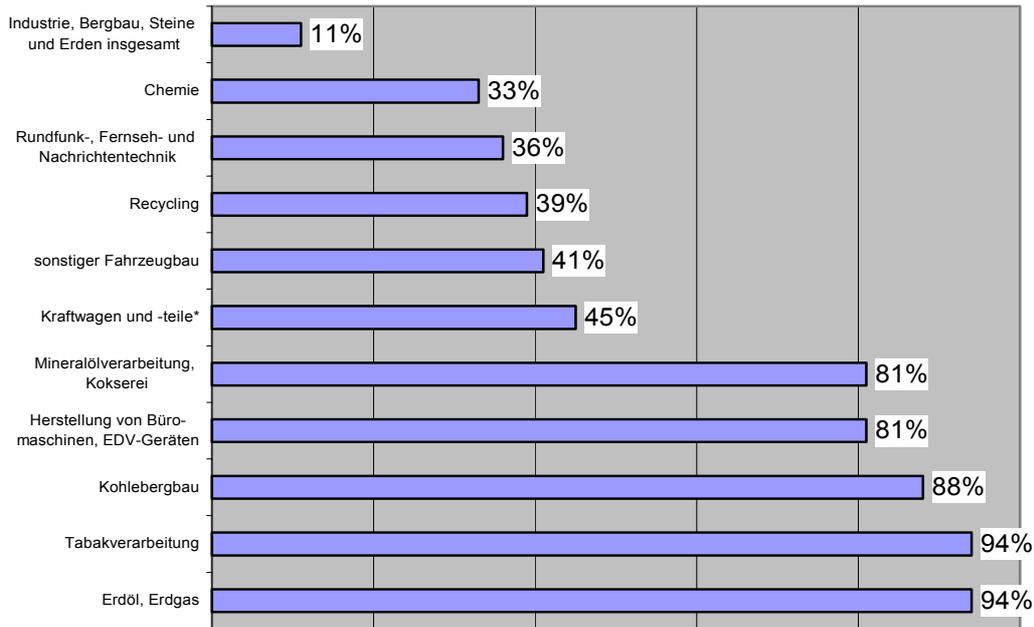


Abbildung 4.3-2: Anteile der jeweils 6 größten Unternehmen am Branchen-Gesamtumsatz; Quelle: [ET (1999a), S. 126]

Es wird deutlich, dass auch in anderen Wirtschaftszweigen wie zum Beispiel der Tabakverarbeitung, der Bürogeräte-Herstellung oder der Kraftfahrzeugindustrie eine vergleichbar hohe Konzentration des Umsatzes auf wenige Unternehmen existiert wie in den in Zusammenhang mit der Energieversorgung stehenden Branchen "Erdöl, Erdgas" oder "Kohlebergbau". Trotz der aus den Reihen der Energieversorgungsunternehmen sowie im Rahmen unzähliger Veröffentlichungen bekannten Hinweise auf die enormen Belastungen, die für die Unternehmen aus der mit der Liberalisierung eingetretenen Wettbewerbssituation entstehen, ist davon auszugehen, dass andere Wirtschaftsbereiche bereits erheblich länger einer vergleichbaren Situation ausgesetzt sind.

Nach Darstellung des Deutschen Industrie- und Handelstages musste sich die bundesdeutsche Industrie bereits seit Mitte der 80er Jahre in einem globalen Markt behaupten, was hier zunächst zu erheblichen Schwierigkeiten bis hin zu einer Strukturkrise mit einer großen Anzahl von Konkurs-Anmeldungen Mitte der 90er Jahre geführt hat [DIHT (2000), S. 3].

Ein Indiz für das Vorhandensein eines solchen wettbewerblichen Wirtschaftsmarktes liefert die Tatsache, dass die Entwicklung von einem Produktions- zu einem Dienstleistungsunternehmen als eine seiner maßgeblichen Folgen (vgl. Ausführungen im Kapitel 4.3.2.3) nicht nur aktuell im Bereich der Energieversorgungswirtschaft zu beobachten ist, sondern eine seit einigen Jahren für die gesamte Wirtschaft signifikante Tendenz beschreibt. So stellt der Deutsche Industrie und Handelstag in seinem bereits zitierten Grundsatzpapier zu den "Zukunftsperspektiven der deutschen Industrie" fest, dass die volkswirtschaftliche Bedeutung der Industrie in den vergangenen Jahrzehnten zugunsten des Dienstleistungsbereiches deutlich gesunken ist. Dies betrifft unter anderem die Anteile an der Gesamtheit der Erwerbstätigen, die Anzahl der Unternehmen und den Anteil an der nominalen Wertschöpfung. Letzterer ist von über 40% im Jahre 1970 auf heute etwa 28% gesunken, während sich im gleichen Zeitraum die Wertschöpfung im Dienstleistungssektor von 45 auf etwa 60% erhöhte [DIHT (2000), S. 1].

4.3.3.2 Wirtschaftliche Entwicklungstendenzen

Nach Ansicht des Deutschen Industrie- und Handelstages sind diese Veränderungen "aber nicht nur bei den volkswirtschaftlichen Gesamtdaten sichtbar, sondern auch in den Industrieunternehmen selbst. So verwandeln sich alteingesessene, klassische Industrieunternehmen ganz oder teilweise in Dienstleister. Darüber hinaus bieten Industrieunternehmen zunehmend produktbegleitende Dienstleistungen als Ergänzung zu ihren Produkten an." Als Beispiele werden der Röhrenhersteller Mannesmann AG, der im Telekommunikationssektor tätig ist, genannt sowie der Automobilkonzern Daimler-Chrysler, der 1990 sein Tochterunternehmen debis AG gründete, das weltweit Finanz- und IT-Dienstleistungen anbietet [DIHT (2000), S.1].

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor auf die wirtschaftliche Entwicklung der deutschen Industrieunternehmen liegt nach Auffassung des DIHT in der Veränderung der Verbrauchergewohnheiten in Deutschland und Westeuropa: "Die Nachfrage nach industriell gefertigten Massengütern - bedingt durch das im allgemeinen hohe Wohlstandsniveau - stagniert, während sich individuelle Produktangebote oft in Verbindung mit produktbezogenen Dienstleistungen einer zunehmenden Beliebtheit erfreuen." [DIHT (2000), S. 4]

Zusammenfassend werden die folgenden Trends als ausschlaggebende Einflussfaktoren für die industrielle Entwicklung in Deutschland benannt:

- Wandel zur Dienstleistungsgesellschaft
- Globalisierung
- Präferenzänderungen

Auf den "Wandel zur Dienstleistungsgesellschaft" wurde bereits eingegangen, im Kapitel 4.3.3.3 werden Beispiele aus der Unternehmenspraxis genannt.

Zur zunehmenden Globalisierung schreibt Simon: "Die Welt ist auf dem Weg, ein einziger Markt zu werden." [Simon (2000), S. 104] Dies macht sich unter anderem dadurch bemerkbar, dass ausländische Anbieter, die hinsichtlich ihrer Kostenstruktur (niedrigere Steuern, geringere Löhne) günstigere Bedingungen aufweisen, in den deutschen Markt

drängen. Die Abnehmer von Industriegütern betreiben inzwischen ein "global sourcing", so dass die deutschen Produzenten die Kosten - durch Effizienzsteigerung oder Verlagerung ihrer Produktionsstätten - drastisch senken oder die Produktion einstellen müssen, so wie es Mitte der neunziger Jahre im Zuliefererbereich der Automobilherstellung zu beobachten war [DIHT (2000), S. 13].

Diese Entwicklung spiegelt sich derzeit im europäischen Strommarkt wieder, der konkurrenzlos preisgünstige Stromangebote unter anderem aus den ehemaligen Ostblock-Ländern hervorbringt und zur Reduzierung der Erzeugungskapazitäten in der Bundesrepublik führt.

Nach Ansicht des DIHT sind Deutschland sowie viele westeuropäische Staaten durch einen hohen Prozentsatz von Verbrauchern gekennzeichnet, deren Grundbedürfnisse im wesentlichen gedeckt sind, so dass traditionelle Industriegüter prinzipiell nur bei Ersatz oder Erneuerung nachgefragt werden. Dementsprechend sind diese Märkte durch ein geringes Wachstum, gelegentlich auch durch Stagnation oder Absatzrückgang gekennzeichnet, eine Situation vergleichbar mit dem sinkenden Wärmeabsatz im Gebäudebereich, der für die Energieversorgungsunternehmen zunächst zu Absatzeinbußen und sinkenden Erlösen im Wärmemarkt führt.

Industrieunternehmen, die auf den oben genannten Märkten operieren, sind einem enormen Preiswettbewerb ausgesetzt, dem sie nur durch drastische Kostensenkungen begegnen können. „Da dies nicht allen Unternehmen gelingt, sind Konzentrationsprozesse durch Übernahmen und Insolvenzen zu beobachten“ [DIHT (2000), S. 12]. Eine analoge Entwicklung ist – nicht zuletzt ausgelöst durch die Liberalisierung der Energiemärkte – auch im Bereich der bundesdeutschen Energieversorgungswirtschaft zu beobachten.

Der DIHT führt in seinem Grundsatzpapier weiter aus, dass die westeuropäischen Volkswirtschaften - neben dem beschriebenen Rückgang der Nachfrage in bestimmten Bereichen - durchaus durch gewisse Konsumtrends geprägt sind, die wiederum Konsumbedürfnisse auslösen. Der Erfolg der Industriegüterproduktion hänge maßgeblich davon ab, ob es den Herstellern gelingt, ihre Produkte an diese Präferenzänderungen oder "Trends" anzupassen. Besonders betont wird dabei, dass es nicht ausschließlich auf technische Neuerungen ankomme, „sondern auch darauf, die Kunden intensiv zu beraten und zu betreuen, also ein Bündel aus nutzenstiftenden Dach- und Dienstleistungen anzubieten“ [DIHT (2000), S. 12].

Auch hier findet sich wieder eine Parallele zur Energieversorgung, einem Wirtschaftsbe-
reich der mit einer zeitlichen Verzögerung von etwa 10 Jahren von den hier diskutierten
Veränderungen der äußeren Rahmenbedingungen betroffen ist.

In Folge der genannten Einflussfaktoren sind im Bereich der Produktionsindustrie bereits
seit etlichen Jahren Konzentrationsprozesse zu verzeichnen. Grundlagen und Zielsetzungen
dieser Entwicklung werden nachfolgend skizziert, da diesbezügliche Erfahrungen unter
Umständen auf die zukünftige Situation der Energiewirtschaft übertragbar sind, wo im
Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte eine vergleichbare Entwicklung zu erwarten
ist:

- Bei etlichen Industrieprodukten (zum Beispiel Fahrzeugen) besteht eine Unterauslastung der weltweiten Kapazitäten. Die betroffenen Unternehmen sind daher an einer Erschließung neuer Märkte für den Absatz ihrer Produkte interessiert. Allianzen versetzen sie in die Lage, den Zugang zu diesen Märkten zu erlangen. Gegebenenfalls gelingt ihnen der Zutritt auch durch den Erwerb von Eigentumsanteilen der dort ansässigen Unternehmen.
- Ein weiteres Motiv für Kooperationen und Fusionen ist die Besetzung von Marktsegmenten, die die Unternehmen bislang nicht oder nur in geringem Umfang bedienen konnten. Um selbst hohe Investitionen für den Aufbau eigener Kapazitäten einzusparen, werden hier die Erfahrungen und das Know-how des Kooperationspartners bzw. des Beteiligungsunternehmens genutzt.
- Durch gemeinsames Auftreten auf den Teil-Märkten lassen sich zusätzliche Synergieeffekte erzielen, da Abnahmemengen für bestimmte Rohstoffe, Zulieferprodukte, Maschinen usw. sich vergrößern und in Folge dessen Rabatte sowie günstigere Lieferbedingungen ausgehandelt werden können.
- Politische Entscheidungen bestimmen heute in erheblichem Maße die Möglichkeiten der Marktöffnung, der Ausfuhr- und Investitionsvorhaben. Die wachsende Internationalität der Konzerne führt daher dazu, dass diese Unternehmen in zunehmender Weise von politischen Entscheidungen abhängig sind. Durch das Erreichen einer bestimmten Unternehmensgröße ergibt sich für diese Unternehmen die Möglichkeit, einen stärkeren Einfluss auf politische Prozesse auszuüben [DIHT (2000), S. 16].

Die vorstehenden Ausführungen und ein Vergleich mit der Darstellung der aktuellen strategischen Entwicklungen in den bundesdeutschen Energieversorgungsunternehmen im Kapitel 4.3.2 belegen eindrucksvoll den engen Zusammenhang, der zwischen diesen beiden, zurzeit noch in einer unterschiedlich ausgeprägten Wettbewerbssituation agierenden Wirtschaftsbereichen besteht. In der nachfolgenden Tabelle sind abschließend noch einmal die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung relevanten Kenndaten einiger ausgewählter Branchen sowie die dortigen aktuellen Entwicklungen im Vergleich zur "Energieversorgungsindustrie" zusammengestellt.

Tabelle 4.3-2: Vergleich von Kenndaten und aktuellen Entwicklungen in ausgewählten Wirtschaftsbranchen in der BRD (Stand 1999); Quelle: [DIHT (2000), S. 41 ff.]

	Kenndaten	aktuelle Entwicklungen	Strategien
Automobil-industrie	1.280 Unternehmen 720.000 Beschäftigte 160 Mrd. € Umsatz (1998) (davon 53% im Ausland)	Neuordnung der Prozessabläufe, Umgestaltung der Wertschöpfungskette durch Konzentration der Endprodukthersteller auf die Kernfertigung Wandel von Zulieferunternehmen zu Systemlieferanten ¹ verschärfter internationaler Wettbewerb	Verschlinkung der Produktion, intern. Allianzen/Fusionen Erweiterung der Angebotspalette durch Dienstleistungen
Chemische Industrie	1.750 Unternehmen 478.000 Beschäftigte 87 Mrd. € Umsatz (1999)	Belebung der Weltwirtschaft mit positiven Auswirkungen auf Exportgeschäft wird erwartet verschärfter internationaler Wettbewerb Konzentrationen auf der Kunden-seite, d.h. im Handel	Konzentration auf Kernkompetenzen Anstreben der Technologieführerschaft Kooperationen/Allianzen/ Vernetzung Sicherstellung der erforderlichen Human Resources Ausbau der „strat. Forschung“, um Trends zu erkennen
Elektro-, Computer-, Software-industrie	3.150 Unternehmen (1998) 860.000 Beschäftigte 180 Mrd. € Umsatz	Abnehmer fordern innovative Produkte besonders wachstumsstarker Zweig ist die Telekommunikation	Reduzierung des Produktionsprogramms auf die Kernfertigung + Outsourcing (große Unternehmen) Zulieferer müssen Systemfähigkeit erreichen, Angebot produktbegleitender Dienstleistungen
Energieversorgungsin-dustrie	1.720 Unternehmen (1996) 450.000 Beschäftigte 180 Mrd. € Umsatz	Novellierung EnWG 1998 /Liberalisierung des Energiemarktes Gesetze zur Förderung der Stromerzeugung aus REG sowie aus kommunaler KWK (2000)	Konzentration auf Kernaktivitäten (Stromversorger, Mineralölverarbeiter) „Paket-Angebote“ über Strom + Gas Durchführung von Kostensenkungsmaßnahmen Nutzung von Synergieeffekten durch Fusionen

¹ "Zukünftige Aktivitäten entlang der Asset-getriebenen Wertschöpfung werden durch Überlegungen zur Innovationsgeschwindigkeit und Zusammenführung neuer Partner getrieben. Erste Trends sind in der Automobilbranche zu erkennen, wo Lieferanten über die Einkaufsplattformen verstärkt in den Planungs- und Produktionsprozess einbezogen werden." [ET (2001c), S. 577]

4.3.3.3 Entwicklung in ausgewählten Branchen

a) Dienstleistungen

"Die Kunden erwarten nicht nur die Bereitstellung eines Sachgutes, sondern immer häufiger zusätzliche Leistungen wie Beratung, Finanzierung, Inbetriebnahme und Wartung 'aus einer Hand'" [DIHT (2000), S. 9].

Konzerne stellen diese Dienstleistungen überwiegend durch externe, gelegentlich durch Auslagerung entstandene Tochterunternehmen bereit. Beispielhaft sind in der Tabelle 4.3-3 einige aktuelle Dienstleistungsunternehmen des DaimlerChrysler-Konzerns zusammengestellt.

Tabelle 4.3-3: Dienstleistungs-Tochterunternehmen der DaimlerChrysler AG;
Quelle: [http://www.daimlerchrysler.de/index_g.htm, Abfrage 2.2.02]

Unternehmen	Dienstleistungsangebote
DaimlerChrysler Services AG (debis), Berlin	Financial Services, IT-Services, debis Leasing
Mercedes-Benz Finanz GmbH, Stuttgart	Fahrzeugfinanzierungen
Mercedes-Benz Leasing GmbH, Stuttgart	Fahrzeugbezogene Leasingverträge
Mercedes-Benz Credit Corporation, Norwalk	
debis Financial Services Inc., Norwalk	Customer Service Center und Versicherungs-Angebote
debis Air Finance	Flugzeug-Leasing
Mercedes-Benz Charterway GmbH	Fuhrpark- / Transportberatung (Nutzfahrzeuge)

Kleine und mittlere Unternehmen bieten Service-Leistungen noch überwiegend selbst an. Aber auch bei ihnen setzt sich zunehmend die Zusammenarbeit mit Dienstleistungspartnern durch, ohne dass dies für die Kunden erkennbar wird.

b) Kundenbindung

Ein Beispiel für eine erfolgreiche Kundenbindung liefert die amerikanische Automobilindustrie. Stagnierende Nachfrage und Konkurrenz aus dem Ausland führten zu Beginn der 90er Jahre zu einer schwierigen wirtschaftlichen Situation für die drei führenden Hersteller General Motors, Ford und Chrysler. Nachdem die Einführung verschiedener Rabattsysteme nicht den gewünschten Erfolg zeigten, brachte General Motors Anfang 1992 eine GM-Kreditkarte auf den Markt, mit der beim Kauf eines GM-Fahrzeuges bis zu 500 \$ pro Kaufvertrag bzw. bis zu 3.500 \$ in sieben Jahren gutgeschrieben wurden [Nalebuff (1996), S. 200].

Der Erfolg des Kreditkartenprogramms beruhte im Wesentlichen darauf, dass GM den eigenen Kunden geringere Preise berechnete, als den Kunden der Konkurrenten (was im Grunde das Gegenteil dessen ist, was gewöhnlich für die beste Strategie gehalten wird).

Eine weitere Branche, in der Aspekte der Kundenbindung seit jeher eine bedeutende Rolle spielen, sind Fluggesellschaften. Wegen hoher Fixkosten und Unflexibilität sind diese laut Nalebuff am erfindungsreichsten, wenn es um Möglichkeiten zur Erhöhung ihres Mehrwertes in einem von Konkurrenz geprägten Markt geht [Nalebuff (1996), S. 146].

Dabei sind als "Belohnung für Kundentreue" Waren oder Dienstleistungen effizienter und vor allem für die Unternehmen preisgünstiger als Bargeld: In Vielflieger-Programmen beispielsweise werden die mit bestimmten Fluggesellschaften zurückgelegten Meilen angesammelt, bei Erreichen einer bestimmten Meilenzahl erhält der Kunde Freiflüge auf normalerweise nicht voll ausgebuchten Flugstrecken [Nalebuff (1996), S. 147 ff.]. In diesem Beispiel wird eine win-win-Lösung erzielt, da der "Wert" des Freifluges für den Kunden die tatsächlichen Kosten der Fluggesellschaft weit übersteigen kann und somit beide Seiten mit dem Handel zufrieden sind.

c) Zusatzangebote / "Multi Utility"

Für die bereits im Zusammenhang mit der aktuellen Entwicklung in den Energieversorgungsunternehmen beschriebene Multi-utility-Strategie finden sich Beispiele unter anderem im Bereich der Telekommunikation. Nach dem Aufbruch der staatlichen Monopole in 1997 drängten sich viele Anbieter in den Markt, um die Verteilung vorzunehmen und dabei große Transportkapazitäten auszuhandeln (Satelliten, Kabelnetze usw.). Dabei entstand insbesondere ein Wettbewerb um den Besitz des Verteilungsnetzes zum Hausanschluss. Dieser verursacht zwar die höchsten spezifischen Kosten, erlaubt aber andererseits für mögliche neue Dienstleistungen den direkten Zugriff auf den Kunden. Dabei sind insbesondere die Bündelung von Offerten und kommunikationsfremde Zusatzangebote interessant. Es ist abzusehen, dass die neuen Telefonprovider in Märkte eindringen, die über die bisher gewohnten Gesprächsvermittlungen und Gesprächstransporte hinausgehen [Ossenbrink (1998), S. 7].

Ein weiteres Beispiel stammt aus Großbritannien, einem der Pionierländer bei der Liberalisierung der Energiemärkte. Aus der British Gas ging 1997 das Unternehmen "Centrica" hervor und betrieb sofort eine offensive Erweiterung seiner Geschäftsfelder über die Gasversorgung hinaus: Bis Ende 1999 waren 2,6 Mio. Stromlieferungsverträge mit Haushaltskunden in Großbritannien abgeschlossen worden. Zudem wurden im September desselben Jahres die Automobile Association (AA; 9,7 Mio. Mitglieder) akquiriert und unter dem Markennamen "Goldfish" verschiedene Finanzdienstleistungen angeboten.

Die Unternehmensbereiche von Centrica - Slogan: "Centrica - taking care of the essentials" - umfassen heute:

- "in the home": Strom- und Gasversorgung von Privathaushalten in Großbritannien (Markennamen: British Gas bzw. Scottish Gas) Unter dem Stichwort "dual fuel" wird es hier in Kürze eine gemeinsame Abrechnung geben.
Zudem ist Centrica in Großbritannien bereits einer der Marktführer im Bereich der Gebäude-Überwachungssysteme und bietet Versicherungen gegen Rohrbrüche oder Ausfall von Küchengeräten sowie einen diesbezüglichen 24-Stunden-Notdienst an. Per Internet verkauft das Unternehmen Herde. Seit 2000 engagiert sich Centrica im Bereich der Telekommunikation.
- "on the road": Pannenhilfe und andere Dienstleistungen für Autofahrer (unter dem Markennamen der AA). 1999 wurde über 4,2 Mio. mal Pannenhilfe geleistet. Zudem betreibt die AA eine Fahrschule (etwa 85.000 Kunden pro Jahr) und gibt Bücher, Reiseführer und Straßenkarten heraus.

- Finanzierungsleistungen: Kredite, Versicherungen, Sparverträge und Investitionsprodukte usw. (unter den Markennamen Goldfish, British Gas und AA) Über 1 Mio. Kunden nutzen die Goldfish-Kreditkarte, die auf der Liste der in Großbritannien bekanntesten Kreditkarten mittlerweile bereits an 2. Stelle steht. Mit 1,6 Mio. Haus- und Fahrzeugversicherungen ist Centrica inzwischen der größte unabhängige Versicherungsvermittler in Großbritannien [Homepage <http://www.centrica.co.uk>, Stand 31.1.2002].

d) Neue Geschäftsfelder

Es gibt Bereiche, in denen der technische Fortschritt nur noch langsam voranschreitet, Gewinne und Renditen aufgrund des Wettbewerbsdrucks schrumpfen und ein Konzentrationsprozess noch immer andauert. Ein Beispiel hierfür ist nach Ansicht des Deutschen Industrie- und Handelstages die Stahlbranche. Die hier tätigen Großkonzerne nehmen die stagnierenden oder rückläufigen Aufträge wahr und versuchen, neue, zukunftssträchtige Geschäftsfelder zu besetzen.

So arbeitet der ThyssenKrupp-Konzern nicht mehr überwiegend im Bereich der Stahlerzeugung, sondern bietet Aufzüge, Produktionssysteme, Service-Dienstleistungen und Engineering an.

Die Preussag AG hat sich innerhalb von 10 Jahren vollständig aus dem Anlagen- und Schiffbau sowie der Stahl- und Metallerzeugung zurückgezogen und einen Touristik-Bereich aufgebaut [DIHT (2000), S. 16].

Ein weiteres Beispiel sind die Tankstellen, die sich von reinen Kraftstoffverkaufsstellen mehr und mehr zu Supermärkten entwickeln. "Was mit Mitnahmeartikeln und Ersatzteilen begann, wurde nach und nach zum rentablen Geschäft für Pächter und Konzerne." [Simon (2000), S. 372] Mittlerweile betreiben die ersten Mineralölunternehmen, beispielsweise Shell mit der Marke "Select", sogar Shops ohne Kraftstoffverkauf.

e) Erlössicherung bei reduziertem Absatz

Dass auch mit einem reduzierten Absatz eines Produktes eine Steigerung der Erlöse erzielt werden kann, beweist die Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC): "Sorgen bereitete hingegen die Preisentwicklung beim internationalen Rohölpreis, der in Folge einer nicht vorhersehbaren und disziplinierten Förderzurückhaltung, ausgelöst durch OPEC-Vereinbarungen, seit dem 1. Quartal kontinuierlich und deutlich anstieg." [BWK (2000a), S. 29]

Hintergrund dieser Meldung ist, dass sich die OPEC-Erdölminister zu jährlichen Sitzungen treffen, um über zukünftige Produktionsmengen zu beraten. Im Laufe des Jahres 2000 hatten sich die Barrel-Preise für OPEC-Öl von unter zehn Dollar verdreifacht. Nach einer Produktionserhöhung waren sie wieder deutlich zurückgegangen. Die OPEC strebt einen Richtpreis von 25 \$ für Erdöl an [Energiedepesche (1999b), S. 7].

Ein weiteres Beispiel liefert die Diamantenindustrie. Diamanten sind im Prinzip nicht knapp, der Handel wird aber fast vollständig von der südafrikanischen Firma DeBeers kontrolliert, die das Angebot begrenzt hält und nur zehnmal jährlich an 150 geladene Händler zugeteilte Margen verkauft und auf diese Weise weltweit die Preise bestimmen kann [Nalebuff (1996), S. 132 ff.].

4.3.3.4 Entwicklung in der Elektrizitätswirtschaft

Im Oktober 2000 wurde von einer Consulting GmbH eine Branchenanalyse zu den „organisatorischen Reaktionen der deutschen Elektrizitätswirtschaft auf die Liberalisierung“ erstellt. Hierzu wurden Fragebogen an ca. 50% aller deutschen Stromversorgungsunternehmen versendet; der auswertbare Rücklauf betrug ca. 10%. „Ziel der Untersuchung war, die bereits vollzogenen, gegenwärtigen und geplanten Reaktionen deutscher EVU im Bereich der Unternehmensgestaltung zu identifizieren, um hieraus mögliche Trends und Handlungsbedarfe für die Branche ableiten zu können“ [ET (2000g), S. 748 ff.].

Da davon auszugehen ist, dass die in der Stromwirtschaft gemachten Erfahrungen unter Umständen in vergleichbarer Weise auch für die von der noch weitgehend bevorstehenden Liberalisierung der Gaswirtschaft betroffenen Unternehmen relevant sind, werden einige Ergebnisse der genannten Analyse nachfolgend zusammengestellt:

- Hinsichtlich der Organisationsformen ergab sich, dass bei über 50 % der Umfrageteilnehmer die Umsetzung einer Center-, Projekt- und Prozessorganisation bereits in der Implementierungsphase ist.
- In Bezug auf Managementinstrumente gaben 86% der EVU an, das Benchmarking bereits zu nutzen bzw. in Kürze zu nutzen.
- Bei über der Hälfte der Befragten spielen im Rahmen von Kostenreduktionsmaßnahmen das Outsourcing oder Lean Management eine Rolle.
- Als Gründe für die Notwendigkeit einer Reorganisation der Kundenbeziehungen, des Stromvertriebes und -Einkaufes, aber auch nahezu aller internen Abteilungen werden vor allem der zunehmende Wettbewerbsdruck, die Notwendigkeit des Angebotes verbesserter und differenzierter Dienstleistungen und der Zwang zur Kostensenkung genannt.
- Die Tatsache, dass bisher lediglich 30% der befragten Unternehmen bereits ein Reorganisationsprojekt durchgeführt haben, weist darauf hin, dass die „Notwendigkeit einer signifikanten strukturellen Anpassung an die neuen Rahmenbedingungen in den letzten zwei Jahren nicht die zentrale Rolle gespielt“ haben.
- Um eine konsequente Kundenorientierung umzusetzen, verfügen alle Umfrageteilnehmer bereits über eine dezidierte Marketing- und Vertriebsorganisation. Weit fortgeschritten ist ebenfalls die Umsetzung einer Dienstleistungskultur in den Unternehmen.
- Aus Sicht der EVU haben die besten Voraussetzungen für ein Überleben im liberalisierten Strommarkt die Unternehmen, „die eine konsequente Kundenorientierung betreiben, den Markt mitgestalten, sich auf ihre Stärken konzentrieren und ihre Prozesse kennen und optimieren.“

Die Autoren der Untersuchung kommen zum Ergebnis, dass nach dieser ersten Phase des Wettbewerbs, in der es vor allem um die Sicherung und Ausweitung der Marktanteile ging, in einer zweiten Phase der Aufbau einer flexiblen und effizienten Organisationsstruktur in den Unternehmen im Vordergrund stehen wird. Nur eine derartige Organisation könne „als Basis für die erfolgreiche Umsetzung eines konsequenten Kundenbeziehungsmanagements, der Identifizierung weiterer Kostensenkungspotenziale sowie des Aufbaus umfassender Dienstleistungskonzepte dienen.“ [vgl. ET (2000g), S. 748]

4.4 Langfristige Strategieoptionen

4.4.1 Grundlagen

Aspekte der politischen und wirtschaftlichen Globalisierung werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen (vgl. Kapitel 4.2.1) und im Zusammenhang mit stagnierenden oder schrumpfenden Absatzmärkten im Wärmebereich (vgl. Kapitel 2.4.4) zu einer Verschärfung des Wettbewerbs für die im Wärmemarkt tätigen Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik führen. Die in diesen Unternehmen ohnehin zu verzeichnenden Tendenzen wie unter anderem eine Effizienzsteigerung (verbunden mit Personalabbau) oder die Einführung eines „Lean Managements“ werden beschleunigt (vgl. Kapitel 4.3.2).

Um angesichts des dynamisch sich verändernden Energie- bzw. Wärmemarktes Risiken managen, Chancen gewinnbringend nutzen und Marktpositionen erfolgreich halten bzw. ausbauen zu können, müssen die Unternehmen der Energiewirtschaft ihre Geschäftsstrategien grundsätzlich neu ausrichten.

Weder die im Kapitel 4.1 beschriebene quantitativ orientierte "Langfristplanung", die sich auf die Erledigung operativer Aufgaben beschränkt ("statische Branche"), noch die klassische Vorgehensweise einer Strategieentwicklung in sich langsam und vorhersehbar ändernden Umfeldern, die auf einer Extrapolation von Veränderungen anhand der bisherigen Entwicklung beruht ("transformierende Branche"), liefert das hierfür erforderliche Instrumentarium.

Die diskontinuierlichen Veränderungsprozesse, die heute in der Energiewirtschaft zu beobachten sind, machen die Entwicklung neuer zukunftsweisender Strategien erforderlich ("dynamische Branche", s. Abbildung 4.4-1) [ET (2000d), S. 744].

Als wesentliche Einflussfaktoren bzw. "Zukunftstreiber" für die Entwicklung von Branchenszenarien in der Energiewirtschaft wurden identifiziert:

- Das Angebot individueller Dienstleistungen wird vom Kunden gefordert und entscheidet über Marktanteile (vgl. Kapitel 4.3.2.3). Bei homogenen Produkten (Strom und Gas) tritt der Preis als Kaufkriterium zunehmend in den Hintergrund. Hierauf verwies unter anderem der Vertriebsvorstand der RWE Plus AG: "Auf dem deutschen Markt hat man den Vorteil, die Kunden im Vergleich zu anderen Ländern besser einschätzen zu können. Hier steht fest: Sicherheit, Qualität und Service sowie Kulanz, dann erst kommt der Preis. Oft spricht der Kunde über den Preis, meint aber die anderen Faktoren." [ET (2001d), S. 357]
- Entsprechend verlieren die bisherigen Produkte deutlich an Wert: "Strom wird ein reines Zusatzprodukt, hat keinen eigenen Marktwert - 'buy one, get 2nd free'" [ET (2000d), S. 745]. Diese Entwicklung wird zum Beispiel durch die stetig wachsende Angebotspalette des britischen Unternehmens Centrica bestätigt, das neben der Stromlieferung unter anderem Gebäude-Überwachungssysteme, Versicherungen gegen den Ausfall von Küchengeräten, einen diesbezüglichen 24-Stunden-Notdienst usw. anbietet (vgl. Kapitel 4.3.3.3).
- Die Branche wird durch neue Technologien in der Energieerzeugung (Brennstoffzelle, vgl. Kapitel 2.3.5) oder in der Kommunikationstechnik (vgl. Kapitel 4.3.1) revolutioniert.

- "E-Commerce treibt die Konvergenz radikal voran." [ET (2000d), S. 745] Ein Beispiel hierfür liefert die vom Unternehmen E.ON eingeführte Internet-Handelsplattform, die auf dem 7. Deutschen IIR Energiekongress beschrieben wurde als "ein Verkaufportal mit Querverbindungen, das weit über Stromdienstleistungen hinausgeht." [ET (2001d), S. 358] Die zunehmende Bedeutung neuer Kommunikationstechnologien wurde allerdings bereits Anfang der 90er Jahre erkannt: "Technologie reißt Grenzen zwischen Branchen nieder und führt sie zusammen." [Porter (1992), S. 409]
- Auf allen Stufen der Wertschöpfungskette betreten Konkurrenten den Markt, die sowohl aus der Energieversorgungswirtschaft als auch aus der Finanzwirtschaft oder von Geräteherstellern kommen und sich auf bestimmte Teilbereiche des Marktes konzentrieren können. Die im Zuge der Liberalisierung entstandene Konkurrenzsituation wird dadurch zusätzlich verschärft (vgl. Kapitel 4.2.1.3).

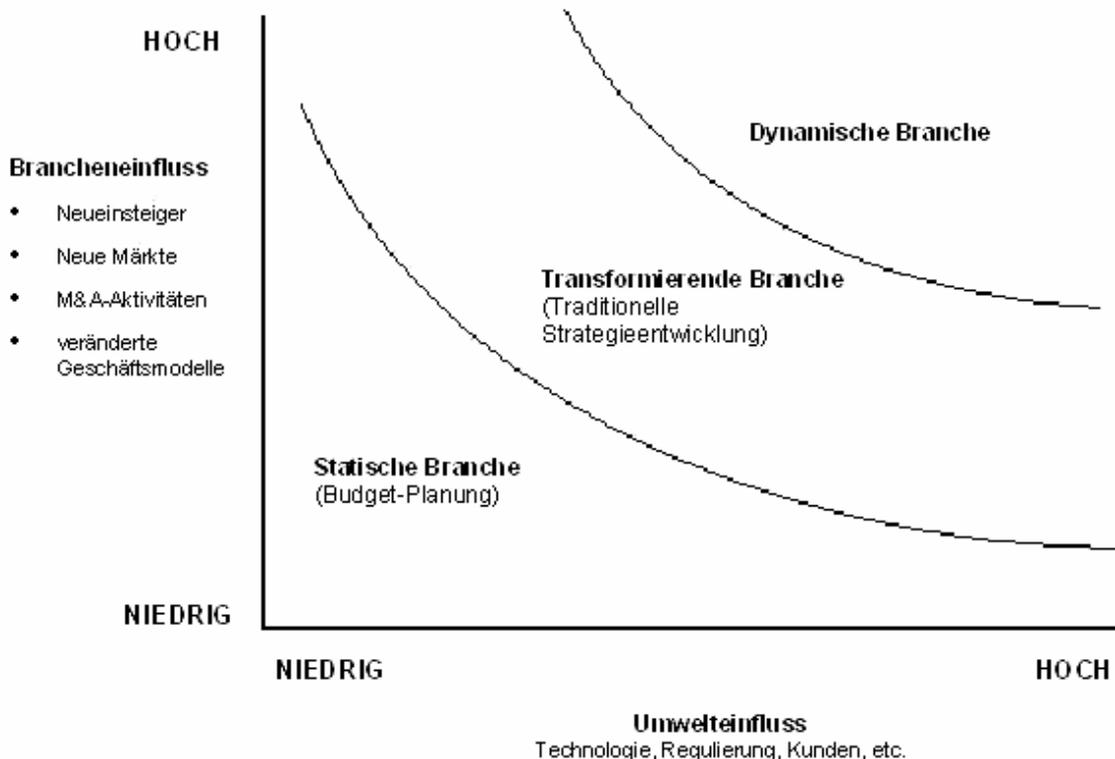


Abbildung 4.4-1: Strategieentwicklungen; Quelle: [ET (2000d), S. 745]

Für die Entwicklung einer zukunftsfähigen Strategie in einer dynamischen Branche sind in einem nächsten Schritt die Aspekte zu identifizieren, die auch langfristig eine Relevanz haben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass weder Rahmenbedingungen noch zukünftige Entwicklungen pauschal für "die Energieversorgungsunternehmen" festgelegt werden können.

Ein klassisches Differenzierungsmerkmal, das in der einschlägigen Literatur sowie in aktuellen Fachveröffentlichungen überwiegend zur Anwendung kommt, stellt dabei die Versorgungsstufe dar, auf der das betrachtete EVU tätig ist. In den vergangenen Jahrzehnten

war es üblich, Energieversorger nach Verbundunternehmen, Regionalunternehmen und Stadtwerken zu trennen; sekundäre Unterscheidungskriterien waren damit die Eigentümerstruktur, die Funktion und die Größe des Unternehmens. So wird beispielsweise immer wieder darauf hingewiesen, dass im Zuge der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes von vielen Seiten ein deutlicher Konsolidierungsprozess auf der lokalen Verteilungsebene prognostiziert worden war, der jedoch bislang ausgeblieben sei. "Vielmehr gehörten die von diversen Seiten im Voraus als Verlierer bezeichneten Stadtwerke bislang zu den Gewinnern des Liberalisierungsprozesses, da die Preisschere zwischen Bezugs- und Endkundenpreisen für sie trotz eines generell sinkenden Preisniveaus größer geworden ist." [Ellwanger (2001), S. 169] Es sei allerdings davon auszugehen, dass sich die Wettbewerbsbedingungen auch für die kommunalen EVU in Zukunft verschärfen, so dass es auch für diese außerordentlich wichtig werde, jederzeit zu marktgerechten Konditionen Strom und Gas beschaffen zu können. Verbundunternehmen und einige größere Stadtwerke hätten zu diesem Zweck bereits eigene Energiehandelsabteilungen eingerichtet und sich im Großhandelsmarkt etabliert. Für kleinere Unternehmen gäbe es verschiedene Möglichkeiten für einen Zugang zum Großhandelsmarkt, wie z.B. der Aufbau eines eigenen Handelsmarktes, Energiehandel durch Dritte oder Kooperationen mit anderen Unternehmen [Ellwanger (2001), S. 169 ff.].

Die Tatsache, dass hier von "Verbundunternehmen und einigen größeren Stadtwerken" gesprochen wird, deutet bereits darauf hin, dass eine eindeutige Trennung dieser beiden Gruppen von EVU zunehmend Schwierigkeiten bereitet. In neueren Publikationen wird nun explizit darauf hingewiesen, dass eine Betrachtung der Stadtwerke als Gruppe innerhalb der deutschen Energieversorgungslandschaft "nicht die erforderliche Trennschärfe" gewährleiste. In Folge des im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte entstandenen Wettbewerbs sei die bisherige Aufgliederung nicht mehr relevant, da

- die Grenzen verwischen (z.B. zunehmend plurale Eigentümerstruktur),
- es innerhalb der Gruppen zu Ausdifferenzierungen kommt (Einige Stadtwerke expandieren über das eigene Netzgebiet hinaus, andere gliedern bisherige Unternehmensbereiche aus.) und
- eine Vielzahl neuer Akteure (klassische Energieversorger aus dem Ausland oder inländische Neueinsteiger) auftreten [ET (2001a), S. 442 ff.].

Der aus dieser Entwicklung resultierende Vorschlag geht dahin, eine Differenzierung nach Wertschöpfungsstufen vorzunehmen:

a) Erzeugungsunternehmen

Im Zuge der Liberalisierung wird in dieser Gruppe wegen bestehender Überkapazitäten eine Reduzierung der Gewinne erwartet. Stadtwerke, die als "kleine und mittlere Unternehmen" (KMU) einzustufen sind, werden hier auch in Zukunft keine entscheidende Rolle spielen, da sie weder Skaleneffekte nutzen noch ein angemessenes Risikomanagement realisieren können.

b) (Groß-)Handelsunternehmen

Hier wird eine Steigerung der Gewinne prognostiziert. Für die Stadtwerke stellt sich die Situation hier jedoch ähnlich wie im Erzeugungsbereich dar: Erfolgsentscheidend

seien die Entwicklung von Handelskompetenz sowie eines Risikomanagements, die im Bereich der KMU in der Regel im Rahmen von Kooperationen mit weiteren Stadtwerken realisiert werden.

c) Netzunternehmen

Diese werden nach Ansicht der zitierten Autoren konstante Gewinne erzielen. Stadtwerke sind hier aufgrund ihrer Möglichkeit, Energiedienstleistungen usw. anzubieten, gut positioniert.

d) Vertriebs- oder Einzelhandelsunternehmen

Bei den einseitig auf den Vertrieb spezialisierten Unternehmen werden Gewinneinbußen erwartet. Hier sind Stadtwerke aufgrund des bestehenden Preiswettbewerbs vor allem im Bereich der Großkunden (z.B. auch Bündelkunden) mit einer Wechselquote von bis zu 30 % schlecht positioniert. Im Haushaltskundenbereich ist die Situation dagegen aufgrund von "Multi-Utility-Vorteilen" sehr günstig. Die Wechselquote liegt hier lediglich bei 3% [ET (2001b), S. 488].

Das Angebot von Energiedienstleistungen bildet einen Schwerpunkt bei den in wissenschaftlichen Veröffentlichungen ausgesprochenen Empfehlungen an die - vor allem in den oben genannten Positionen c) und d) aufgeführten - Unternehmen der Energiewirtschaft. Dabei ist davon auszugehen, dass der Dienstleistungsgedanke hier seit jeher eine gewisse Rolle spielt, bisher allerdings ausgelöst durch den bestehenden Preisdruck auf dem Markt der "Unternehmensprodukte". Der Preis ist das maßgebliche Kauf-Kriterium für ein homogenes Produkt, und Strom, Gas und Fernwärme sind zunächst homogene Produkte. Um deren Absatz auch in Zeiten des Preisverfalls sicherzustellen, ist es erforderlich, diese Produkte entsprechend dem Multi-Utility-Konzept in ein "Dienstleistungspaket" zu integrieren.

Vor dem Hintergrund der Fragestellung der vorliegenden Untersuchung ergibt sich diesbezüglich ein neuer Aspekt: Überlegungen in Richtung eines Ausbaus des Dienstleistungsangebotes werden nunmehr „absatzgetrieben“ notwendig. Dabei können für die strategischen Handlungsoptionen, die einem Versorgungsunternehmen heute zur Absatz- und/oder Erlössicherung zur Verfügung stehen, neben der Positionierung auf einer bestimmten Versorgungsstufe oder der Geschäftstätigkeit in einer spezifischen Wertschöpfungsstufe unter anderem auch die Größe und die örtliche Lage des EVU eine erhebliche Rolle spielen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die den Energieversorgungsunternehmen vor dem Hintergrund eines sinkenden spezifischen Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden und auf der Grundlage einer auch im Bereich des Gasmarktes weiter voranschreitenden Liberalisierung zur Verfügung stehenden Strategieoptionen zusammengestellt, wobei zunächst die interne Umgestaltung der Energieversorgungsunternehmen und in einem zweiten Schritt ihre Positionierung nach außen betrachtet werden. Vor allem in Bezug auf den Marktauftritt der Unternehmen werden sowohl "klassische" Unterscheidungsmerkmale zwischen den EVU als auch die aus einer Tätigkeit auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen resultierenden Unterschiede berücksichtigt.

4.4.2 Strategien "nach innen"

Die aktuellen strategischen Entwicklungen in den Energieversorgungsunternehmen der Bundesrepublik wurden im Kapitel 4.3.2 zusammengestellt. Maßgeblich sind die Stärkung des Vertriebs- und Marketingbereiches, die Entwicklung von Energiedienstleistungsangeboten mit der Zielsetzung einer Intensivierung der Kundenbindung, Rationalisierungs- und Kooperationsaktivitäten sowie die Erschließung neuer Geschäftsfelder.

In nahezu allen genannten Bereichen spielen Begriffe wie "Unternehmenskultur", "Unternehmensidentität" oder "Unternehmensleitbild" eine zunehmend wichtige Rolle.

Die Unternehmenskultur kann dabei als "Set von Werten, Glaubenssätzen und gemeinsamen Inhalten, der von allen Mitgliedern der Organisation geteilt wird," beschrieben werden. "Mitgliedern vermittelt er ein Gefühl der Zusammengehörigkeit und Identität." [ET (2000e), S. 752]

An anderer Stelle wird die Unternehmensidentität definiert als "der unverwechselbare Charakter eines Unternehmens". Sie bestehe aus den "Faktoren Vision, Kernkompetenzen und strategische Marktpositionierung, die durch die grundsätzlichen Unternehmenswerte verbunden sind." [Herbek (2000), S. 46].

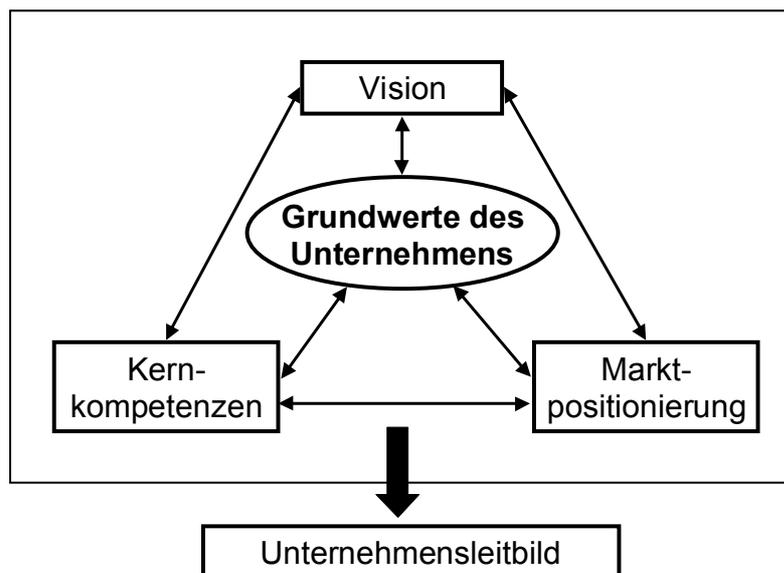


Abbildung 4.4-2: Darstellung der "Unternehmensidentität; Quelle: [Herbek (2000), S. 46]

Die Gesamtheit dieser Faktoren kann in einem Unternehmensleitbild dargestellt werden (vgl. Abbildung 4.4-2), das wiederum - vor allem aus dem Blickwinkel eines ressourcenorientierten Ansatzes für das strategische Management (vgl. Kapitel 4.3.1.2) - eine entscheidende Grundlage für den Unternehmenserfolg darstellt: "Vision und Kernkompetenzen müssen miteinander übereinstimmen, um eine zielgerichtete Marktleistung zu produzieren. Die Übereinstimmung mit den Markterfordernissen generiert den nachhaltigen Unternehmenserfolg." [Herbek (2000), S. 63].

Dabei wird in aktuellen Veröffentlichungen stets darauf hingewiesen, dass alle Mitarbeiter eines Unternehmens in den Prozess der Entwicklung und Einführung eines Leitbildes eingebunden werden müssen: "Für die Akzeptanz und somit für den Erfolg eines Leitbildes in der Praxis ist die kommunikationsorientierte Gestaltung bedeutsam. Die strategische Verantwortung und damit die grundsätzliche Ausrichtung liegen in der Kompetenz des Vorstandes; an der Entwicklung sollen jedoch in unterschiedlicher Intensität alle Ebenen des Unternehmens beteiligt werden." [ET (2000e), S. 752]

Die Umsetzung der zu Beginn des Kapitels 4.4.2 genannten aktuellen strategischen Prozesse in den Energieversorgungsunternehmen stellt bereits gewisse "unternehmenskulturelle" Anforderungen, die bei Nicht-Vorhandensein durch das EVU zu entwickeln sind.

Beispiel "Energiedienstleistungsangebote"

Insbesondere für die Erarbeitung von Energiedienstleistungen mit der Zielsetzung einer Kundenbindung sind die Unternehmenskultur oder das Unternehmensleitbild als kennzeichnende "Eigenschaften" / "Merkmale" eines Energieversorgungsunternehmens relevant. Die Versorgungsunternehmen müssen sich einem grundsätzlichen Wandel vom Monopolisten zum Energiedienstleister unterziehen. Dies erfordert eine hohe Flexibilität in Unternehmen, die in der Vergangenheit meist von einer streng hierarchisch gegliederten Struktur geprägt waren. Für ein erfolgreiches Agieren im Markt ist daher eine Dezentralisierung erforderlich, in den einzelnen Unternehmensbereichen müssen Aspekte wie Selbstorganisation und Selbstregulierung ausgebildet werden.

Entsprechend haben aktuelle Erfahrungen gezeigt, dass in der Regel das Dienstleistungsniveau in Stadtwerken dann höher ist, wenn:

- verstärkt Verantwortung delegiert und ein kooperativer Führungsstil praktiziert wird,
- wenn die Mitarbeiter in hohem Maße in Entscheidungsfindungsprozesse eingebunden sind,
- wenn eine offene Informationspolitik betrieben und
- ein systematischer Lern- und Verbesserungsprozess unter Beteiligung aller betroffenen Mitarbeiter praktiziert wird. [Gahl (2001), S. 343]

Kennzeichnend dafür, dass die genannten Erfordernisse in den Unternehmen der Energiewirtschaft erkannt wurden, ist zum einen die Tatsache, dass Investitionen, die sich in den vergangenen Jahrzehnten auf den Auf- und Ausbau bzw. die Erneuerung der betrieblichen Anlagen beschränkten, heute zu einem großen Teil in den Bereich der Werbung und des Marketings sowie in die Personalqualifizierung fließen. "Das Engagement, die Motivation und die Qualifikation der Mitarbeiter sind die entscheidenden Faktoren, die über die Wettbewerbsfähigkeit der Dienstleistung entscheiden." [Gahl (2001), S. 342]

Zum anderen spielen bei der Besetzung von Führungspositionen in den Unternehmen der Energiewirtschaft neben der fachlichen Qualifikation die sogenannten "soft skills" eine ausschlaggebende Rolle; die entsprechenden Stellenausschreibungen enthalten infolgedessen sämtlich Schlagworte wie "Sozialkompetenz", "Teamfähigkeit", "kommunikative Fähigkeiten", "kooperativer Führungsstil", "Kooperationsfähigkeit" usw.

Beispiel "Vertrieb/Marketing"

Wettbewerbsvorteile werden nicht allein durch die Größe des Unternehmens (economies of scale) definiert, sondern erweisen sich letztlich beim Kunden. Wer die Bedürfnisse seiner Kunden besser bedient als seine Mitbewerber, wird sich in einem liberalisierten Markt behaupten können. Entgegen anfänglicher Prognosen hat sich infolgedessen bislang gezeigt, dass der Preis als Wettbewerbsvorteil nur zu geringen Marktanteilsgewinnen führt. Die Preissensibilität im Strommarkt ist gering, die Wechselquote im Bereich der privaten Haushalte liegt unter 3%. Es ist zu vermuten, dass im Zuge der weiteren Liberalisierung des Gasmarktes eine vergleichbare Entwicklung eintritt.

Für eine Sicherung bzw. eine Erhöhung des Absatzes sowohl im Strom- als auch im Wärmemarkt kann daher der Aufbau geeigneter Vertriebs- und Marketingstrategien von ebenso großer Bedeutung sein wie beispielsweise die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen bei der Energieerzeugung und -verteilung.

Hieraus ergeben sich vor allem Chancen für kleine und mittlere Stadtwerke, die ihre Marktposition festlegen und eine hierauf abgestimmte Marketing- und Unternehmensstrategie konsequent umsetzen müssen. Grundlagen sind in diesem Zusammenhang wieder die innerbetrieblichen Ressourcen ("soft factors" / "soft skills").

Beispiel "Kooperationen/Fusionen"

Dem Angebot von Energiedienstleistungen als Aktivitäten auf lokaler Ebene stehen die Herausforderungen der globalen wirtschaftlichen und politischen Vernetzung im Rahmen von internationalen Absatz- und Beschaffungsmärkten, von internationalen Kooperationspartnern und von politischen Ansprechpartnern auf EU-Ebene gegenüber. Als Reaktion auf die Globalisierung gehen vor allem die regionalen Energieversorger verstärkt Kooperationen und Allianzen ein.

Auch in diesem Zusammenhang kann ein Unternehmensleitbild positive Effekte haben. Fusionen von Unternehmen beispielsweise stellen neben einer Fülle operativer Aufgaben auch eine sehr hohe emotionale Herausforderung für alle Beteiligten dar. Mitarbeiter müssen ihre Aufgaben neu definieren und eine Identifikation mit dem veränderten Unternehmen finden, Führungskräfte sollen eine Unterstützung für diese Orientierung bieten. "Mit einem Unternehmensleitbild lassen sich ... das Selbstbild, die strategischen Ziele und der Handlungsrahmen für alle definieren." [ET (2000e), S. 752]

Die große Bedeutung, die eine enge Verbundenheit der Mitarbeiter mit "ihrem" Unternehmen für den wirtschaftlichen Erfolg auch oder insbesondere in wettbewerblichen Märkten hat, kann auch am Beispiel der "Hidden Champions" aufgezeigt werden. In seiner gleichnamigen Publikation macht der Autor darauf aufmerksam, dass - von wenigen Ausnahmen abgesehen - der weitaus überwiegende Teil dieser kleinen und mittleren Unternehmen, die in ihrem Produktbereich zu den Weltmarktführern zählen, ihren Standort in Kleinstädten oder Dörfern hat. Der Standort in ländlichen Gebieten habe mehrere Vorteile:

- Das Unternehmen ist der einzige große Arbeitgeber am Ort, so dass die Beschäftigten weniger Alternativen als in der Großstadt haben.

- Andererseits ist das Reservoir an qualifizierten Arbeitskräften auf dem Lande begrenzt, so dass das Unternehmen auch von seinen Beschäftigten abhängig ist.
- Das ungewöhnlich starke Engagement der Mitarbeiter wird zusätzlich dadurch gefördert, dass häufig verschiedene Generationen einer Familie im Unternehmen beschäftigt sind/waren oder dass letzteres auf lokaler Ebene als Sponsor auftritt.
- Die enge Verbundenheit der Mitarbeiter mit dem Unternehmen führt zu einer Effizienzsteigerung. Aus der bei "Hidden Champions" stark ausgeprägten Identifikation der Mitarbeiter mit dem Unternehmen resultiert eine höhere Motivation, die wiederum den Krankenstand und die Fluktuation reduziert [Simon (1997), S. 172 ff.].

4.4.3 Strategien "nach außen"

Trotz der unbestrittenen Bedeutung der unternehmensinternen Strategien liegt das Hauptaugenmerk der Energieversorgungsunternehmen in Bezug auf das strategische Management auf einer erfolgreichen Positionierung "nach außen".

Wie in Kapitel 4.3.1 ausgeführt, wurden hierzu in der Betriebswirtschaftslehre mit dem Ressource-Based View (vgl. Kapitel 4.3.1.2) und dem Market-Based View (vgl. Kapitel 4.3.1.1) zunächst zwei prinzipielle Ansätze entwickelt. Diese unterscheiden sich in ihrer ursprünglichen Definition vor allem in der Bewertung der Grundlagen für den Unternehmenserfolg: Während diese zum einen in den unternehmenseigenen Fähigkeiten und Kompetenzen gesehen werden, die - gezielt kombiniert - zum Erfolg führen, geht der marktorientierte Ansatz davon aus, dass Vorteile in einem wettbewerblichen Markt dadurch erreicht werden, dass ein Unternehmen die Kundenbedürfnisse besser befriedigt als seine Konkurrenten [Gahl (2001), S. 327].

Vor dem Hintergrund eines liberalisierten Energiemarktes und eines zudem stagnierenden bzw. schrumpfenden Wärmemarktes in der Bundesrepublik scheint es naheliegend, dass weder die Entwicklung eigener Kernkompetenzen zur Abgrenzung gegenüber der Konkurrenz noch die Befriedigung relevanter Marktbedürfnisse der einzelnen Kundengruppen bei der Ausgestaltung der Unternehmensstrategien vernachlässigt werden dürfen.

Daneben liefert gerade in der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation die Spieltheorie entscheidende Anhaltspunkte für die Entwicklung von erfolgreichen Strategieoptionen, da

- sie in ihrer grundsätzlichen Ausrichtung von einer ständigen Veränderung des "Spiels" bzw. des Geschäftes ausgeht und alle "Spieler" - und damit auch die Energieversorgungsunternehmen - nicht nur ihre eigenen Strategien laufend an die aktuellen Erfordernisse anpassen, sondern auch potenzielle Veränderungen in den Strategien der "Mitspieler" - wie zum Beispiel der Vorlieferanten oder der Kunden - in ihre eigenen strategischen Entscheidungen einbeziehen und
- die Wertschöpfungsketten hier stets als eine Folge verbundener/zusammenhängender Spiele betrachtet werden, so dass das Risiko, dass durch eine Zerlegung der Prozesse (wie im marktorientierten Ansatz gefordert) die Zusammenhänge bzw. Ordnungen nicht mehr in ausreichendem Maße erkennbar sind, nicht besteht [Bieta (1998), S. 190].

Nachfolgend werden die den Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik zur Verfügung stehenden strategischen Handlungsoptionen unter Berücksichtigung der erforderlichen Rahmenbedingungen dargestellt sowie hinsichtlich der resultierenden Auswirkungen auf die unterschiedlichen "Arten" von Versorgungsunternehmen bewertet.

4.4.3.1 Marktaustrittsstrategien

Es existieren Wirtschaftsbereiche, in denen kaum ein weiterer technischer Fortschritt zu erwarten ist und in denen die Gewinne aufgrund des Wettbewerbsdrucks schrumpfen. Hier kann es für Unternehmen sinnvoll sein, sich vollständig aus den jeweils betroffenen Geschäftsfeldern zurückzuziehen.

Ein Beispiel hierfür liefert die bereits unter Kapitel 4.3.3.3d zitierte Stahlindustrie, in der ein vor einigen Jahren begonnener Konzentrationsprozess zurzeit noch anhält und die Großkonzerne angesichts rückläufiger Aufträge/Erlöse versuchen, neue und zukunfts-trächtige Geschäftsfelder zu erschließen (Aufbau eines Touristik-Bereiches durch die Preussag AG).

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Marktaustrittsstrategien jedoch nicht explizit untersucht, da das hier betrachtete Segment "Wärmemarkt" ein großes Potenzial für die Entwicklung von Energiedienstleistungen und damit für Strategien der Kundenbindung bietet, die für die betroffenen Versorgungsunternehmen - trotz zu erwartender sinkender Absätze (vgl. Kapitel 2.4.4) und auch vor dem Hintergrund eines liberalisierten Energiemarktes - die Erzielung betriebswirtschaftlich zufriedenstellender Ergebnisse auf den für die Wärmeversorgung relevanten Wertschöpfungsstufen möglich machen.

4.4.3.2 Strategien für ein Verbleiben im Markt

Die maßgeblichen Ansätze für das strategische Management im Bereich wirtschaftlich operierender Unternehmen wurden unter Kapitel 4.3.1 vorgestellt. Im Prinzip ist die Entscheidung zu treffen, ob ein Unternehmen Marktvorteile gegenüber den Konkurrenten mit einer günstigen Preisgestaltung für seine Produkte ("Kostenführerschaft") oder auf der Grundlage von kundenspezifischen Angeboten erzielen will, die gegebenenfalls um Energiedienstleistungen ergänzt werden ("Diversifizierung"/"Fokussierung").

Dabei haben Erfahrungen in liberalisierten Strommärkten gezeigt, dass kurzfristig der Strompreis von überragender Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit eines Versorgungsunternehmens ist. "Wer in den frühen Stadien des liberalisierten Marktes Marktanteile halten oder sogar gewinnen will, muss Strompreise anbieten, die dem Wettbewerb standhalten." [Aselmann (2001), S. 322]

Es ist jedoch zu erwarten, dass das derzeitige Nachfrageinteresse am Einzelprodukt "Strom" künftig deutlich zurückgehen wird. Auch wenn zunächst auf Grund des großen Medieninteresses die Möglichkeiten, wie sie durch die Liberalisierung des Strommarktes für den Kunden geschaffen worden sind, im Mittelpunkt stehen, kann künftig von einem deutlichen Rückgang ausgegangen werden [Gahl (2001), S. 335]. Eine vergleichbare Entwicklung wird auch im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung des Gasmarktes zu erwarten sein.

Mittel- und langfristig obliegt es daher dem einzelnen Unternehmen, sich im Markt geschickt zu positionieren. Als Einflussfaktoren gelten insbesondere "die unternehmerische Vision, die Stärken und die Innovationsfähigkeit des Unternehmens und das Verstehen des Marktes bzw. der Kunden und deren Wünschen" [Aselmann (2001), S. 323]. Die Grundlage für die erforderlichen strategischen Entscheidungen in Unternehmen der Energiewirtschaft bilden damit gleichermaßen marktorientierte Gesichtspunkte sowie auch die im Resource-Based View beschriebenen "unternehmensspezifischen Ressourcen" (vgl. Kapitel 4.3.1.2).

In Bezug auf die Kundenbindung ist zu berücksichtigen, dass Kunden unterschiedliche Bedürfnisse oder Wünsche haben, die durch das Energieversorgungsunternehmen zu erfassen und zu bedienen sind. Erfolgreich kann dabei sowohl das Unternehmen sein, das verschiedene Dienstleistungen aus einer Hand (Strategie der Diversifizierung) anbietet, aber auch das Unternehmen, das sich auf Marktnischen (Strategie der Fokussierung) und "Billigstrom" (Strategie der Kostenführerschaft) konzentriert [Aselmann (2001), S. 323].

Welche strategische Marktpositionierung gewählt wird, ist abhängig von der angestrebten Zielgruppe eines Unternehmens sowie von dem vorherrschenden Vertriebskanal und der geografischen Ausdehnung.

Dabei bildet vor allem die geografische Positionierung - regional, national oder international - ein maßgebliches Kriterium für die Entscheidung zwischen einer Preisführerschaft und einer Produktdifferenzierung. Wird die Preisführerschaft angestrebt, richtet sich die Marktpositionierung auf einen Breitenvertrieb aus und ist daher stark quantitativ orientiert. "Preisführerschaft und lokale Marktpositionierung schließen sich im Zeitalter der Globalisierung weitgehend aus." [Herbek (2000), S. 74]

Hieraus resultiert die auf der Ebene von kommunalen Energieversorgungsunternehmen oder Stadtwerken überwiegende Entscheidung für eine Strategie der Diversifizierung:

"Die Nähe zum Kunden erscheint als ein gewichtiger Vorteil kommunaler EVU, den es gilt in eine verstärkte Loyalität der Verbraucher zum Unternehmen umzuwandeln" [Aselmann (2001), S. 322], und ihre "Chancen, mittelfristig über eine Strategie der Multi-Utility nachhaltige Qualitäts- und Leistungsvorteile aufzubauen, sprechen eher für eine qualitätsorientierte Strategie" [Gahl (2001), S. 335].

Die vorstehenden Aussagen beziehen sich zurzeit vor allem auf den Strommarkt, im Zuge einer weiteren Liberalisierung des Gasmarktes werden sie jedoch auch für den Wärmemarkt Gültigkeit erlangen.

Die Kapitel 4.4.3.3 und 4.4.3.4 geben eine Übersicht über die jeweils erforderlichen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Umsetzung der beschriebenen Strategien und bewerten anhand von Beispielen die resultierenden Auswirkungen in den Energieversorgungsunternehmen.

4.4.3.3 "Kostenführerschaft" / Rahmenbedingungen und Auswirkungen

Kennzeichnend für die derzeitige Situation des Energie- bzw. des Wärmemarktes in der Bundesrepublik sind der durch die Liberalisierung entstandene Wettbewerb sowie ein in Teilbereichen rückläufiger Absatz (vgl. Kapitel 2.4.4).

Diese beiden Faktoren tragen maßgeblich dazu bei, dass Strategien der Kostenführerschaft lediglich von einer kleinen Zahl von Energieversorgungsunternehmen, die zudem nur auf spezifischen Stufen der Wertschöpfungskette tätig sind, verfolgt werden, da geringe Margen in Verbindung mit sinkenden Absätzen auf lange Sicht betriebswirtschaftlich nicht tragbar sind.

Im Prinzip ist die Marktstrategie der Kostenführerschaft beschränkt auf die Ebene der Erzeugungsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1 a). Hier bestehen insbesondere im Bereich der Stromerzeugung und vor dem Hintergrund eines mittlerweile internationalen Marktes erhebliche Überkapazitäten. Es ist damit zu rechnen, dass Energieversorger, die sich auf den Stromerzeugungsbereich spezialisiert haben, nur dann überleben, wenn es ihnen gelingt, Skaleneffekte weitestgehend auszuschöpfen. Infolgedessen ist bei Unternehmen, die eine Strategie der Kosten- oder Preisführerschaft verfolgen, die Anzahl der Kooperationen und Fusionen überproportional hoch (vgl. Kapitel 4.3.2.2).

Eine analoge Entwicklung vollzog sich im Fahrzeugmarkt, der bereits seit Jahren von einer Unterauslastung der weltweiten Produktionskapazitäten gekennzeichnet ist. Die Automobilindustrie war daher an der Erschließung neuer Märkte für den Absatz ihrer Produkte interessiert, was wiederum zu einer Vielzahl von Allianzen und Kooperationen oder zum Erwerb von Eigentumsanteilen an dort ansässigen Unternehmen führte [DIHT (2000), S. 16]. Durch gemeinsames Auftreten ließen sich zudem Synergieeffekte (und damit weitere Kostenreduktionen) erzielen, da sich die Abnahmemengen für bestimmte Rohstoffe, Zuliefererprodukte usw. vergrößern und infolgedessen günstigere Lieferbedingungen ausgehandelt werden können.

Eine weitere Gruppe von Versorgungsunternehmen, in denen bei der Stromversorgung die Strategie der Kostenführerschaft eine Rolle spielen kann, stellen die "Vertriebs- oder Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1 d) dar. Allerdings ist diese Strategie hier beschränkt auf die Versorgung von Groß- und vor allem von Bündelkunden. Aktuelle Erhebungen prognostizieren in diesem Bereich eine Wechselquote von 30% [ET (2001b), S. 488]. Die erforderlichen Skaleneffekte für die Realisierung einer erfolgreichen Kostenführerschaft resultieren in diesem Fall nicht aus der Erschließung von Kostensenkungspotenzialen, sondern aus einer Steigerung des Absatzes.

Die vorstehenden Beispiele beziehen sich auf den Strommarkt, in dem die Liberalisierung mittlerweile die Ebene des Endverbrauchers erreicht hat. Es ist zu erwarten, dass auf dem Gasmarkt eine analoge Entwicklung stattfindet, so dass der Kunde auch hier seinen Versorger frei wählen kann. Die Gasversorgungsunternehmen werden daher langfristig vor ähnlichen Herausforderungen stehen wie heute die Stromversorgungswirtschaft; die Situation wird durch den prognostizierten Rückgang des spezifischen Wärmebedarfs in Gebäuden und den hieraus resultierenden Absatzrückgang im Wärmemarkt weiter verschärft. Infolgedessen wird die Frage einer erfolgreichen Marktpositionierung auch hier

auftauchen, und es ist zu erwarten, dass sich analog zur Stromversorgung auch im Gasbereich die Strategie der Kostenführerschaft vor allem auf die Unternehmen beschränken wird, die auf der "Erzeugungsstufe" tätig sind, d.h. die Ferntransportunternehmen (vgl. Abbildung 4.2-1).

Für das im Wärmemarkt relevante Segment der Fern- oder Nahwärmeversorgung wird die Kostenführerschaft als Marktstrategie eines Versorgungsunternehmens keine nennenswerte Rolle spielen, da wärmeversorgte Kunden - im Gegensatz zu Strom- oder Gaskunden - "gefangene Kunden" sind, die ihren Lieferanten nicht ohne weiteres wechseln können. Eine Konkurrenzsituation entsteht hier nicht zwischen verschiedenen Versorgungsunternehmen, sondern zwischen alternativen Energieträgern für die Wärmebereitstellung (Erdgas, Strom) oder unterschiedlichen Systemen der Wärmeerzeugung (Gas-Heizkessel, Brennstoffzellen, thermische Solaranlagen usw.).

Eine der deutlichsten Konsequenzen für Unternehmen, die Marktvorteile auf der Grundlage einer günstigen Preisgestaltung erzielen wollen, ist ihr Streben nach weitgehender Erschließung aller nur möglichen Kostensenkungspotenziale. In Fachzeitschriften wird in diesem Zusammenhang betont, dass die gegenwärtig in der Energieversorgungsindustrie zu beobachtenden Handels- und Akquisitionsaktivitäten ausnahmslos dazu dienen, die Geschäftstätigkeit geografisch auszudehnen; es wird in Unternehmen mit ähnlicher Wertschöpfungsstruktur investiert. "Der zusätzliche Shareholder Value resultiert aus Synergien (Economies of Scale), die es zu realisieren gilt."

Für die Zukunft wird jedoch den Corporate Ventures (vgl. auch Kapitel 4.4.3.4) eine höhere Bedeutung beigemessen, bei denen "neben finanzwirtschaftlichen Aspekten immer auch strategische Ziele (verfolgt werden) wie z.B.:

- kosteneffiziente Forschung und Entwicklung
- Entwicklung/Testen neuer Produkte
- Aufbau von Beziehungen zu Lieferanten/Kunden" [ET (2001c), S. 575 ff.].

Im Vergleich zu großen EVU - nach klassischer Unterteilung die Verbundunternehmen und Regionalversorger (vgl. Kapitel 4.4.1) - sind die den kleinen und mittleren Unternehmen wie den Stadtwerken zur Verfügung stehenden strategischen Möglichkeiten anders zu beurteilen. Während die erstgenannten sich entscheiden müssen, ob sie gezielte Corporate Ventures realisieren oder nur für einzelne Aspekte strategische Allianzen und Ventures nutzen wollen, steht den kommunalen EVU auf Grund der hohen Kapitalbelastung "nur die Option strategischer Allianzen bzw. einzelner Ventures offen." [ET (2001c), S. 577] Hier liegt ein entscheidender Grund dafür, dass im Bereich der kommunalen und kleineren regionalen Energieversorger eher Marktstrategien der Diversifizierung oder Spezialisierung anzutreffen sind.

4.4.3.4 "Diversifizierung" / Rahmenbedingungen und Auswirkungen

Wie angedeutet, bietet sich die Strategie der Diversifizierung insbesondere für die - bei einer Unterteilung der bundesdeutschen Energieversorger nach der Wertschöpfungsstufe, auf der sie tätig sind - sogenannten "Netzunternehmen" an (vgl. Kapitel 4.4.1 c). Hier sind die bisherigen Stadtwerke als Betreiber der Verteilungsnetze sowohl im Strom- als auch

im Wärmemarkt zahlreich vertreten. Ihr direkter Kontakt zu den Endverbrauchern schafft gute Ausgangsbedingungen für die Umsetzung einer Multi-Utility-Strategie, wobei die in diesem Zusammenhang entwickelten Energiedienstleistungen häufig Zusatzdienste darstellen, die das Grundprodukt aufwerten (Value-added Services) [ET (1999b), S. 124].

Auf der Stufe der Vertriebs- und Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1 d) kann eine Strategie der Diversifizierung - allerdings beschränkt auf den Haushaltskundenbereich - ebenfalls erfolgreich sein. Wie im Kapitel 4.4.3.3 zur "Kostenführerschaft" beschrieben, orientieren sich Groß- bzw. Bündelkunden hinsichtlich der Strom- und langfristig auch im Bereich der Gasversorgung bei der Wahl ihres Energieversorgers eher anhand der Preisgestaltung, die räumliche Nähe zum Versorgungsunternehmen und das Angebot kundenspezifischer Value-added Services sind von untergeordneter Bedeutung.

Im Haushaltskundenbereich ist die Wechselquote mit 3% zurzeit noch sehr gering [ET (2001b), S. 488]. Beispiele aus Ländern, in denen die Liberalisierung des Energiemarktes bereits weiter fortgeschritten ist, weisen aber darauf hin, dass sich diese Situation durchaus ändern kann. Wie im Kapitel 4.2.1.3 ausgeführt, haben neben einem Anteil von 2/3 der Sondervertragskunden (Marktöffnung 1990) inzwischen auch etwa 30% der Tarifkunden (Marktöffnung 1998) in Großbritannien den Gasversorger gewechselt. Das Angebot kundenspezifischer Dienstleistungen für die Zielgruppe der Privathaushalte wird daher für "Vertriebs- oder Einzelhandelsunternehmen" sehr wichtig werden als ein maßgebliches Instrument für die Kundenbindung und damit zur Sicherung der Absätze und zur Erzielung der erforderlichen Erlöse.

Die mittelbaren Auswirkungen von Dienstleistungsangeboten auf den Kunden liegen unter anderem darin, dass die Zusammenfassung der eigentlichen Kern- und einer Sekundärleistung einerseits ein "Leistungsbündel (ergibt), das aus materiellen und immateriellen Komponenten bestehen kann und dem Kunden gegenüber Konkurrenzprodukten mit gleicher Kernleistung einen höheren Wert vermittelt." Gleichzeitig wird vom Kunden die Zufriedenheit über die Zusatzleistung auf die Kernleistung übertragen und damit eine erfolgreiche Abgrenzung zu Konkurrenzangeboten erreicht [ET (2000h), S. 907].

Ein Beispiel hierfür liefert der ehemalige Gasversorger Centrica aus Großbritannien, der heute - nach dem Motto "Taking care of the essentials" - neben seinem "Kernprodukt Gas" eine breite Palette von Dienstleistungen für nahezu alle Lebensbereiche ("in the home", "on the road" usw.) anbietet (vgl. Kapitel 4.3.3.3 c).

Vorteile der genannten "Paket-Lösungen" bieten sich aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen zudem in preispolitischer Hinsicht. Insbesondere vor dem Hintergrund des Wegfalls des Rabattgesetzes ist mit einer Erweiterung der rechtlichen Möglichkeiten in Bezug auf die Preisgestaltung zu rechnen. Von Interesse ist vor allem die Zusammenführung einzelner Preisbestandteile wie zum Beispiel die Grundgebühr für Strom, Erdgas und Wasser oder auch eine preispolitische Verknüpfung von Energiedienstleistungen mit Leistungen im Bereich des öffentlichen Personennahverkehrs oder der Telekommunikation [Gahl (2001), S. 335].

Ein Beispiel für eine solche strategische Partnerschaft stellt der Zusammenschluss des Berliner Stromversorgers Bewag mit der Firma Mobilcom dar. Mit dieser Fusion werden

erhebliche Kostenreduzierungen erzielt, indem die Unternehmen eine einzige Rechnung für Elektrizität, Gas, Wasser und Telekommunikation versenden oder sich ein Call Center teilen [Energiespektrum (2000c), S. 45].

Einen ähnlichen Weg beschreitet die RWE Energie, die ihren Kunden in Zukunft "Komplettpakete" verkaufen will. Die in diesem Zusammenhang durchgeführten Marktanalysen haben gezeigt, "dass sich 80% der Kunden Strom und Gas zusammen wünschen, zwei von dreien auch noch Wasser und immerhin ein Drittel den vollen Service mit Entsorgung und Telekommunikation." RWE setzt danach auf ein hohes Wachstum, das das Unternehmen nicht allein durch Akquisition zusätzlicher Kunden, sondern auch durch neue Produkte im Sinne von Multi Utility-Angeboten realisieren will [Aselmann (2001), S. 316].

Insbesondere im Verbund mit anderen Produkten kann davon ausgegangen werden, dass die Preissensibilität der Verbraucher in Bezug auf die Kernprodukte (Strom, Gas) zunächst gering ausgeprägt sein wird, so dass nicht die beste Kostenstruktur, sondern das beste Kundenmanagement über die künftige Marktposition entscheidet [Gahl (2001), S. 335]. In Bezug auf die Beziehung zum Kunden ist zudem zu beachten, dass nicht nur eine objektive Bewertung einer erbrachten Leistung erfolgt, sondern dass die sogenannte subjektive Qualität eine entscheidende Rolle spielt. Eine objektive Qualität liegt vor, wenn die angebotene Dienstleistung fehlerfrei und in der avisierten Zeit vollständig erbracht wird. Die hierzu erforderlichen Instrumente werden in der Regel bereits durch die Versorgungsunternehmen genutzt, da sie aus den Zeiten vor der Liberalisierung der Energiemärkte ("Versorgungssicherheit") bekannt sind. Die subjektive Qualität dagegen beruht allein auf der Bewertung der Dienstleistungsqualität durch den Kunden [Gahl (2001), S. 341].

Obwohl derzeit noch Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz und zur Reduzierung der Kosten bei allen Versorgungsunternehmen an erster Stelle stehen, werden mittelfristig die Kosten nicht mehr die entscheidende Rolle spielen. Kundenorientierung gilt zunehmend als der "kritische Erfolgsfaktor für Energieversorger schlechthin" [BWK (2000c), S. 18].

Auch bei der Entwicklung von Unternehmensstrategien aus einem spieltheoretischen Ansatz heraus hat die Kundenbeziehung eine große Bedeutung. Nalebuff führt hierzu aus, dass in einer Wettbewerbssituation jedes Unternehmen nach Wegen Ausschau hält, wie die Qualität des Produktes bzw. der Leistungen mit geringen Zusatzkosten erhöht werden kann. Noch besser sei es, im Zuge einer Qualitätsverbesserung die Kosten zu senken. Allerdings spielten die Konkurrenten das gleiche Spiel, so dass diese Dynamik drohe, den Mehrwert eines Unternehmens auszuhöhlen. Laut Nalebuff liegt die Lösung dieses Problems im Aufbau von Beziehungen zu Kunden und Lieferanten: "Mit einer Beziehung sind Sie sicher, etwas Einzigartiges zu verkaufen - ein Teil der Leistung sind dann Sie. Die Beziehung erhöht Ihren Mehrwert. Wenn Konkurrenz herrscht, ist die Beziehung oft der Schlüssel zum Geldverdienen." [Nalebuff (1996), S. 173]

Diese Bewertung wird in aktuellen Veröffentlichungen bestätigt, die darauf hinweisen, dass es "in Zeiten härteren Wettbewerbs auch im Bereich der Multi Utilities teurer (sei), einen Neukunden zu gewinnen, als eine bestehende Kundenbeziehung weiter zu entwickeln" [Energie Spektrum (2001b), S. 41].

In seiner Untersuchung zu den Erfolgsstrategien der "Hidden Champions" quantifiziert der Autor den Wert der Kundenbindung, indem er unterstreicht, dass "es fünfmal soviel kostet, einen Kunden zu ersetzen als ihn zu halten" [Simon (1997), S. 82].

Um Kunden zu binden, ist die Entwicklung eines Kunden-Managements (Customer Relationship Management, CRM) einschließlich eines Beschwerde-Managements erforderlich. Eine diesbezügliche Befragung von Managern aus 77 deutschen Unternehmen unterschiedlicher Branchen hat ergeben, dass Kreditinstitute und Telekommunikationsprovider eine überdurchschnittliche CRM-Bewertung aufweisen, während das Kundenmanagement in Versicherungsunternehmen und bei Energieversorgern noch Defizite aufweist: "Deutsche Versorger wissen einfach zu wenig über ihre Kunden." Nur auf der Basis von fundierten Kenntnissen "von der Begrüßung bis zur Kündigung ... lassen sich bedarfsgerechte und wirtschaftlich vertretbare Produkt- und Service-Angebote erarbeiten." [Energie Spektrum (2001a), S. 39]

Eine im Jahr 2000 durchgeführte Studie zur "Marketing- und Vertriebspolitik in der deutschen Energiewirtschaft" hat ergeben, dass nahezu 70% der Unternehmen in ihren Kundendatenbanken noch nicht über Daten verfügen, mit deren Hilfe bedürfnisgerechte Kundensegmentierungen und individuelle Kundenansprachen möglich sind. "Customer Relationship Marketing steht damit offensichtlich erst am Anfang in der Versorgungswirtschaft." [ET (2001b), S. 489]

Dass die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik in den Bereichen Marketing und Kommunikation teilweise noch einen erheblichen Nachholbedarf haben, spiegelt sich unter anderem in den Themen der aktuell angebotenen Veranstaltungen für die Energiewirtschaft wieder, die da lauten "Markiger Auftritt - Erfolgsfaktoren im Wettbewerb" (VWEW, 14. März 2002) oder "Produktionsfaktor Kommunikation" (VWEW, 11./12. April 2002).

Für kommunale EVU sind in Bezug auf die Kommunikationspolitik vor allem zwei Aspekte von Bedeutung. Zum einen sollte deutlich werden, dass das Interesse der Kunden - und nicht zum Beispiel Schwierigkeiten mit der Behauptung im liberalisierten Markt - im Mittelpunkt der Unternehmenspolitik steht. Andererseits ist der Aufbau eines positiven Images mit hohen Werbeaufwendungen verbunden, die das hierfür vorgesehene Budget von Stadtwerken als KMU oder Netz- bzw. Vertriebs-/Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1 c, d) oftmals übersteigen. Durch die Kenntnis der lokalen Strukturen und der Möglichkeiten zur effizienten Nutzung der vor Ort existierenden Werbepotenziale und -träger können sich für Stadtwerke jedoch erhebliche Vorteile gegenüber überregional tätigen Unternehmen ergeben [Gahl (2001), S. 336].

Ein weiterer Vorteil für die auf kommunaler Ebene tätigen Energieversorger ergibt sich unter dem Aspekt, dass Präferenzverschiebungen, politische Regulierungen und Veränderungen des Marktes zu einer "Ökologisierung" der Kunden führen. Die Versorgungsunternehmen müssen diese Betrachtungsebene in ihr Marketing integrieren: "Auch unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Liberalisierungstendenzen stellt das Öko-Marketing einen gewichtigen Wettbewerbsfaktor dar, da Umweltschutzkriterien infolge ei-

ner ökologischen Sensibilisierung der Bevölkerung zunehmend in die Kaufentscheidung einfließen." [ET (1999b), S. 124]

Dabei hatten in der Vergangenheit gerade kommunale Versorgungsunternehmen nicht selten umweltpolitisch motivierte Auflagen der kommunalen Entscheidungsträger umzusetzen. "Im deregulierten Markt besteht für sie nun die Chance, dieses Maß an Umweltbewusstsein wirksam zu vermarkten." [Aselmann (2001), S. 317]

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Ausführungen zur Preissensibilität der Kunden und zur zunehmenden Bedeutung einer Kundenbindung erklärt sich das große Interesse der Energieversorgungsunternehmen - hier insbesondere der Netz- sowie der Vertriebs- oder Einzelhandelsunternehmen - zur Ausweitung ihrer Geschäftsfelder oder zur Gründung von Tochtergesellschaften im Bereich der Wärmelieferung oder des Contracting.

Auch in aktuellen Veröffentlichungen wird vor allem den regionalen Versorgungsunternehmen empfohlen, ihren Tätigkeitsbereich von einer Spezialisierung auf den Kraft- und Lichtmarkt auf den Wärmebereich auszudehnen, um sich langfristig im Markt zu behaupten.

Dabei stellt das zusätzliche Angebot leitungsgebundener Energien wie Erdgas, Nah- und Fernwärme eine horizontale Diversifikation dar. Bei der Gestaltung der Dienstleistungsangebote für private Haushalte spielt jetzt - neben der Orientierung an ökologischen Gesichtspunkten und der Kundenbindung - der Substitutionswettbewerb im Wärmemarkt eine entscheidende Rolle: Während der Kunde zur Inanspruchnahme der Dienstleistung Elektrizitätsversorgung keine Alternative hat, um seinen Bedarf an Licht und Kraft zu decken, kann er für die Wärmeversorgung zwischen verschiedenen Heizenergien wählen. Um also Kunden für die Wärmeversorgung zu gewinnen, ist es notwendig, andere Anbieter, wie zum Beispiel den Heizölhandel, vom Markt zu verdrängen.

In einer Untersuchung zu "Marktdynamik und Dienstleistungsstrategien für EVU" wird den Versorgungsunternehmen als Möglichkeit, um sich gegenüber Konkurrenzenergien oder alternativen Beheizungssystemen am Markt zu behaupten, vor allem eine strikte Serviceorientierung - etwa durch das Angebot einer Heizungsumstellung oder eines Nutzwärme-service - genannt. Eine große Rolle spielen dabei die Organisation der Kundenakquisition, um die Marktnähe zu bewahren und um den Zeitablauf in Koordination mit den Maßnahmen zu optimieren [Löbke (1997), S. 284].

Durch die Ausweitung des Geschäftsfeldes auf den Wärmemarkt wird zudem die Vernetzung der EVU mit den Kommunen verstärkt. Dies verbessert noch einmal die Wettbewerbsposition des Unternehmens durch eine höhere Kundenbindung sowie durch die Tatsache, dass das regionale Versorgungsunternehmen durch das neue Geschäftsfeld „Wärmeversorgung“ insgesamt weniger krisenanfällig für die Entwicklungen im Elektrizitätsmarkt ist.

Eine entsprechende Ausweitung der Geschäftsfelder birgt jedoch auch Risiken, wenn z.B. das Angebot eines konkurrierenden Gas- oder Fernwärmeunternehmens demjenigen des regionalen EVU vorgezogen wird oder wenn eine Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Versorgung im ländlichen Raum wegen zu geringer Siedlungsdichte oder zu geringer Akzeptanz der leitungsgebundenen Energieträger von Seiten der potenziellen Kunden nicht erreicht werden kann.

5. Fallstudien

Um die erforderlichen Voraussetzungen für eine unternehmerische Entscheidung hinsichtlich Fragen der strategischen Marktpositionierung (Kostenführerschaft - Diversifizierung, Konzentration auf das Kerngeschäft - Ausweitung der Geschäftsfelder, Gasversorgung - Fern-/Nahwärmeversorgung) insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten anhand praxisorientierter Beispiele zu untersuchen, wurden in Kooperation mit ausgewählten Versorgungsunternehmen Fallstudien durchgeführt (vgl. Kapitel 5).

Hier ging es in einem ersten Schritt darum, die zukünftige Entwicklung des Wärmeabsatzes in unterschiedlichen, für die Bundesrepublik jedoch typischen Siedlungsstrukturen und für zwei Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung (Trend- und Reduktionsszenario, vgl. Kapitel 2.4.3) zu ermitteln. Hierauf aufbauend wurden der relative Einfluss dieser Entwicklungen auf die jeweiligen betriebswirtschaftlichen Ergebnisse der Versorgungsunternehmen untersucht und resultierende Handlungsempfehlungen erarbeitet.

Nach Darstellung der einzelnen Fallstudien werden diese Empfehlungen im abschließenden Kapitel 6 den tatsächlich erfolgten Entscheidungen der EVU gegenübergestellt. Es wird die Frage erörtert, welche Marktstrategien die beteiligten Versorgungsunternehmen verfolgen, auf welcher Grundlage die diesbezüglichen Entscheidungen getroffen werden und inwieweit zur Verfügung stehende strategische Instrumente zum Einsatz kommen.

5.1 Auswahl

Bei der Auswahl der Versorgungsunternehmen und der Konzeption der Fallstudien wurde angestrebt, neben einer Betrachtung unterschiedlicher Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung ein möglichst breites Spektrum von "Wärmeversorgungsfällen" abzudecken. Hierzu zählen unter anderem die Wärmeversorgung

- durch regionale sowie kommunale Energieversorger,
- in unterschiedlichen Siedlungstypen,
- in den Alten sowie in den Neuen Bundesländern,
- im Gebäudebestand im Vergleich zur Versorgung von Neubaugebieten sowie
- durch unterschiedliche Versorgungssysteme.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wurden Fallstudien in Kooperation mit den nachfolgend genannten Versorgungsunternehmen durchgeführt, die Kriterien für die Auswahl werden unter Kapitel 5.1.1 bis 5.1.5 erläutert:

- Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW)
- swb Enordia GmbH, Bremen (swb)
- Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft AG (MVV)
- Energieversorgung Weser-Ems AG, Oldenburg (EWE)

5.1.1 Parameter: Regionale / Kommunale Energieversorgungsunternehmen

Neben den traditionell begründeten Unterschieden wie u.a. die Eigentümerstrukturen - vor der Liberalisierung der Energiemärkte waren die kommunalen Versorgungsunternehmen als "Stadtwerke" in der Regel zu 100% in öffentlicher Hand - versorgen die kommunalen

EVU schwerpunktmäßig "ihre Kommune" (Stadt), während das Versorgungsgebiet der regionalen EVU mehrere Gemeinden mit unterschiedlichen Siedlungsstrukturen umfasst. Es ist zu erwarten, dass diese strukturellen Unterschiede das Ergebnis der Untersuchung, in der es um die zukünftigen Möglichkeiten einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung geht, beeinflussen und dass auch die resultierenden Handlungsoptionen für die Unternehmen dieser beiden Kategorien unterschiedlich sind.

Die Relevanz der unterschiedlichen Siedlungsstrukturen wird im nachfolgenden Abschnitt diskutiert. In der Tabelle 5.1-2 sind zunächst die spezifischen Einwohnerdichten in den Versorgungsgebieten der am Projekt beteiligten Unternehmen zusammengestellt.

Tabelle 5.1-1: Einwohnerdichte in den Versorgungsgebieten der projektbeteiligten EVU; Quelle: [VDEW (1998)]

EVU	Fläche ⁽¹⁾ [km ²]	Einwohnerzahl ⁽²⁾	spez. Einwohnerdichte [Einw./km ²]
EWE AG	17.604	2.090.000	120
swb AG	320	545.044	1.700
MVV Energie AG	146	321.000	2.200
GEW Köln AG	376	992.582	2.700

(1) gesamte Fläche des unmittelbaren Versorgungsgebietes in Quadratkilometern ohne Abzug von Forsten, Ödländereien und dgl. (Stichtag 31.12.1998)

(2) Wohnbevölkerung des unmittelbaren Versorgungsgebietes am 30.06.1998

Die nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die Aufteilung der Bevölkerung auf die nach Einwohnerdichte ihres Versorgungsgebietes klassifizierten Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik.

Tabelle 5.1-2: Übersicht über die Flächen und Einwohnerzahlen der Versorgungsgebiete der im VDEW zusammengeschlossenen EVU; Quelle: [VDEW (1998)]

Einwohnerdichte [Einw./km ²]	Anzahl EVU	Fläche gesamt	Einwohnerzahl	
			gesamt	Prozent
bis 499 (EWE: 120)	292	319.685	45.651.619	57,49%
bis 999	203	13.773	10.214.512	12,86%
bis 1.499	83	4.017	4.777.195	6,02%
bis 1.999 (swb: 1.700)	44	2.377	4.076.780	5,13%
bis 2.499 (MVV: 2.200)	24	2.437	5.355.504	6,74%
bis 2.999 (GEW: 2.700)	14	1.447	3.983.413	5,02%
bis 3.499	5	490	1.617.528	2,04%
bis 3.999	4	971	3.659.579	4,61%
bis 4.499	2	16	69.509	0,09%
SUMME		345.213	79.405.639	100,00%

Eine weitere Möglichkeit der Gruppierung ist die durch das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung durchgeführte Aufteilung der bundesdeutschen Bevölkerung nach ihrem Wohnort "in der größten Stadt", "in der zweit- bis sechstgrößten Stadt", "in allen übrigen Städten" und "außerhalb von Städten" [BBR (2000), S. 45]. Das Statistische Jahrbuch liefert hierzu die absoluten Zahlenwerte:

Tabelle 5.1-3: Anteile der in Städten lebenden Bevölkerung der Bundesrepublik; Quelle: [Stat. BA (2001), S. 47 ff. und BBR (2000), S. 45]

Kategorie	Einwohnerzahl	Anteil an Gesamtbevölkerung
in der größten Stadt (Berlin):	3.392.900	4 %
in der 2.- bis 6.-größten Stadt:	5.104.000	6 %
davon: Hamburg:	1.701.800	
München:	1.193.600	
Köln:	963.200	
Frankfurt / Main:	644.700	
Essen:	600.700	
in weiteren Städten:		76 %
außerhalb von Städten:		14 %

Aus den vorstehenden Tabellen 5.1-1 bis 5.1-3 wird deutlich, dass durch die getroffene Auswahl der Unternehmen / Versorgungsgebiete der weitaus überwiegende Anteil der Bevölkerung der Bundesrepublik "erfasst" wird.

5.1.2 Parameter: Siedlungstypen

In engem Zusammenhang mit der Versorgungsebene, auf der das betrachtete EVU tätig ist (vgl. Kapitel 5.1.1) steht die Frage, für welche Siedlungstypen die Möglichkeiten einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung zu untersuchen sind.

Die in der Bundesrepublik (Alte und Neue Bundesländer) existierenden Bebauungsstrukturen wurden entsprechend der Roth'schen Typologie (vgl. Tabelle 3.2-1 und Abbildung 3.2-1) in die hier aufgeführten insgesamt 10 Siedlungstypen eingeteilt. Mit der Auswahl der in den Fallstudien beispielhaft untersuchten Siedlungsgebiete sollten die in der Bundesrepublik für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung relevanten Siedlungstypen abgedeckt werden; die qualitativen Kriterien sind nachfolgend skizziert:

ST 1: Streusiedlung

Der ST 1 und der ST 3 wurden aus der weiteren Betrachtung ausgeklammert, da sie aufgrund ihrer geringen Wärmedichte und der damit erforderlichen großen Leitungslängen von vornherein sehr ungünstige Bedingungen für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung bieten. Es ist davon auszugehen, dass die Gebäude dieser Siedlungstypen meist mit dezentralen Wärmeherzeugungssystemen auf Basis von Heizöl oder Flüssig-Gas ausgestattet sind. Eine Ausnahme bildet hier mit Sicherheit das Versorgungsgebiet der EWE AG, welches - trotz einer extrem geringen Einwohnerdichte

(vgl. Kapitel 5.1.1) - nahezu flächendeckend mit Gas versorgt ist. Die absoluten Gas- und Fernwärme-Absatzwerte in Gebieten dieses Siedlungstyps dürften aber bei einer bundesweiten Betrachtung nicht ins Gewicht fallen.

ST 2: Ein- bis Dreifamilienhaussiedlung geringer Dichte

Im Zuge einer prognostizierten Zunahme der spezifischen Wohnfläche pro Person (Anstieg von 36,8 m² in 1999 auf 52,3 m² in 2020, vgl. Kapitel 2.4.2), die sich unter anderem in einer zunehmend weniger kompakten Bauweise der Neubaugebiete spiegelt, stellen Reihenhaussiedlungen eine typische Gebäudestruktur für heute neu errichtete Wohngebiete dar. Mit der "Ökosiedlung Heide" wurde im Rahmen der Fallstudie EWE ein exemplarisches Beispiel für ein vergleichsweise dünn besiedeltes Versorgungsgebiet gewählt.

ST 3: historische Dorfkerne

(vgl. Ausführungen zum Siedlungstyp 1)

ST 4: Reihenhaussiedlungen dichter Anordnung

Beim Siedlungstyp 4 handelt es sich im Prinzip um den ST 2 in verdichteter Anordnung, der typischerweise in Neubaugebieten in den südlicheren, dichter bewohnten Gebieten der Bundesrepublik zu finden ist. Dieser Siedlungstyp wurde exemplarisch im Rahmen der Fallstudie MVV II betrachtet.

ST 5 / ST 6: Zeilenbebauung mittlerer bzw. hoher Dichte

Die Zeilenbebauung mittlerer (3 bis 5 Geschosse) und höherer (6 bis 15 Geschosse) Dichte stellt einen Siedlungstyp dar, wie er in großer Anzahl in den Städten der Bundesrepublik zu finden und der aufgrund der vorliegenden kompakten Gebäudeanordnung für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung prädestiniert ist.

Eine weitere Besonderheit dieses Siedlungstyps liegt darin, dass der Bestand von Wohnungsbaugesellschaften zu einem großen Teil aus Siedlungsgebieten dieses Typs besteht.

Im Rahmen der Fallstudien wurden einerseits ein Siedlungstyp 5 aus dem Gebäudebestand (Fallstudie swb) und zum anderen aus dem Neubaubereich (Fallstudie MVV II) berücksichtigt.

ST 7 / St 8: offene Randbebauung bzw. "Citybebauung"

Auch die hier vorliegende Rand- oder Blockrandbebauung bietet aufgrund der hohen Bebauungsdichte zunächst gute Voraussetzungen für eine Gas- oder Fernwärmeversorgung. Allerdings ist bei einer Neuverlegung von Verteilungsleitungen zu berücksichtigen, dass die spezifischen Kosten hier vergleichsweise hoch sind (s. auch Ausführungen zum Kapitel 5.1.4).

Die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs sowie die Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Wärmeversorgung des Siedlungstyp 8 wurde exemplarisch im Rahmen der Fallstudie MVV I untersucht.

ST 9: mittelalterliche Altstadt

Auf der Grundlage der Daten des Wärmeatlas Lübeck (vgl. Kapitel 3.3.2) ist der überwiegende Teil der Lübecker Altstadt dem Siedlungstyp 9 zuzuordnen. Die entspre-

chend identifizierten insgesamt 7 statistischen Bezirke weisen eine überdurchschnittlich hohe Bevölkerungs- und Wärmebedarfsdichte auf, so dass sie zunächst für eine Gas- oder Fernwärmeversorgung in Betracht kommen.

Eine mittelalterliche Altstadt wurde dennoch im Rahmen der Fallstudien nicht untersucht, da:

- Überlegungen für eine Neuverlegung von Gasnetzen hier kaum praxisrelevant sind, da aufgrund der feingliedrigen Bauweise und der im allgemeinen sehr inhomogenen Eigentümerstruktur mit hohen spezifischen Leitungskosten zu rechnen ist,
- Fernwärmenetze aus ebendiesen Gründen und in Anbetracht der noch höheren spezifischen Verlegekosten hier ebenfalls keine Bedeutung haben (Aus dem zum Versorgungsgebiet der EWL vorliegenden Material geht hervor, dass vorhandene oder geplante Fernwärmeleitungen bis dicht an die Altstadt Lübecks heranreichen (vgl. Anhang-5), dass eine Erschließung dieses Gebietes aber weder erfolgt noch geplant ist. Entsprechend weist der Wärmeatlas Lübeck in keinem der genannten 7 Bezirke des Siedlungstyps 9 einen Fernwärmeabsatz aus.) und
- schließlich der Typ der mittelalterlichen Altstadt einen Sonderfall darstellt, der vor dem Hintergrund der übergeordneten Fragestellung nach den Auswirkungen eines sinkenden Wärmebedarfs auf Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik und hieraus resultierende Strategieoptionen von untergeordneter Bedeutung ist.

ST 10: Industrie- und Lagergebäude

Siedlungen des Typs 10, die aufgrund der Vielfalt der in Frage kommenden Nutzungsarten der "Industrie- und Lagergebäude" eine große Bandbreite für den Endenergieverbrauch für die Raumwärme und Warmwasserbereitung aufweisen, müssen im Rahmen der Planung einer Wärmeversorgung jeweils gesondert betrachtet werden. Standardisierte Aussagen zur weiteren Entwicklung der Wärmeversorgung dieses Siedlungstyps sind nicht möglich. Der ST 10 wurde aus diesem Grund nur am Rande in Verbindung mit der Entstehung eines größeren Wohngebietes betrachtet (vgl. Fallstudie MVV II).

Auf der Grundlage der vorstehenden Ausführungen wurden die folgenden Siedlungstypen in Fallstudien betrachtet:

Siedlungstyp 2 (Neubau)

Siedlungstyp 4 (Neubau)

Siedlungstyp 5 (Neubau und Gebäudebestand)

Siedlungstyp 8 (Gebäudebestand) (s. auch Tabelle 5.1-5).

Um die quantitative Relevanz der betrachteten Siedlungstypen abzuschätzen, sind in der Tabelle 5.1-4 ihre jeweiligen Gesamt-Nutzflächen in einer Prognose für das Jahr 2000 dargestellt. Es zeigt sich, dass mit den oben genannten Fallstudien 34,5 % der Gebäudenutzfläche (grau markierte Zeilen) abgedeckt werden. Wenn die "Industrie- und Lagergebäude" (ST 10) unberücksichtigt bleiben, erhöht sich dieser Anteil auf knapp 40%. Zudem ist zu vermuten, dass die beiden Siedlungstypen mit Zeilenbebauung (ST 5 und 6) bzw. diejenigen mit einer Blockrandbebauung (ST 7 und 8) zu qualitativ vergleichbaren Ergeb-

nissen in Bezug auf die Wärmebedarfsentwicklung bzw. die zukünftigen Möglichkeiten einer Wärmeversorgung führen.

Tabelle 5.1-4: Nutzflächen in den Siedlungstypen der Alten Bundesländer in 2000; Quelle: [Roth (1980), S. 114]

	Nutzfläche Altbau (vor 1976) [km ²]	Nutzfläche Neubau (nach 1976) [km ²]	Anteile an der Nutz- fläche gesamt [%]
ST 1	keine Angabe	keine Angabe	---
ST 2	175	148	9,3
ST 3	331	0	9,6
ST 4	248	137	11,1
ST 5	205	84	8,3
ST 6	374	742	32,2
ST 7	186	0	5,4
ST 8	202	0	5,8
ST 9	194	0	5,6
ST 10	414	23	12,5
Summe	2.329	1.134	100

5.1.3 Parameter: Alte / Neue Bundesländer

Wie insbesondere unter Kapitel 2.2.4 ausgeführt, ist der Wärmemarkt in den Neuen Bundesländern im Verlauf der vergangenen Jahre vollständig umstrukturiert worden. Obwohl eine erhebliche Anpassung an das westdeutsche System stattgefunden hat, gehen die Prognosen davon aus, dass in Bezug auf die Wärmeversorgung noch über etliche Jahre strukturelle Unterschiede zwischen den Alten und den Neuen Bundesländern existieren werden.

Hinsichtlich der Fragestellung der Untersuchung konnte erwartet werden, dass diese Verhältnisse einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die resultierenden Ergebnisse haben und gegebenenfalls zu unterschiedlichen Strategieempfehlungen für Versorgungsunternehmen in den Alten bzw. Neuen Bundesländern führen.

Um hierzu belastbare Aussagen treffen zu können, wurden Gespräche mit einigen ostdeutschen Versorgungsunternehmen geführt, die zunächst in eine Kooperationsvereinbarung mit der Strom- und Fernwärme GmbH, Erfurt, (SWE) zu münden schienen. Ein Schwerpunkt der Wärmesparte dieses Unternehmens liegt in der Fernwärmeversorgung der sogenannten "Plattenbauten" in den Randbezirken Erfurts, für die in den nächsten Jahren ein "Rückbau" der Wohnfläche um 50 - 60% prognostiziert wird. Im verbleibenden Bestand ist mit massiven Sanierungsmaßnahmen zu rechnen, die aufgrund des extrem hohen Energieeinsparpotenzials zu einer deutlichen Reduzierung des Energiebedarfs in den betroffenen Stadtgebieten und in der Folge zu Einbrüchen beim Fernwärmeabsatz der SWE führen werden. Der Ansatz der vorliegenden Untersuchung hatte damit für das Unternehmen eine hohe Brisanz.

Im Verlauf der Projektbearbeitung entschied sich die SWE dafür, zunächst in Kooperation mit der Fachhochschule Erfurt für die Bearbeitung der skizzierten Fragestellung Forschungsmittel beim Wirtschaftsministerium des Landes Thüringen zu beantragen; im April

2001 lag ein Bescheid zum vorzeitigen Vorhabensbeginn vor. Dabei waren in einem ersten Schritt eine umfassende Datenaufnahme und die Erstellung eines Energiekonzeptes für die Stadt Erfurt geplant. Eine vertragliche Regelung über eine Kooperation mit dem bremer energie institut kam erst Ende 2001 zustande, so dass die geplante Fallstudie zur zukünftigen Fernwärmeversorgung von "Plattenbauten" im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt werden konnte.

5.1.4 Parameter: Gebäudebestand / Neubaugebiete

Wie unter Kapitel 5.1.2 ausgeführt, sind die Investitionen in die Verteilungsnetze von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Die hier zu berücksichtigenden Kostenansätze sind wiederum abhängig von der Frage, ob es sich um eine Gas- / Fernwärmeversorgung im Gebäudebestand oder für ein Neubaugebiet handelt. Hier können die erforderlichen Unterverteilungsnetze in der Regel im Zusammenhang mit den sonstigen Versorgungsleitungen (Zu- und Abwasser, Strom, Telefon usw.) verlegt werden, was zu einer deutlichen Kostendegression führt: Die spezifischen Leitungskosten sind durchschnittlich um nahezu 50% geringer als im Gebäudebestand (vgl. Anhang-10). Entsprechende Kostendifferenzen treten im Bereich der Hausanschlüsse auf. Während beispielsweise im Gebäudebestand (ST 1 bis 4) für einen 10 Meter langen Fernwärme-Hausanschluss Investitionen in Höhe von etwa 2.300 € anzusetzen sind, reduziert sich dieser Wert im Neubaubereich auf durchschnittlich 1.400 € (vgl. Anhang-10).

Diese Verhältnisse wurden bei der Auswahl der Fallstudien berücksichtigt: Die Fallstudien swb und MVV I betrachten die Versorgung im Gebäudebestand, während die Fallstudien MVV II und EWE die Option "Neubaugebiet" (vgl. Tabelle 5.1-5) untersuchen.

5.1.5 Parameter: Versorgungssysteme

Die Wärmeversorgung auf Erdgasbasis spielt in der Bundesrepublik insbesondere in verdichteten, städtischen Versorgungsgebieten eine herausragende Rolle. Die zukünftige Entwicklung des Erdgasmarktes und die resultierenden Auswirkungen auf ein Versorgungsunternehmen sollten daher einmal exemplarisch für ein gesamtes Stadtgebiet erarbeitet werden. Diese Untersuchung wurde am Beispiel und in Kooperation mit der Gas-, Elektrizitäts- und Wasserwerke Köln AG (GEW) durchgeführt und maßgeblich von der Programmgruppe "Systemforschung und technologische Entwicklung" des Forschungszentrums Jülich bearbeitet. Die Ergebnisse wurden in einem Bericht "Auswirkungen der Wärmebedarfsentwicklung auf Versorgungsunternehmen am Beispiel der GEW Köln" im Juni 2001 veröffentlicht.

Die vorliegende Untersuchung konzentrierte sich im Rahmen der Fallstudien insbesondere auf die leitungsgebundenen Energieträger, so dass in der Regel die Variante einer zentralen Fernwärme- mit einer dezentralen Gas-Einzelversorgung verglichen wurde (vgl. Fallstudie swb und Fallstudie MVV I für Gebäudebestand, Fallstudie MVV II für Neubau). Eine Ausnahme bildete die Fallstudie EWE, in der als Alternative für die Gasversorgung des Neubaugebietes eine Nahwärmeversorgung mit Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk betrachtet wurde.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die im einzelnen durchgeführten Fallstudien und nennt die relevanten Merkmale der betrachteten Siedlungsgebiete sowie die zu untersuchenden Varianten der Wärmeversorgung. Aufgrund ihrer abweichenden Zielsetzung und Methodik ist die Untersuchung zur GEW Köln hier nicht enthalten.

Tabelle 5.1-5: Übersicht Fallstudien; Quelle [eigene Zusammenstellung auf Grundlage von Daten der beteiligten Versorgungsunternehmen]

	swb	MVV I	MVV II	EWE
untersuchtes Gebiet	"Neue Vahr"	"Planquadrat R 7"	"Sandhofen-Nord" (BA I und II)	"Ökosiedlung Heide"
Gebäudetyp	Altbau / MFH	Altbau / MFH	I: Neubau / RH und Fachmärkte II: Neubau / MFH	Neubau / EFH
Siedlungstyp	ST 5: Zeilenbebauung mittlerer Dichte	ST 8: City- oder /Blockrand- bebauung	I: ST 4: Reihenhaus- Siedlung ST 10: Gewerbe II: ST 5: Zeilenbebauung mittlerer Dichte	ST 2: Einfamilienhaus- Siedlung geringer Dichte
Wohn- (WE) / Gewerbeein- heiten (GE)	10.000 WE	570 WE 70 GE	I: ca. 400 WE und 5 GE II: 750 WE	160 WE
Wärmeab- satz (Gas / FW)	ca. 78 GWh/a (FW) (nur Raumwärme !)	ca. 6 GWh/a (FW/Gas)	---	---
Wärmebedarf für RW und WW	---	---	16,2 GWh/a 15,3 GWh/a	1,7 GWh/a 1,2 GWh/a
Wärmebe- darfsentwick- lung "Trend" "Reduktion"	50 % 60 %	25 % 47 %	konstanter Bedarf bis 2020	konstanter Bedarf bis 2020
zukünftige Optionen	a: FW auf Basis KWK b: FW ohne KWK c: dez. Gasheizungen	parallele Versorgg. Rückbau Gasnetz ---	Fernwärme Gas-Einzelversorg. ---	Gas-Einzelversorg. NW mit BHKW ---

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Durchführung der genannten Fallstudien von Seiten der beteiligten Versorgungsunternehmen eine Vielzahl von unternehmensinternen Kennwerten und Kostenansätzen zur Verfügung gestellt wurde, die nicht zur Veröffentlichung geeignet sind. Die nachfolgende Dokumentation der Fallstudien kann damit nur einen Ausschnitt aus den für die kooperierenden Unternehmen erstellten Berichten wiedergeben. Es wurde versucht, die Berechnungsergebnisse trotz teilweise nicht genannter Kostenansätze dennoch nachvollziehbar herzuleiten und zu bewerten.

5.2 Vorgehen bei der Bearbeitung

Die Vorgehensweise war im Prinzip bei der Bearbeitung der jeweiligen Fallstudien identisch und erfolgte zum überwiegenden Teil analog zu der unter Kapitel 3 beschriebenen Untersuchung zur Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung sowie zur zukünftigen Wärmeversorgung von Gebäuden im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH.

Im folgenden werden daher die Arbeitsschritte in ihrem chronologischen Ablauf beschrieben; die im einzelnen erzielten Ergebnisse werden im Kontext der jeweiligen Dokumentation der Fallstudien dargestellt.

5.2.1 Berechnung der Endenergiebedarfsentwicklung im betrachteten Gebiet

In einem ersten Schritt erfolgte jeweils die Berechnung des Endenergiebedarfs im betrachteten Gebiet auf der Grundlage von IKARUS-Modelldaten (vgl. Kapitel 2.4.1). Dabei wird zwischen Beispielen aus dem Gebäudebestand und Neubaugebieten unterschieden.

Die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand wurde mit Hilfe des IKARUS-Raumwärmemodells berechnet. Die diesem zugrundeliegenden Rahmendaten und Eingangsparameter waren im Rahmen des vom bremer energie institut veranstalteten Workshops "Entwicklung des Wärmebedarfs in Gebäuden - Szenarioanalysen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell" am 4. Februar 2000 in Köln ausführlich hergeleitet, in ihrer prognostizierten Entwicklung begründet und mit den am Projekt beteiligten Energieversorgungsunternehmen abgestimmt worden. Dies betrifft insbesondere die Bevölkerungsentwicklung, die Wohnflächenentwicklung, den Einfluss des Nutzerverhaltens und die Wirtschaftsentwicklung (vgl. auch Kapitel 2.4.2).

Um in Bezug auf die aktuellen Fragestellungen von Seiten der Unternehmen praxisrelevante Ergebnisse zu erzielen, wurde jeweils der aktuelle Zustand der Gebäude bzw. Wohngebiete berücksichtigt. In der Neuen Vahr zum Beispiel (Fallstudie swb) waren in den Jahren 1987 bis 1993 umfangreiche Dämm-Maßnahmen durchgeführt worden; für das betrachtete Stadtgebiet in Mannheim (Fallstudie MVV I) wurde vorausgesetzt, dass - analog zum "Zentrum Rheinviertel" in Bonn (vgl. [Kleemann (2000a), S.18 ff.] - 80% der Fenster mit Isolierverglasung ausgestattet, 25% der Dächer zusätzlich gedämmt und 7% der Außenwände mit einer Außenwanddämmung versehen sind.

Auf der Grundlage eines auf diese Weise definierten "Status Quo" des Endenergiebedarfes wurde mit dem IKARUS-Raumwärmemodell die weitere Entwicklung bis zum Jahre 2020 für das Trendszenario und für das Reduktionsszenario berechnet. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen exemplarisch die Endenergiebedarfsentwicklung im Stadtgebiet Neue Vahr (vgl. Fallstudie swb).

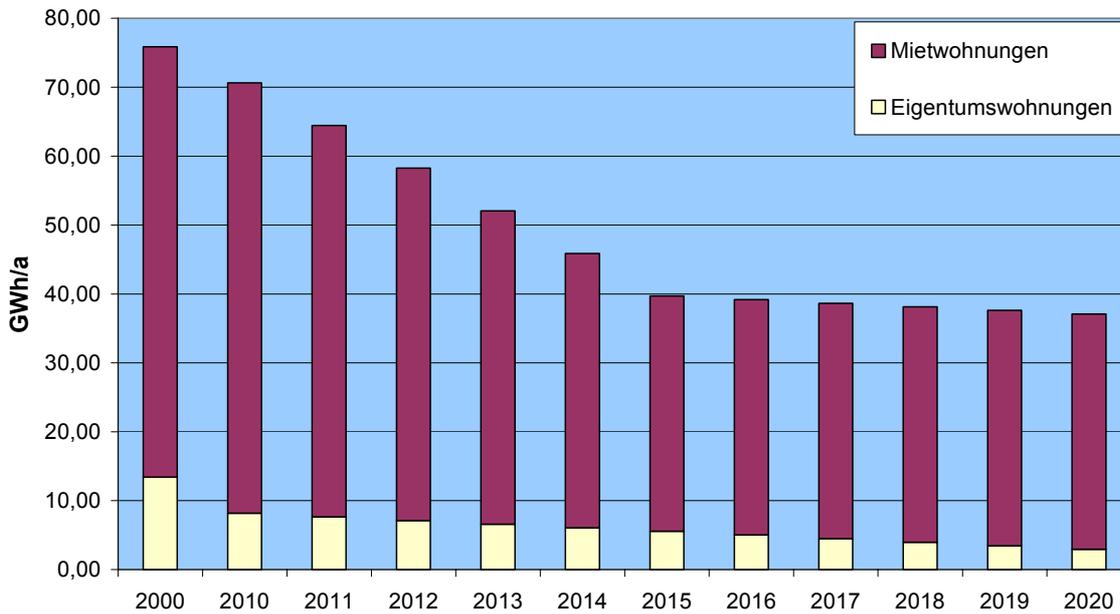


Abbildung 5.2-1: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Stadtgebiet Neue Vahr / Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

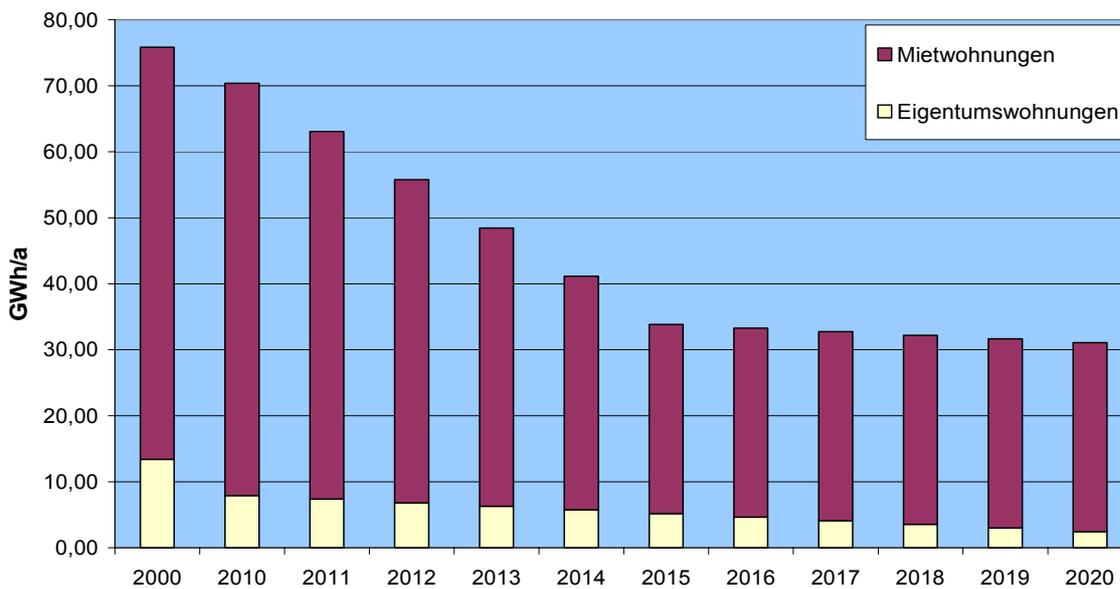


Abbildung 5.2-2: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Stadtgebiet Neue Vahr / Reduktionsszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

Im Gegensatz zum Gebäudebestand werden für neu errichtete Gebäude bei Zugrundelegung eines Sanierungszyklus von 30 bis 60 Jahren (Gebäude) bzw. 20 Jahren (Heizungsanlage) keine Minderungsfaktoren für den Endenergiebedarf für die Raumwärme und Warmwasserbereitung berücksichtigt. Es wird vielmehr vorausgesetzt, dass der zunächst aus den IKARUS-Modelldaten errechnete Wert über den Betrachtungszeitraum der Untersuchung bis 2020 konstant bleibt.

5.2.2 Zuordnung Gebäude- und Siedlungstypologie

Die Definition der Siedlungstypen, die einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung haben und daher für die geplanten Rechnungen mit dem Simulationsmodell von großer Bedeutung sind, erfolgte entsprechend der unter Kapitel 3.2 bereits beschriebenen Roth'schen Siedlungstypologie (s. Abbildung 3.2-1). Grundlage für die Zuordnung waren jeweils Lagepläne sowie zusätzliche Informationen von Seiten der beteiligten Versorgungsunternehmen.

Die Abbildung 5.2-3 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus dem Lageplan des Stadtteils Neue Vahr, der recht eindeutig dem Siedlungstyp 6 / Zeilenbebauung zuzuordnen ist.

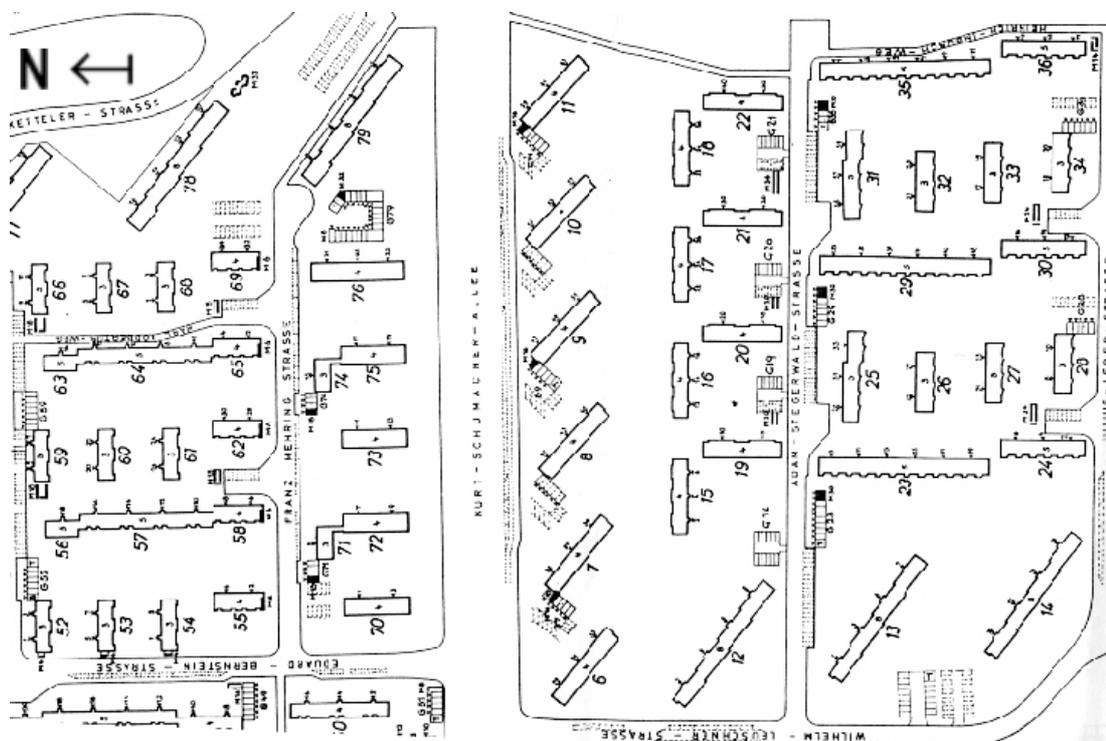


Abbildung 5.2-3: Ausschnitt aus dem Lageplan "Neue Vahr"; Quelle: [GEWOBA (1962/63)]

5.2.3 Einführung "typisiertes Versorgungsunternehmen"

Die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Varianten für die Wärmeversorgung wurde mit Hilfe des Simulationsmodells untersucht, welches verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Wärmeabsatzes sowie alternative Versorgungsstrukturen simuliert und die resultierenden Spartenergebnisse sowie das Jahresergebnis des betrachteten Versorgungsunternehmens unter Berücksichtigung der Ertragssteuern errechnet.

Dabei wurde in der Simulationsrechnung nicht das jeweilige Energieversorgungsunternehmen explizit dargestellt, sondern ein "typisiertes Versorgungsunternehmen" mit den Sparten Strom, Gas und Fernwärme betrachtet. In den vorliegenden Analysen ging es damit weniger um die absoluten Unternehmens- und Spartenergebnisse des jeweiligen

Energieversorgers; vielmehr sollte hier mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen einzelner Inputgrößen und der Betrachtung verschiedener Wärmeversorgungsstrukturen die Grundlage für eine sinnvolle Strategieempfehlung in Bezug auf die spezifischen Fragestellungen der Fallstudien geschaffen werden.

Der gesamte Endenergiebedarf im Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens wurde für das Jahr 2000 auf rund 3.100 GWh festgesetzt. Dies entspricht dem jährlichen Wärmeabsatz im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH, deren spezifische Versorgungssituation als Ausgangsdatensatz für das Simulationsmodell zugrunde gelegt worden war. Davon werden rund 70% durch Gas, rund 10% durch Fernwärme und rund 20% durch "sonstige Energieträger" (insbesondere Heizöl) gedeckt.

Auf der Grundlage der durch die Programmgruppe STE des Forschungszentrums Jülich für das gesamte Bundesgebiet ermittelten Werte wurden für die jeweils betrachteten Versorgungsgebiete folgende Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs bis 2020 zugrunde gelegt:

- Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%): Reduzierung um 20%
- Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%): Reduzierung um 30%

Die im Rahmen der Fallstudien im einzelnen untersuchten Siedlungsgebiete wurden in einem nächsten Schritt dem Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens "hinzugefügt". Dabei wurden einerseits der Endenergiebedarf und - bei der Betrachtung eines Gebäudebestandes - seine spezifische zukünftige Entwicklung in diesen Gebieten berücksichtigt. Zum anderen konnten auch die für die Fallbeispiele gewählten Wärmeversorgungsvarianten in ihren Auswirkungen auf die Spartenergebnisse sowie auf das Gesamtergebnis des Unternehmens untersucht werden.

In Abhängigkeit von der Größe der betrachteten Siedlungsbeispiele ergaben sich teilweise nur geringe Effekte; so wirkte sich zum Beispiel eine Variation des Wärmedämmstandards in einem Neubaugebiet mit 160 Wohneinheiten nur marginal auf die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse des Gesamt-Unternehmens aus (vgl. Fallstudie EWE). Um ein deutlicheres und dennoch auf plausiblen Ansätzen beruhendes Ergebnis zu erzielen, wurde daher in einigen Fällen eine "Vervielfachung" der ausgewählten Siedlungsgebiete angenommen.

So wurde für die Fallstudie EWE vorausgesetzt, dass nach der Realisierung des Neubaugebietes "Ökosiedlung Heide" in 2004 während des nachfolgenden Zeitraums bis 2020 im Versorgungsgebiet des betrachteten Unternehmens in jedem Jahr ein neues Wohngebiet analog zu demjenigen der Ökosiedlung entsteht und für die Wärmeversorgung jeweils die Optionen einer "Gas-Einzelversorgung" und einer "Nahwärmeversorgung mit Erzeugung in einem Blockheizkraftwerk" bestehen.

Im Rahmen der Untersuchung zur Mannheimer Innenstadt (Fallstudie MVV I) wurde unter dem Gesichtspunkt der Plausibilität davon ausgegangen, dass sich die untersuchte Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Rückbaus des Gasnetzes zugunsten einer alleinigen Fernwärmeversorgung nicht nur explizit für den "Planquadrat R7", sondern im Prinzip für alle Häuserblocks in der Mannheimer Innenstadt stellt, wo einerseits flächendeckend eine parallele Fernwärme- und Gasversorgung vorliegt und die andererseits als Fernwärme-

vorzugsgebiet ausgewiesen ist. Für die weiteren Rechnungen wurde daher ein Siedlungsgebiet von "24 x Planquadrat R7" zugrunde gelegt.

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Berücksichtigung des Wärmebedarfs und seiner zukünftigen Entwicklung in der Fallstudie im Verhältnis zur Wärmebedarfsentwicklung des gesamten Unternehmens.

Tabelle 5.2-1: Ansätze für die Reduzierung des Wärmeabsatzes im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV) von 2000 bis 2020; Quelle: [eigene Berechnungen]

	Trendszenario	Reduktionsszenario
Wärmeabsatz 2000:		
typisiertes EVU (MVV) 3.100 GWh/a	- 20 %	- 30 %
Wärmebedarf 24 x R7 140 GWh/a	- 25 %	- 47 %

5.2.4 Definition der Varianten für die Wärmeversorgung

In einem nächsten Schritt wurden die für die Deckung des prognostizierten Endenergiebedarfs in Frage kommenden Versorgungsvarianten definiert.

Als Grundlage für das Versorgungsgebiet als Ganzes diente wieder die mit dem Simulationsmodell abgebildete Energie und Wasser Lübeck GmbH mit ihrer spezifischen Versorgungsstruktur sowie deren prognostizierten zukünftigen Entwicklung (vgl. Kapitel 3.4).

Für die in den Fallstudien untersuchten Siedlungsgebiete jedoch wurden in Abstimmung mit den jeweiligen Energieversorgungsunternehmen praxisorientierte Optionen einer Wärmeversorgung festgelegt.

Für die swb Enordia stellte sich hinsichtlich der Versorgung des Stadtgebietes Neue Vahr beispielsweise die Frage, ob die bestehende zentrale Fernwärmeversorgung mit einer Wärmeerzeugung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung beibehalten oder zugunsten einer zentralen Erzeugung in Erdgaskesseln (ohne KWK) bzw. einer dezentralen Versorgung mit Gasheizungsanlagen aufgegeben werden sollte.

Aus Sicht der EWE AG waren für die zukünftige Wärmeversorgung des Neubaugebietes Ökosiedlung Heide eine Nahwärmeversorgung mit Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk oder alternativ die Installation von Gaseinzelanlagen in Betracht zu ziehen.

5.2.5 Festlegung der Kostenansätze und Eingangsparameter für die Modellrechnungen

Nach einer Ermittlung der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs und der in Abstimmung mit den Versorgungsunternehmen erfolgten Definition der zu untersuchenden Varianten für die Wärmeversorgung der beispielhaft betrachteten Siedlungsgebiete wurden in einem nächsten Schritt mit Hilfe des unter Kapitel 3.2 umfassend dargestellten Simulationsmodells (Funktionsweise s. Abbildung 3.2-2) die resultierenden Auswirkungen auf die Spartenergebnisse und deren Veränderung als Folge der prognostizierten Absatzentwicklungen errechnet. Die Ergebnisse wurden einerseits in ihren quantitativen Auswirkungen auf das Unternehmensergebnis betrachtet, konnten aber - durch die Berücksichti-

gung unterschiedlicher Optionen der Wärmeversorgung - insbesondere als Grundlage zur Formulierung von qualitativen Anforderungen an die Energieversorgungsunternehmen und für die Entwicklung von Strategieoptionen für die als Ausgangspunkt für die Fallstudien definierten Fragestellungen herangezogen werden.

Die Eingangsparameter wurden zunächst durch das bremer energie institut festgelegt (vgl. Anhang-10) und dann in Abstimmung mit den jeweiligen Versorgungsunternehmen in einzelnen Positionen an die konkret vorliegende Situation angepasst.

Die im einzelnen durchgeführten Änderungen bezogen sich insbesondere auf spezifische Ansätze für Energiepreise (Gas, Kohle, Strom-Fremdbezug) sowie auf die zu erzielenden Erlöse im Strom-, Gas- und Fernwärmebereich. Weitere Anpassungen betrafen unter anderem:

- eine Senkung der spezifischen Investitionen in Gas-Unterverteilungsnetze (EWE AG)
- eine Senkung der spezifischen Investitionen in die Fernwärme-Unterverteilung (MVV Energie AG)
- eine Verminderung der spezifischen Betriebskosten (hier: Kosten für Pumpstationen/Pumpstrom sowie Verwaltung/Vertrieb) bei der Wärmeverteilung (EWE AG)
- eine Verminderung der spezifischen Betriebskosten (hier: Kosten für Verwaltung/Vertrieb Fernwärme) sowie eine Erhöhung der spezifischen Kosten der Mittelverteilung (swb Enordia GmbH)
- eine Erhöhung der spezifischen Investitionen in die Fernwärmeerzeugung, da in den konkreten Fällen keine GuD-Anlage, sondern ein Kohle-Kraftwerk mit teilweiser Wärmeauskopplung vorliegt (swb Enordia GmbH, MVV Energie AG)
- eine Erhöhung der anzusetzenden Kosten für einen Fernwärme-Hausanschluss (MVV Energie AG)

Weitere, in Zusammenhang mit den spezifischen Fragestellungen der beteiligten Versorgungsunternehmen stehende Variationen bzw. Erweiterungen der ursprünglichen Kostenansätze und Eingangsparameter werden im Rahmen der Dokumentation der Ergebnisse der Fallstudien (Abschnitt "Besondere Merkmale") genannt.

5.2.6 Berechnung der Sparten- und Unternehmensergebnisse

Auf der Grundlage der diskutierten Kostenansätze wurden mit dem Simulationsmodell nun die Spartenergebnisse des Versorgungsunternehmens in ihrer Entwicklung bis 2020 bei unterschiedlichen Szenarien der Bedarfsentwicklung sowie für alternative Optionen einer Wärmeversorgung der beispielhaften Siedlungsgebiete berechnet. Hinsichtlich der Bewertung der erzielten Ergebnisse ist darauf hinzuweisen, dass in Bezug auf die Fernwärmesparte bei einer sinkenden Wärmenachfrage mit einem Anstieg der spezifischen Fernwärmeerlöse zu rechnen. Dies wurde nicht berücksichtigt; in den Rechnungen wurde vielmehr ein konstanter FW-Preis zugrunde gelegt.

Aus den Spartenergebnissen errechneten sich die Jahresergebnisse des Unternehmens in ihrer Entwicklung während eines Betrachtungszeitraums bis 2020. Aufgrund einer konsolidierten Finanzierungs- und Ertragssteuerberechnung entsprechen die Unternehmensergebnisse nicht der Summe der Spartenergebnisse.

5.2.7 Sensitivitätsbetrachtungen

Da die erzielten Rechenergebnisse auf einer Vielzahl von gewählten Kostenansätzen basieren, sollte abschließend der Einfluss einzelner Parameter wie zum Beispiel die Höhe der Kapitalkosten, die anzusetzenden Gasbezugskosten oder die in einzelnen Sparten erzielbaren Erlöse ceteris paribus näher untersucht werden. Hierzu wurden zu den jeweiligen Fallstudien Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. Die aus den veränderten Ansätzen resultierenden Auswirkungen auf die Sparten- und Unternehmensergebnisse für die betrachteten Varianten der Wärmeversorgung wurden im Vergleich zur jeweiligen Basisvariante aufgezeigt.

Die Ansätze für die Sensitivitäten sind in der Tabelle 5.2-2 in einer Übersicht zusammengestellt. Ihre Relevanz im Hinblick auf die Untersuchungsergebnisse und hieraus entwickelte Handlungsempfehlungen an die Versorgungsunternehmen werden im Zuge der Darstellung der einzelnen Fallstudien unter Kapitel 5.3 bis 5.6 dokumentiert.

Tabelle 5.2-2: Ansätze für Sensitivitätsbetrachtungen für das Unternehmensergebnis; Quelle: [eigene Ansätze und Vorgaben der beteiligten EVU]

Parameter	Sensitivitäten
Gasbezugskosten	11 €/MWh — 13, 20 bzw. 23 €/MWh
Zinssatz	6 % — 12 %
Gaserlöse	28 €/MWh — 35 €/MWh
Wärmeerlöse	48 €/MWh — 28 €/MWh
Investitionen in die Gasverteilung ST 1-4 / ST 2	75 €/m / 50 €/m — 31 €/m
Baukostenzuschuss Nahwärme	3.000 €/St — 1.300 €/St.
Invest. in Erneuerung FW-Transportleitung	1,5 Mio. €/a — 0,75 Mio. €/a

Gasbezugskosten

Bereits im Rahmen eines Projekt-Workshops im Frühsommer 2001 wurde die Frage der weiteren Entwicklung des Gasmarktes und damit auch der Gasbezugskosten für Versorgungsunternehmen innerhalb der am Projekt beteiligten EVU kontrovers diskutiert. Der zunächst durch das bremer energie institut angesetzte Preis für Kraftwerksgas in Höhe von 11 €/MWh entspricht dem finanzmathematischen Mittel einer Prognose bis 2020 [Prognos (1999), S. 204]. Dieser Wert wurde - mit einer Ausnahme - im Rahmen der Fallstudien in Anpassung an die realen Gegebenheiten erhöht.

Eine im Zuge der Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführte Reduzierung auf den oben genannten Wert führte erwartungsgemäß jeweils zu einer deutlichen Verbesserung der Gas- und auch der Wärmesparte. Voraussetzung hierfür war allerdings, dass die Gas- und Fern-/Nahwärmepreise konstant gehalten werden. Real ist jedoch davon auszugehen, dass im Zuge einer Senkung der Gasbezugskosten eine Anpassung erfolgt, da - insbesondere in einem konkurrierenden Markt - Reduzierungen der Brennstoffkosten in gewissem Umfang an die Kunden weiter gegeben werden müssen.

In der Abbildung 5.2-4 sind beispielhaft die Unternehmensergebnisse aus der Fallstudie EWE in der Basisvariante sowie bei einer hier betrachteten Erhöhung der Gasbezugskosten mit und ohne eine resultierende Anpassung der Gas- und Nahwärmeerlöse dargestellt. Exemplarisch wurde angenommen, dass eine Erhöhung der Gasbezugskosten zu einer Anhebung der Gas- bzw. Wärmepreise um 10% auf 30 €/MWh bzw. 53 €/MWh führt.

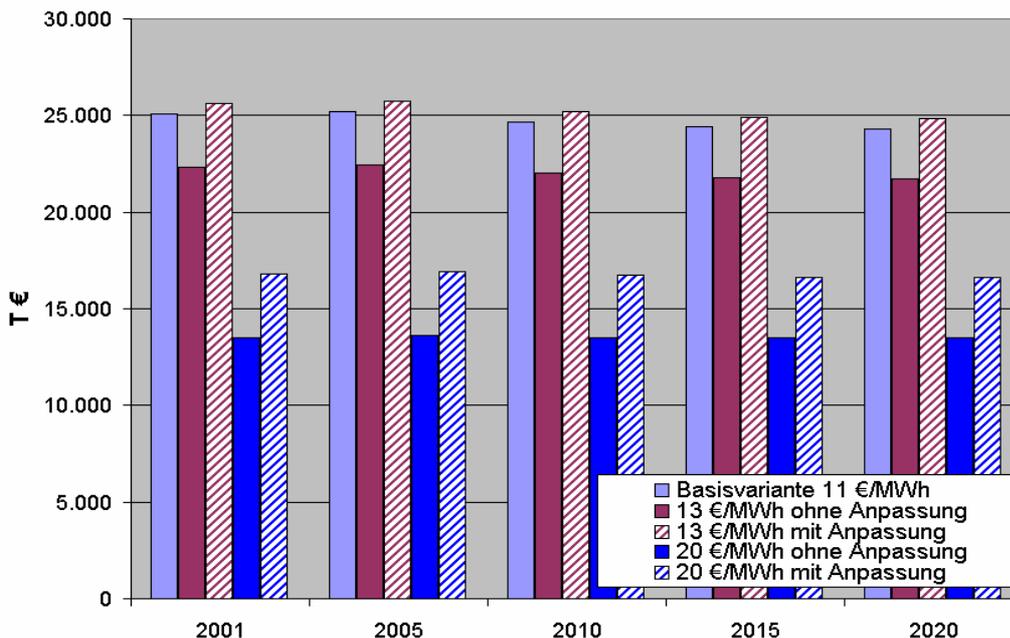


Abbildung 5.2-4: Vergleich der Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante und bei Variation der Gasbezugskosten mit / ohne Anpassung der Erlöse; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der EWE AG]

Es wird deutlich, dass die Auswirkungen einer Gasbezugkostenerhöhung in Zusammenhang mit einer Anpassung der Gas- und Nahwärmeerlöse deutlich abgeschwächt werden. Insgesamt zeigt sich aber, dass die Unternehmensergebnisse sehr sensibel auf eine Veränderung der Gasbezugskosten und hieraus folgende Preisveränderungen reagieren.

Zinssatz

Analog zur Frage der Gasbezugskosten gab es auch hinsichtlich der für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zugrunde zu legenden Zinssätze unterschiedliche Einschätzungen von Seiten der am Projekt beteiligten Versorgungsunternehmen. Der von einem der Energieversorger global angesetzte Zinssatz von 12% für Investitionen in die Fernwärmeversorgung erschien vergleichsweise hoch. Ein Anteil von mindestens 5% davon könnte als "Risikoansatz" eingestuft werden, der unter anderem angesichts der Tatsache, dass es hier um den Ausbau von Unternehmensbereichen geht, die die Kundenbindung fördern und damit auf langfristige Sicht Profite erbringen, unangemessen erscheint. In Absprache mit dem genannten Unternehmen wurde daher in einer ersten Sensitivitätsrechnung der vergleichsweise hohe Zinssatz von 12% auf 6% gesenkt. Um eine Vergleichbarkeit der

verschiedenen Fallstudien untereinander zu gewährleisten, erfolgten die Wirtschaftlichkeitsrechnungen jeweils mit Realzinssätzen von 6% und 12%.

Wie die nachfolgende Tabelle aus der Fallstudie EWE zeigt, wirkt sich - aufgrund der höheren Investitionen/Kapitalbelastungen - eine Erhöhung des Zinssatzes insbesondere auf die Wärmesparte negativ aus, wo erst zum Ende der Betrachtungszeit ein dauerhaft positives Spartergebnis zu erwarten wäre.

Tabelle 5.2-3: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante sowie bei Variation des Zinssatzes; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der EWE AG]

Zinssatz 6 %	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmen	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
Zinssatz 12 %					
Ergebnis Nahwärme	-45	-3	1	-4	7
Ergebnis Gas	12.185	12.305	11.921	11.840	12.042
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmen	24.189	24.333	23.952	23.867	24.079

Gaserlöse

Ein weiterer entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit einer Wärmeversorgung sind die zu erzielenden Gas- und Fernwärmeerlöse.

Der zunächst durch das bremer energie institut angesetzte Gaspreis von 28 €/MWh, der dem finanzmathematischen Mittel einer Prognose bis 2020 entspricht [Prognos (1999), S. 204], stimmte weitgehend mit den diesbezüglichen Angaben der Versorgungsunternehmen überein. Eine Ausnahme bildete hier die MVV Energie AG, deren Ansatz deutlich über den durchschnittlichen Werten der Unternehmen sowie demjenigen des bremer energie instituts lag. Da andererseits die von der MVV Energie AG angegebenen Gasbezugskosten vergleichsweise hoch waren, war eine Reduzierung der Erlöse bis auf den genannten Wert von 28 €/MWh nicht plausibel. Exemplarisch wurde daher in der Fallstudie MVV eine Senkung der Gaserlöse um 10% in ihren Auswirkungen auf die Unternehmensergebnisse untersucht.

Es zeigte sich, dass diese Auswirkungen vor allem quantitativer Natur waren: die Unternehmensergebnisse sanken in Folge einer Reduzierung der Gaspreise gleichermaßen in allen betrachteten Varianten der Wärmeversorgung; die Variation der Gaserlöse führte nicht zu einer qualitativen Veränderung der Ergebnisse, die eine anderslautende Empfehlung zur zukünftigen Wärmeversorgung der betrachteten Gebiete nach sich gezogen hätte.

Fern-/Nahwärmeerlöse

Die Fernwärmeerlöse sind zum einen abhängig von den Brennstoffkosten; gleichzeitig stehen sie jedoch in einem harten Wettbewerb zum konkurrierenden Energieträger Gas.

Für die in Zusammenhang mit den Fallstudien durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurde von Seiten des bremer energie instituts zunächst ein von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. für den Bundesdurchschnitt genannter Fern-/Nahwärmepreis in Höhe von 48 €/MWh Preis angesetzt [Angabe AGFW in 10/2001], den die Mehrzahl der am Projekt beteiligten Versorgungsunternehmen bestätigte.

Lediglich in der Fallstudie EWE wurde dieser Parameter variiert, da sich das Versorgungsunternehmen bei der Wärmeversorgung der "Ökosiedlung Heide" nach eigenen Angaben zum Ziel gesetzt hatte, Preise für eine Nahwärmeversorgung zu realisieren, die für die hier versorgten Kunden nicht zu höheren Wärmekosten als bei einer vergleichbaren Gas-Einzelversorgung führen. Um die Sensitivität der Nahwärmeerlöse für das Unternehmensergebnis zu untersuchen, wurden diese von 48 €/MWh auf 28 €/MWh gesenkt.

Die resultierenden Ergebnisse im Vergleich zur Basisvariante sind in der nachfolgenden Tabelle exemplarisch für eine Nahwärmeversorgung im Trendszenario dargestellt.

Tabelle 5.2-4: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€ in der Basisvariante sowie bei Variation der Nahwärmeerlöse; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der EWE AG]

Nahwärmeerlöse 48 €/MWh	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmen	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
Nahwärmeerlöse 28 €/MWh					
Ergebnis Nahwärme	-40	-27	-33	-58	-69
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmen	25.065	25.165	24.647	24.358	24.259

Durch eine Senkung der Nahwärmeerlöse verschlechterte sich das Unternehmensergebnis gegenüber der Basisvariante, wobei die Auswirkungen auf die Ergebnisse in der Nahwärmesparte erwartungsgemäß am deutlichsten ausfielen; das Nahwärme-Ergebnis blieb über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2020 negativ.

Der für die Sensitivitätsrechnung exemplarisch angesetzte Wert für die Nahwärmeerlöse entsprach mit 28 €/MWh dem im Unternehmensmodell angesetzten Gaserlös. In diesem Zusammenhang soll ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass hiermit nicht gleiche Wärmekosten für den Kunden impliziert werden, da für eine solche Betrachtung eine Vollkostenrechnung durchgeführt werden müsste.

Investitionen

In weiteren Sensitivitätsbetrachtungen wurden spezifische Investitionen, Gesamtinvestitionen sowie Ansätze für Hausanschlusskosten variiert, wenn die diesbezüglichen Angaben einzelner kooperierender Energieversorgungsunternehmen deutliche Abweichungen von den Ansätzen des bremer energie instituts bzw. denjenigen der weiteren am Projekt beteiligten Unternehmen aufwiesen.

Konkret ging es zum Beispiel um die spezifischen Kosten für die Gas-Unterverteilung, die von Seiten der EWE AG auch bei geringer Bebauungsdichte mit 31 €/m angegeben wurde. Da diese Kosten - vor allem auch im bundesweiten Vergleich - sehr niedrig waren, wurden sie im Rahmen der Rechnungen zur Fallstudie EWE für bestehende "Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen" auf 75 €/m sowie für entsprechende Neubaugebiete auf 50 €/m erhöht.

Gleichzeitig wurden in dieser Fallstudie die Ansätze für den Baukostenzuschuss (BKZ) für einen Nahwärme- oder Gas-Hausanschluss reduziert. Letzterer wurde nur leicht vermindert, da sich die im Versorgungsgebiet der EWE üblichen Beträge nur unwesentlich von den ursprünglichen Ansätzen des bremer energie instituts unterscheiden. Anders war dies in Bezug auf den in der Ökosiedlung Heide geplanten BKZ für die Nahwärmeversorgung, so dass hierfür mit etwa 1.300 € ein deutlich reduzierter Preis angesetzt wurde. Dieser entspricht etwa einem Ansatz von 50% - wie er in der Praxis heute üblich ist - des laut Energiewirtschaftsgesetz zulässigen Baukostenzuschusses bei Neuanschlüssen an eine Fern- oder Nahwärmeversorgung.

Im Ergebnis zeigte sich, dass die bei dieser Rechnung variierten Kostenansätze insgesamt keinen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis der Nahwärmesparte haben, sie führten jedoch zu einer Verringerung der Ergebnisse der Gassparte, was wiederum einen, über den Betrachtungszeitraum bis 2020 stetig wachsenden Vorteil der Basisvariante gegenüber der hier untersuchten Variation hervorrief.

Für erforderliche Investitionen in die Sanierung (Fallstudie MVV I) oder Neuverlegung (Fallstudie EWE, Fallstudie MVV II) von Gas- bzw. Fernwärmenetzen wurden - soweit sie im Vergleich mit aktuellen Erfahrungswerten des bremer energie instituts plausibel erschienen - in den Simulationsrechnungen die von den jeweiligen Unternehmen genannten Ansätze berücksichtigt. Ausgenommen war hier die Fallstudie swb, wo die von Seiten des Versorgungsunternehmens ermittelte Summe der Investitionen für eine Erneuerung der Fernwärmeverteilung sowie der Transportleitung vom Heizkraftwerk bis in das betrachtete Siedlungsgebiet Neue Vahr im Vergleich zu analogen Projekten aus anderen Versorgungsunternehmen unverhältnismäßig hoch erschien. Diese Ansätze wurden daher einer Sensitivitätsbetrachtung unterzogen und die Ergebnisse der Fernwärmesparte bei deutlich reduzierten jährlichen Investitionen berechnet. Es sei darauf hingewiesen, dass die ange-setzte lineare Verteilung der Investitionen auf die nächsten 30 Jahre nicht der üblichen Praxis entspricht; ein entsprechender Ansatz wurde jedoch in Abstimmung mit der swb Enordia gewählt, da das Unternehmen derzeit keine genaueren Angaben über die zeitliche Staffelung der Investitionen machen konnte.

Abschließend wurden zu allen Fallstudien Schlussfolgerungen formuliert, die die jeweils eingangs formulierten Fragestellungen aufgreifen und den Versorgungsunternehmen auf der Grundlage der erzielten Berechnungsergebnisse konkrete Handlungsempfehlungen für zukünftige Strategien einer unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvollen Wärmeversorgung der beispielhaft betrachteten Siedlungsgebiete geben.

5.3 Fallstudie swb

5.3.1 Struktur des Wärmemarktes in Bremen

Die swb Enordia GmbH, eine Tochtergesellschaft der swb AG (ehemals Stadtwerke Bremen AG) beliefert die Stadtgemeinde Bremen (545.000 Einwohner, 320 km²) mit Strom, Gas, Nah- und Fernwärme und Trinkwasser sowie einige Umlandgemeinden mit Gas (s. Abbildung 5.3-1).

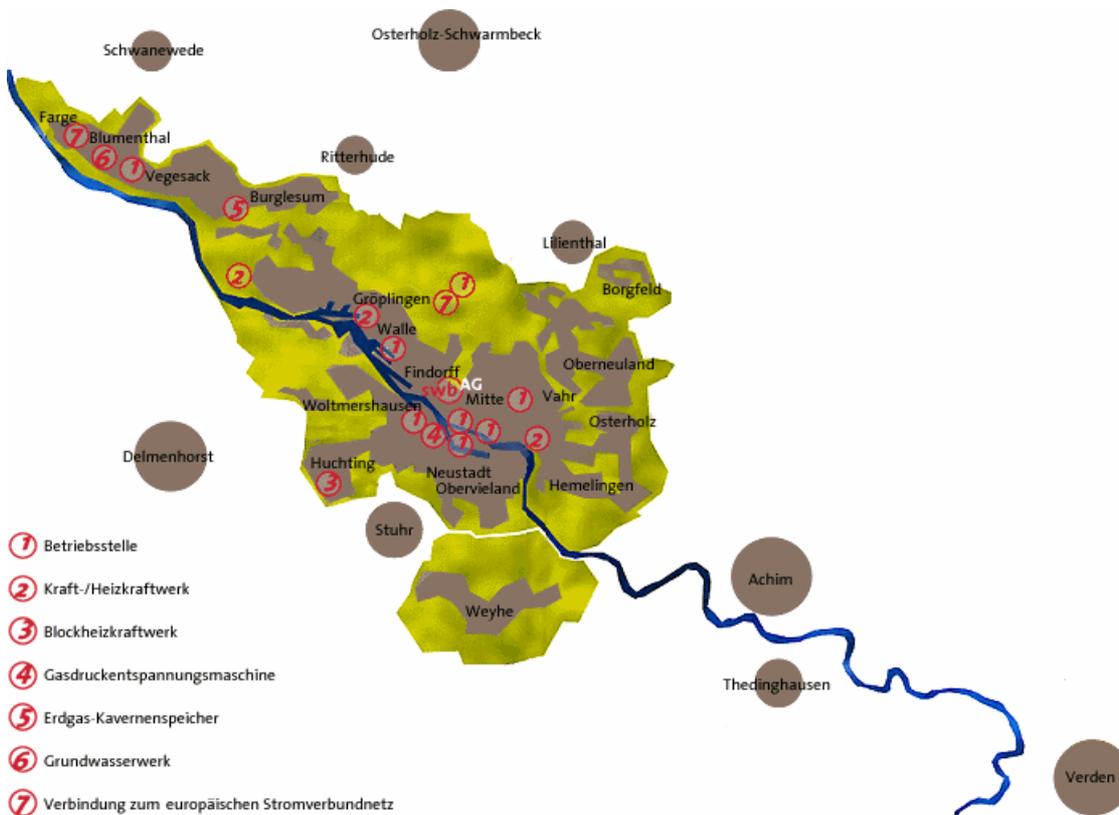


Abbildung 5.3-1: Versorgungsgebiet der swb Enordia GmbH; Quelle: [http://www.swb-enordia.de]

Zur Struktur der Gebäudebeheizung in Bremen wurden Daten im Rahmen der bundesweiten Gebäude- und Wohnungsstichprobe erhoben, die Abbildung 5.3-2 zeigt die prozentuale Aufteilung auf die maßgeblichen Energieträger Gas, Heizöl und Fernwärme.

Der Marktanteil von Erdgas im Bremer Wärmemarkt ist in den Jahren nach 1993 zunächst kontinuierlich gestiegen. Seit 1997 stagniert der Verbrauch (Erdgasabsatz und Einsatz für Nahwärmeerzeugung) und beträgt heute knapp 60 Prozent; etwa 166.000 Wohnungen werden zurzeit mit Erdgas für die Raumwärmebereitstellung versorgt.

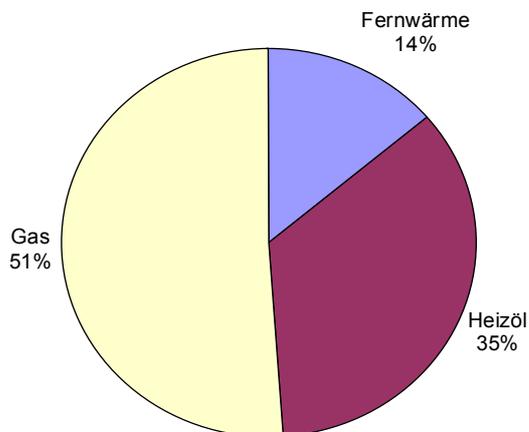


Abbildung 5.3-2: Mit Fern-, Block- oder Zentralheizung beheizte Wohngebäude im Land Bremen am 30. September 1993 nach Energieträger; Quelle: [Stat. LA (1996)]

Im Wärmemarkt kamen dabei zwei gegenläufige Entwicklungen zum Tragen: Aufgrund der milden Witterungsbedingungen sank die Nachfrage, durch die Erschließung von Erdgas-Neukunden wurde der Rückgang aber bisher weitgehend ausgeglichen [swb (2000), S. 30].

Die Nah- und Fernwärmeversorgung hat heute einen Anteil von ca. 14 % am Bremer Raumwärmemarkt. Die Zahl der versorgten Wohnungen betrug 1998 37.330.

Die gesamte nutzbare Abgabe von etwa 820 GWh in 1998 verteilte sich zu 430 GWh auf Haushalte und 390 GWh auf Industrie und Gewerbe; der größte Einzelkunde ist die DaimlerChrysler AG mit einer Abnahme von ca. 210 GWh (1998).

Die Umsatzerlöse in den Sparten Strom, Gas und Fern-/Nahwärme beliefen sich 1999 auf insgesamt etwa 720 Mio. € und setzten sich wie folgt zusammen:

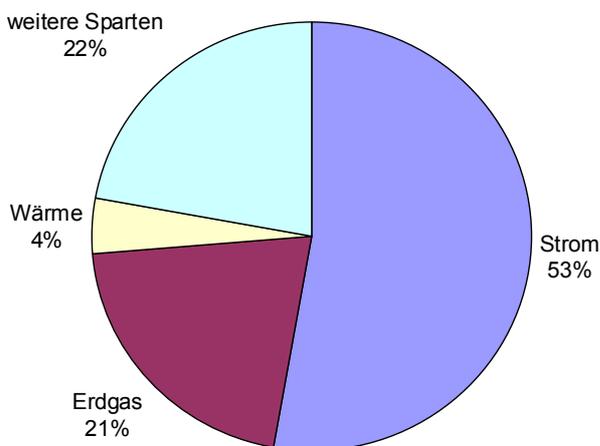


Abbildung 5.3-3: Anteile der einzelnen Sparten an den Umsatzerlösen der swb Enordia GmbH in 1999; Quelle: [swb (2000), S. 94]

5.3.2 Definition der "Fallstudie swb"

Die Fernwärmeerzeugung und deren Absatz konzentriert sich mit einem Anteil von 77% auf die östlichen Stadtteile Bremens. Für die swb AG stellten sich in Bezug auf die Zukunft dieses Versorgungsgebietes zwei Fragen:

- Zum einen entstanden vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte Bestrebungen, den bislang mit nahezu 90% relativ hohen Anteil der Stromeigenerzeugung in Bremen zu reduzieren, um am neu entstehenden Markt flexibler reagieren zu können. Obwohl die swb AG mehrere Kraftwerke mit einer geringeren bzw. auch ohne Wärmeauskopplung betreibt, wurden im Rahmen eines sogenannten "Beschaffungskonzeptes" Möglichkeiten für eine Reduzierung des Eigenerzeugungsanteils unter anderem durch Stilllegung des im Bremer Osten betriebenen Heizkraftwerkes Hastedt geprüft [vgl. Stadtwerke (1998a), S. 3]. Dieses besteht aus zwei Drehstromerzeugungsanlagen auf Erdgas- (Block 14, Baujahr 1972) bzw. Steinkohle-Basis (Block 15, Baujahr 1989), die jeweils in erheblichem Umfang Fernwärme für die Versorgung des Bremer Ostens auskoppeln [Stadtwerke (1998b), S. 4].

Die Deckung des aus einer Stilllegung dieser Erzeugungsanlagen resultierenden zusätzlichen Strombedarfs ist durch eine Erhöhung des Fremdbezugsanteils technisch und wirtschaftlich problemlos realisierbar. Fraglich dagegen ist, wie eine zukünftige Versorgung der Wärmekunden - insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten - gestaltet werden kann.

- Die Beantwortung dieser Frage wird zusätzlich dadurch verkompliziert, dass das im wesentlichen in den 60er Jahren entstandene Fernwärmenetz im betrachteten Gebiet sanierungsbedürftig ist. Da in Anbetracht von bereits erfolgten und auch für die Zukunft noch zu erwartenden wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen gleichzeitig der spezifische Endenergiebedarf in den fernwärmeversorgten Gebäuden gesunken ist und weiter abnimmt, wurde die Wirtschaftlichkeit einer Sanierung der Netze und einer Fortsetzung der bisherigen Fernwärmeversorgung in Zweifel gezogen.

In Abstimmung mit der swb Enordia GmbH wurde daher der im Bremer Osten gelegene Stadtteil Neue Vahr für die Durchführung einer Fallstudie ausgewählt, die das Ziel hat, die langfristige Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in diesem Gebiet zu ermitteln und Perspektiven zu erarbeiten, wie dieser Bedarf auch auf längere Sicht durch das Versorgungsunternehmen wirtschaftlich gedeckt werden kann.

Die Neue Vahr ist ein geschlossenes Wohngebiet mit insgesamt etwa 10.000 Wohneinheiten, die zum überwiegenden Teil (etwa 90%) von einer Wohnungsbaugesellschaft (Aktiengesellschaft Wohnen und Bauen, GEWOBA) verwaltet werden. Die restlichen knapp 10% der Wohneinheiten sind Eigentumswohnungen, die typischerweise aus dem GEWOBA-Bestand an Mieter verkauft worden sind.

Bei den Gebäuden handelt es sich in der Regel um Mehrfamilienhäuser aus den 60er Jahren (12 - 32 Wohneinheiten, durchschnittliche Wohnfläche 62,5 m²) mit Gewerbe- und Dienstleistungseinheiten in der Erdgeschoss-Zone.

Die Wärmeversorgung der Gebäude wird über ein Fernwärmenetz sichergestellt, das aus dem nahegelegenen Heizkraftwerk Hastedt gespeist wird. Die Warmwasserbereitung erfolgt zum überwiegenden Teil in elektrischen Durchlauferhitzern. Aus der Abbildung 5.3-4 ist die Lage des genannten Kraftwerkes sowie ein Ausschnitt aus dem fernwärmeversorgten Gebiet ("Neue Vahr" im oberen Bereich) ersichtlich.

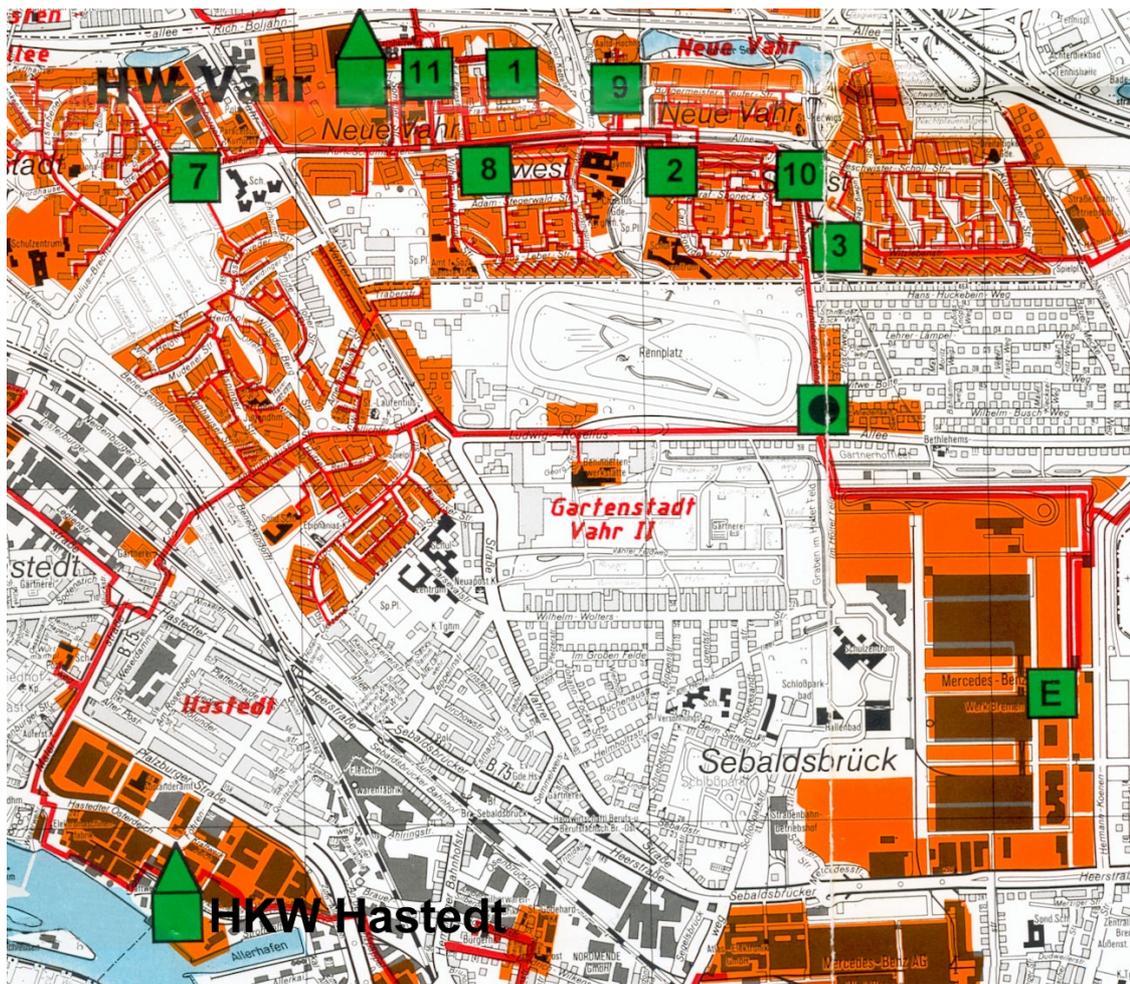


Abbildung 5.3-4: Stadtgebiet Neue Vahr mit Fernwärmeversorgungsnetz; Quelle: [Stadtwerke (1996)]

In den vergangenen Jahren wurden im betrachteten Wohnggebiet eine Vielzahl von wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen durchgeführt, die zu einer deutlichen Reduzierung des Fernwärmeabsatzes führten. In der Abbildung 5.3-5 ist exemplarisch die Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs in 4 Gebäuden dargestellt.

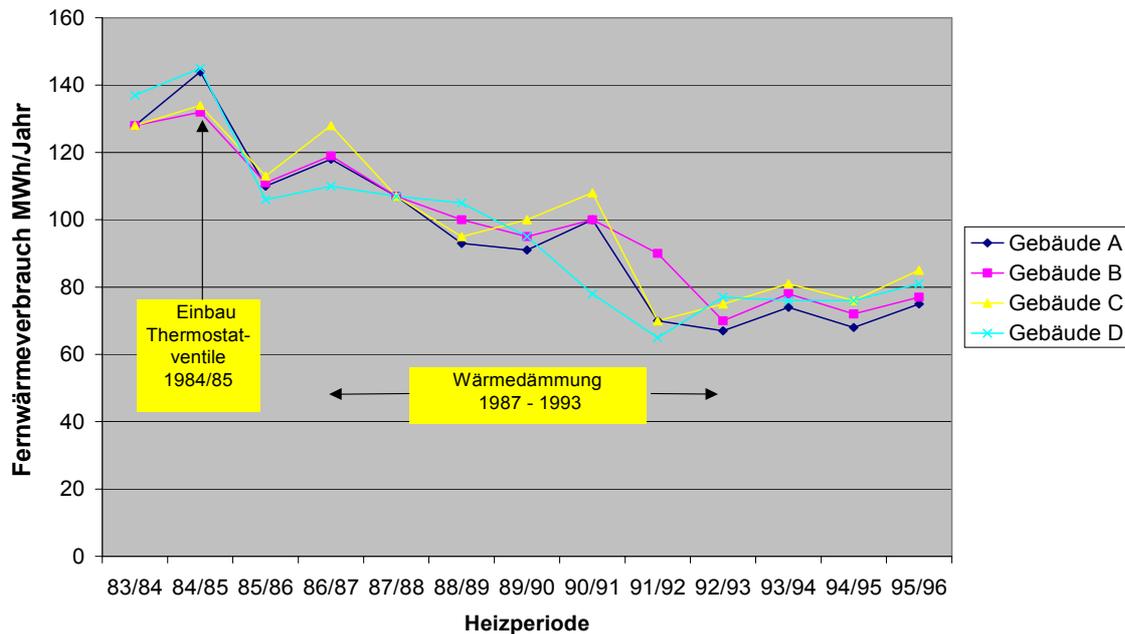


Abbildung 5.3-5: Entwicklung Fernwärmeverbrauch in 4 Gebäuden; Quelle: [Messergebnisse GEWOBA (1996)]

Bei einer Betrachtung des gesamten Wohngebietes Neue Vahr ist eine vergleichbare Entwicklung festzustellen: Nachdem von Seiten der GEWOBA zu Beginn der 80er Jahre Werte für den spezifischen Verbrauch in Höhe von durchschnittlich $180 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ gemessen wurden, sank der Bedarf in den darauffolgenden Jahren aufgrund von durchgeführten Wärmedämm-Maßnahmen auf rund $100 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und liegt damit etwa auf einem Niveau entsprechend der WSVO '95.

5.3.3 Entwicklung Endenergiebedarf Neue Vahr / Versorgungsgebiet EVU

Anhand des vorliegenden Lageplans (vgl. Abbildung 5.2-3) war das Wohngebiet Neue Vahr dem Roth'schen Siedlungstyp 6 / "Zeilenbebauung" zuzuordnen.

Die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme in diesem Siedlungstyp wurde mit Hilfe des IKARUS-Raumwärmemodells für die unter Kapitel 2.4.3 definierten Szenarien - Trend- und Reduktionsszenario - berechnet.

Nach ersten Recherchen und Gesprächen mit der Wohnungsbaugesellschaft waren hier für die Miet- bzw. Eigentumswohnungen unterschiedliche Ergebnisse zu erwarten. Einerseits hatten die Eigentümer bislang kaum wärmetechnische Sanierungsmaßnahmen in ihren Wohnungen bzw. Gebäuden durchgeführt, so dass der spezifische Wärmebedarf und die resultierenden Verbrauchswerte unverhältnismäßig hoch waren (Eigentumswohnungen hatten einen Anteil von etwa 8 % an der Gesamtwohnfläche in der Neuen Vahr, ihr Anteil am Fernwärmeverbrauch betrug im Status Quo jedoch nahezu 18 %). Andererseits war hier aufgrund des überproportional hohen Einsparpotenzials kurz- bis mittelfristig mit umfangreichen Wärmeschutzmaßnahmen zu rechnen. Diese Einschätzung wurde durch die GEWOBA bestätigt, die darauf hinwies, dass einige Eigentümergemeinschaften

die GEWOBA bereits mit der Durchführung von Wärmedämm-Maßnahmen beauftragt hätten.

Vor diesem Hintergrund wurde die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme in den Eigentumswohnungen und in den Mietwohnungen getrennt ermittelt und dargestellt.

Die Ergebnisse der Rechnungen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell, die beispielhaft unter Kapitel 5.2 für das Trend- (vgl. Abbildung 5.2-1) und für das Reduktionsszenario (vgl. Abbildung 5.2-2) dargestellt wurden, stimmten mit den Erwartungen überein, die sich unter anderem aufgrund der Informationen durch die GEWOBA herausgebildet hatten. Für die prozentuale Reduzierung des Endenergiebedarfs für Raumwärme innerhalb des Betrachtungszeitraumes von 2000 bis 2020 ergaben sich

im Trendszenario:	- 51 %
im Reduktionsszenario:	- 59 %

Auffällig, aber nicht unerwartet ist die deutliche Reduzierung des Bedarfs in den Eigentumswohnungen von heute 13,4 GWh/a auf 8,17 GWh/a (- 40%) in 2010. Der Sanierungszyklus ist hier noch nicht abgeschlossen, das IKARUS-Modell kommt infolge dessen für die Eigentumswohnungen im Vergleich zu den baugleichen Mietwohnungen zu höheren Reduktionswerten bis - etwa in 2010 - hier das gleiche Niveau erreicht ist.

Die für den Bereich der Eigentumswohnungen prognostizierte Entwicklung erscheint auch über einen Vergleich der Wohnflächen plausibel. Aufgrund der erwarteten mittelfristigen Erschließung eines hohen Energieeinsparpotenzials sinkt ihr Anteil am Wärmeverbrauch in der Neuen Vahr bis 2020 auf etwa 8 % und erreicht damit einen Wert, der dem Verhältnis der Wohnflächen entspricht.

Für das Versorgungsgebiet der swb Enordia GmbH allgemein wurde eine Reduzierung des Endenergiebedarfs für Raumwärme um 25% (Trendszenario, Sanierungseffizienz 50%) bzw. 30% (Reduktionsszenario, Sanierungseffizienz 100%) bis 2020 vorausgesetzt. Die im Rahmen der detaillierten Untersuchungen für den Stadtteil Neue Vahr ermittelten deutlich höheren Ansätze (50% im Trend- bzw. 60% im Reduktionsszenario) wurden auf einen Anteil von 10% des jährlichen Endenergiebedarfs angerechnet, entsprechend etwa 300 GWh/a Wärmeabsatz der swb Enordia GmbH an Haushalte und Gewerbe im Bremer Osten (ohne Sondervertragskunden). Eine Übertragung des zunächst explizit für die Neue Vahr (Fernwärmeabsatz ca. 78 GWh/a) ermittelten Reduktionsansatzes auf den gesamten fernwärmeversorgten Gebäudebestand im Bremer Osten (Fernwärmeabsatz ca. 300 GWh/a) erschien vor dem Hintergrund, dass auch die umliegenden Stadtteile durch fernwärmeversorgte Mehrfamilienhaussiedlungen geprägt sind, gerechtfertigt.

In Abstimmung mit der swb Enordia GmbH wurde zusätzlich eine von Seiten des Unternehmens als praxisrelevant eingeschätzte Prognose für die Endenergiebedarfsentwicklung für das Versorgungsgebiet berücksichtigt. Sie wird im Folgenden als "swb-Ansatz" bezeichnet und geht von einem jährlich um 0,5% sinkenden Raumwärmeverbrauch aus.

Insgesamt ergaben sich im Rahmen der hier betrachteten Fallstudie damit die folgenden Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärmebereitstellung:

- a) Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%): Verbrauchsrückgang 25% bis 2020

- b) Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%): Verbrauchsrückgang 30%
- c) swb-Ansatz: Verbrauchsrückgang 10%

Die Abbildung 5.3-6 zeigt die unterschiedlichen Entwicklungen in den drei Szenarien, die nachfolgende Abbildung 5.3-7 vergleicht die Szenarien für die fernwärmeversorgten Gebiete im Bremer Osten.

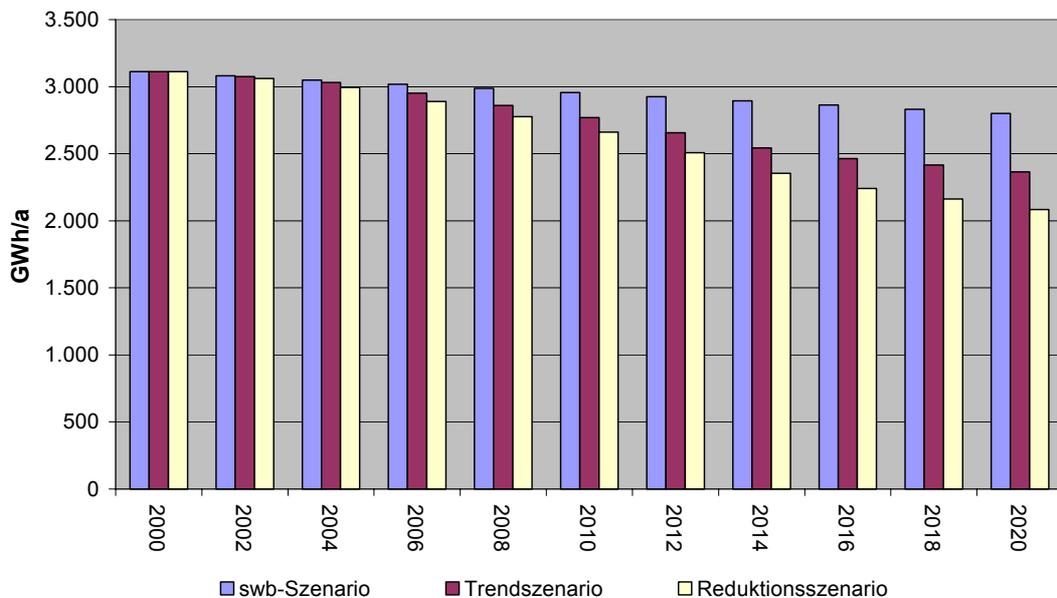


Abbildung 5.3-6: Entwicklung des Endenergiebedarfs (RW) im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (swb); Quelle: [eigene Berechnungen]

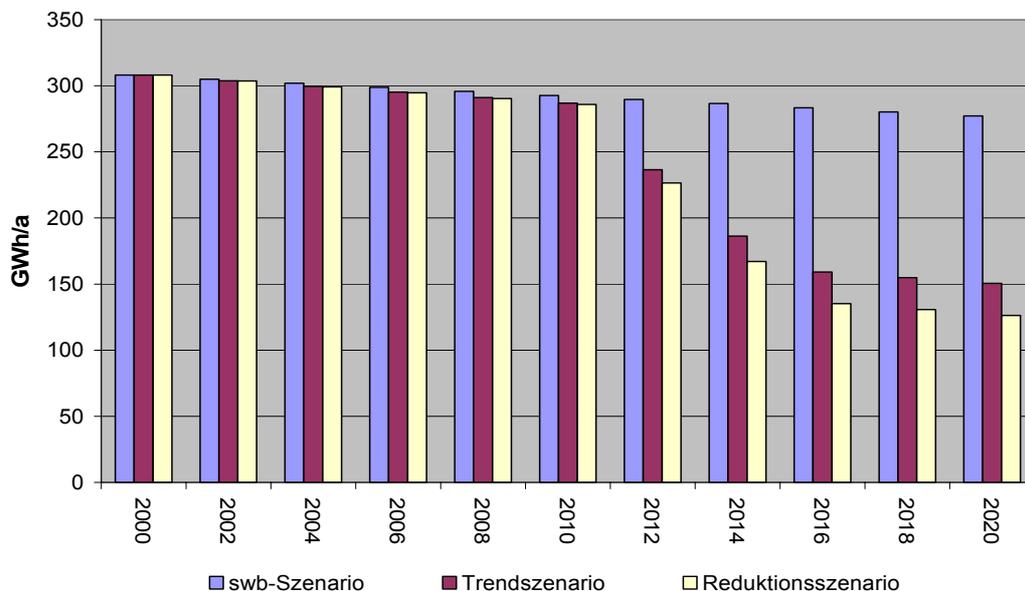


Abbildung 5.3-7: Entwicklung des Endenergiebedarfs (RW) im Bremer Osten; Quelle: [eigene Berechnungen]

Die hier dargestellten Ergebnisse der bildeten die Grundlage für die weiteren Berechnungen mit dem Simulationsmodell.

5.3.4 Varianten der Wärmeversorgung Neue Vahr

In Abstimmung mit dem Versorgungsunternehmen wurden auf der Grundlage der für die Wärmeversorgung der Neuen Vahr real zur Verfügung stehenden Möglichkeiten folgende Varianten für eine zukünftige Wärmeversorgung dieses Gebietes definiert:

Variante 1: Erhaltung des Ist-Zustandes mit Sanierung des Fernwärmenetzes – Wärmeerzeugung im Kohle-Heizkraftwerk (Basisvariante mit KWK)

Variante 2: wie Variante 1, jedoch zentrale Wärmeerzeugung in Erdgaskesseln ohne KWK (Fernwärme ohne KWK)

Variante 3: dezentrale Versorgung der einzelnen Regionen, Wegfall der Sanierung der Fernwärmenetze (dezentrale Gasversorgung)

Die nachfolgenden Rechnungen mit dem Simulationsmodell sollten eine unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten fundierte Bewertung dieser verschiedenen Versorgungsoptionen ermöglichen.

5.3.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse

Die errechneten Sparten- und Unternehmensergebnisse für die definierten Varianten der Wärmeversorgung und bei unterschiedlicher Entwicklung des Wärmeabsatzes werden im folgenden aufgezeigt und erläutert. In einem zweiten Schritt wurde in der dem Versorgungsunternehmen zur Verfügung gestellten Fallstudie der Einfluss weiterer Parameter ermittelt; zu diesen zählten der veranschlagte Zinssatz, die Höhe der Investitionen in die Fernwärmenetze, die zu berücksichtigenden Netzverluste und die Gasbezugskosten einschließlich Berücksichtigung einer Anpassung der Fernwärmepreise.

In Abstimmung mit der swb Enordia wurden für die hier veröffentlichte Darstellung der "Fallstudie swb" exemplarisch folgende Ansätze gewählt:

- Zinssatz 6%
- Investitionen 750 T€/a (für Erneuerung der Fernwärme-Netze)
- Netzverluste 5%

5.3.5.1 Variante 1

Die Abbildung 5.3-8 zeigt zunächst die Spartenergebnisse in den 3 verschiedenen Szenarien der Bedarfsentwicklung unter den derzeitigen Bedingungen der "Basisvariante" (Variante 1). Grundlage hierfür sind die in der Tabelle 5.3-1 zusammengestellten Zahlenwerte.

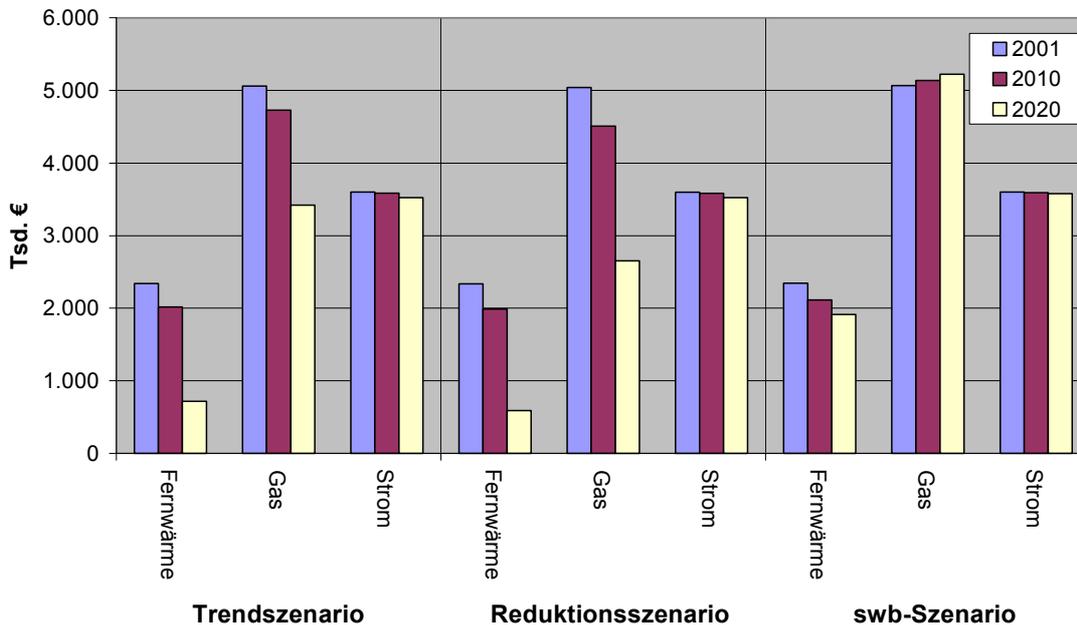


Abbildung 5.3-8: Jahresergebnisse der Unternehmenssparten für verschiedene Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung / Variante 1; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

Tabelle 5.3-1: Jahresergebnisse der einzelnen Sparten in T€ für verschiedene Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung / Variante 1; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der swb Enordia]

Spartenergebnisse Trendszenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	2.339	2.254	2.017	745	718
Gas	5.059	5.014	4.728	3.554	3.420
Strom	3.600	3.593	3.585	3.523	3.523

Spartenergebnisse Reduktionsszenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	2.336	2.240	1.988	623	589
Gas	5.041	4.918	4.509	2.967	2.653
Strom	3.600	3.593	3.583	3.523	3.523

Spartenergebnisse swb-Szenario

	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	2.346	2.293	2.115	1.982	1.912
Gas	5.067	5.103	5.136	5.191	5.221
Strom	3.600	3.596	3.590	3.584	3.579

Wie insbesondere aus der Tabelle deutlich wird, wirkt sich die Verminderung des Wärmeabsatzes - relativ gesehen - am stärksten in der Fernwärmesparte aus. Hier geht das Ergebnis auf Grund der Investitionstätigkeit in allen betrachteten Szenarien deutlich zurück. Für die erforderliche Sanierung der Transportleitung vom Kraftwerk Hastedt und der

Fernwärmeverteilung im Stadtteil Neue Vahr wurden in diesen Rechnungen Investitionen in Höhe von insgesamt 22,5 Mio. € angesetzt, die linear auf 30 Jahre verteilt in der Investitionsrechnung der Fernwärmesparte berücksichtigt wurden. Die Finanzierung erfolgt zeitgleich über fest verzinsliche Darlehen zu einem Zinssatz von 6%. Es sei darauf hingewiesen, dass eine lineare Verteilung der Investitionen innerhalb des genannten Zeitraums nicht der üblichen Praxis entspricht. Ein entsprechender Ansatz wurde jedoch in Abstimmung mit der swb Enordia gewählt, da das Unternehmen derzeit keine genaueren Angaben über die zeitliche Staffelung der Investitionen machen konnte.

Der Ergebnismrückgang im Stromsektor resultiert daraus, dass der Preis für den Strombezug aus eigener Erzeugung im Kohle-HKW niedriger angesetzt werden muss als der Fremdbezug. Nachtspeicherheizungen werden im Modell nicht berücksichtigt.

Abschließend wurden die Gasbezugskosten von ursprünglich angesetzten 20 €/MWh auf 10 €/MWh gesenkt, wodurch das Ergebnis der Fernwärmesparte im Betrachtungszeitraum um 560 T€/a (2001) bis 170 T€/a (2020) verbessert wird. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Fernwärmepreise konstant gehalten werden. Real ist jedoch davon auszugehen, dass im Zuge einer Senkung der Gasbezugskosten eine Anpassung der Fernwärmepreise erfolgt. Entsprechend den Vorgaben der swb Enordia GmbH wurden daher die Fernwärmepreise um 15% gesenkt.

Die folgende Abbildung 5.3-9 zeigt die Jahresergebnisse der Fernwärmesparte im Vergleich der 3 Szenarien.

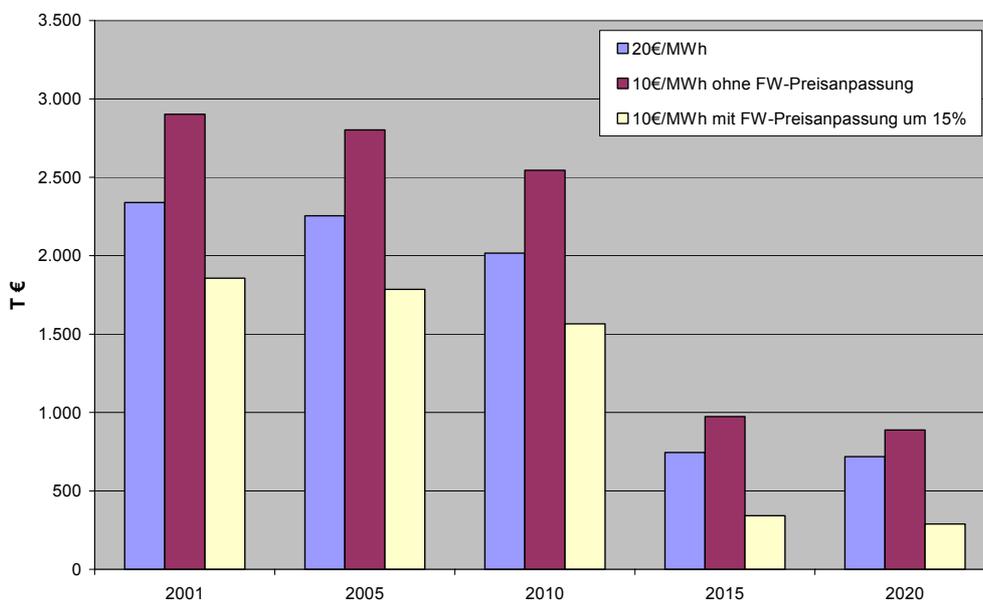


Abbildung 5.3-9: Jahresergebnisse der Fernwärmesparte im Trendszenario bei Variation der Gasbezugskosten; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

Die auf der Grundlage der gewählten Ansätze durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnungen führten zu einem über den gesamten Betrachtungszeitraum in allen Szenarien der

Wärmeabsatzentwicklung positiven Spartenergebnis für die Fernwärme, das aber im Zuge des sinkenden Wärmebedarfes abnimmt. Zu beachten ist, dass eine KWK-Förderung in den Rechnungen bisher nicht angenommen wurde.

5.3.5.2 Variante 2

Die Variante einer zentralen Wärmeerzeugung in Gasheizkesseln führt zu deutlich schlechteren Ergebnissen im Vergleich zur Basisvariante. Dies ist unter anderem dadurch begründet, dass die Gasbezugskosten gegenwärtig sehr hoch sind, also die Wärmeerzeugung in KWK unter den gemachten Annahmen deutlich wirtschaftlicher ist, als die Wärmeerzeugung in Gas-Heizkesseln.

Das gilt selbst dann, wenn ein Gasbezugspreis von 10 €/MWh angenommen wird. Hierbei ist wieder zu berücksichtigen, dass eine Reduzierung dieser Kosten in einem gewissen Umfang an die Kunden weitergegeben werden muss. Entsprechend den Angaben der swb Enordia AG wurde daher auch in der Variante 2 eine Senkung des Fernwärmepreises um 15% angenommen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse.

Tabelle 5.3-2: Jahresergebnisse FW-Sparte in T€ im Trendszenario bei Fernwärmeerzeugung ohne KWK / Variante 2 und Variation der Gasbezugskosten; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK	2.339	2.254	2.017	745	718
Fernwärme ohne KWK, Gas: 20 €/MWh	-539	-571	-834	-2.179	-3.066
Fernwärme ohne KWK, Gas:10 €/MWh, ohne Preisanpassung	1.585	1.519	1.310	66	-38
Fernwärme ohne KWK, Gas:10 €/MWh, mit Preisanpassung	540	501	329	-1.046	-1.144

Die Entwicklung der Unternehmensergebnisse im betrachteten Zeitraum ist in der Tabelle 5.3-3 dargestellt. Für die Berechnungen wurde vorausgesetzt, dass bei einer Reduzierung der Gasbezugskosten auf 10 €/MWh sowohl die Fernwärmepreise - entsprechend Angaben der swb Enordia GmbH um 15% - als auch die durchschnittlichen Gaserlöse gesenkt werden. Letztere sinken unter der Vorgabe einer etwa gleich bleibenden Marge in der Gas-Sparte um 33,5%.

Tabelle 5.3-3: Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario bei Fernwärmeerzeugung ohne KWK und Variation der Gasbezugskosten mit Preisanpassung; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK, Gas: 20 €/MWh	10.998	10.861	10.330	7.822	7.661
Basisvariante mit KWK, Gas: 10 €/MWh	10.429	10.304	9.793	7.346	7.159
Fernwärme ohne KWK, Gas: 20 €/MWh	8.129	8.066	7.638	5.736	5.120
Fernwärme ohne KWK, Gas: 10 €/MWh	8.874	8.789	8.334	6.276	6.089

Wie aus der Tabelle 5.3-3 hervorgeht, ist das Jahresergebnis auch bei einer Reduzierung der Gasbezugskosten auf 10 €/MWh mit Anpassung der Fernwärme- und Gaspreise in der oben genannten Höhe bei einer Fernwärmeerzeugung im Kohle-HKW entsprechend der Basisvariante noch günstiger als ohne KWK.

5.3.5.3 Variante 3

In dieser Wärmeversorgungsvariante werden, abweichend von der Basisvariante, der Fernwärmeabsatz bis zum Jahre 2015 vollkommen reduziert sowie die folgenden Annahmen getroffen:

- Es finden keine Investitionen in das Fernwärmenetz statt.
- Es gibt Erweiterungsinvestitionen in die Gas-Unterverteilung und in Gas-Hausanschlüsse, die sich entsprechend der Ausweitung der Gasversorgung im Modell ergeben.
- Die Investitionen in Wärmeerzeugungsanlagen werden einmal den Kunden (im Simulationsmodell also nicht berücksichtigt) und einmal der Gassparte zugerechnet. Dabei wurden in einer Sensitivitätsrechnung Investitionen von 0,5 Mio. €/a bis 1 Mio. €/a - linear verteilt über 15 Jahre - in der Investitionsrechnung der Gassparte berücksichtigt.

Die folgende Tabelle 5.3-4 vergleicht die Unternehmensergebnisse bei dezentraler Versorgung, wenn die Investitionen den Kunden zugerechnet werden. Die Kosten für die Unterverteilung und die Hausanschlüsse der Gasversorgung ergeben sich entsprechend den Ansätzen im Simulationsmodell in einer Höhe von rund 2.000 € für jeden neuen Gasanschluss. Es wurde angenommen, dass die Umstellung der Fernwärmeversorgung in 5-Jahresschritten erfolgt, nach 5 Jahren sind jeweils zusätzliche 25% der Fernwärmean-schlüsse (etwa 900 Anschlüsse) auf Gas umgestellt.

Tabelle 5.3-4: Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario / Variante 3, ohne Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK	10.998	10.861	10.330	7.822	7.661
dez. Gasversorgung	10.998	10.899	9.426	6.479	7.310

Im Vergleich mit einer dezentralen Gasversorgung liefert die Basisvariante nahezu über den gesamten Betrachtungszeitraum das beste betriebswirtschaftliche Ergebnis. Dies ist darin begründet, dass das schlechte Ergebnis der Fernwärmesparte - als Folge der verminderten Fernwärme-Abgabe - nicht durch die Verbesserung der Gassparte kompensiert werden kann. Ab 2016 wird die Fernwärmesparte aus der Berechnung herausgenommen.

In einem zweiten Schritt wurden die Investitionen für dezentrale Versorgungsanlagen der Gassparte zugeordnet. Hier zeigte sich, dass bei jährlichen Investitionen von rund 0,5 Mio. € das Jahresergebnis der Gassparte fast im gesamten Betrachtungszeitraum noch deutlich über demjenigen der Basisvariante mit zentraler Erzeugung im HKW liegt. Nach einem Vergleich mit den entsprechenden Kostenansätzen der swb Enordia ist jedoch zu erwarten, dass die für eine flächendeckende Wärmeversorgung des Stadtgebietes Neue Vahr durch dezentrale Heizkesselanlagen in den kommenden 15 Jahren erforderlichen jährlichen Investitionen einen Betrag von 0,5 Mio. € weit übersteigen werden.

In einer Sensitivitätsbetrachtung wurden daher zusätzlich jährliche Investitionen für dezentrale Gasheizungsanlagen in Höhe von 2 Mio. € bzw. 4 Mio. € angesetzt. Dabei stellt der letztgenannte Betrag eine Obergrenze dar.

Die erforderlichen Darlehen werden zeitgleich zu einem Zins von 6 % eingeplant, die Nutzungsdauer der Anlagen beträgt 15 Jahre. Die Unternehmensergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 5.3-5: Unternehmensergebnisse in T€/a im Trendszenario / Variante 3, mit Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK	10.998	10.861	10.330	7.822	7.661
dez. Gasversorgung, Invest. 500 T€/a	10.998	10.866	9.244	6.180	6.938
dez. Gasversorgung, Invest. 2.000 T€/a	10.998	10.766	8.700	5.280	5.705
dez. Gasversorgung, Invest. 4.000 T€/a	10.998	10.633	7.974	3.901	3.714

Es zeigt sich, dass die Basisvariante im Vergleich zur dezentralen Gasversorgung entsprechend der Variante 3 durchgängig ein besseres Unternehmensergebnis aufweist. Mit steigenden Investitionen in die dezentralen Erzeugungsanlagen erhöht sich dieser Vorteil.

5.3.6 Fazit zur Wärmeversorgung Neue Vahr

Die Zielsetzungen der in Kooperation mit der swb Enordia durchgeführten Fallstudie zur Wärmeversorgung des Stadtteils Neue Vahr wurden unter Kapitel 5.3.2 ausführlich erläutert. Hier ging es zunächst darum, die langfristige Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärmebereitstellung in diesem Gebiet zu ermitteln. Die Ergebnisse sind im Kapitel 5.3.3 dargestellt und bewertet. In einem nächsten Schritt sollten Perspektiven erarbeitet werden, wie dieser Bedarf auch auf längere Sicht durch das Versorgungsunternehmen wirtschaftlich gedeckt werden kann.

Zusammenfassend liefern die nachfolgenden Tabellen noch einmal einen Vergleich der Jahresergebnisse der gewählten Wärmeversorgungsvarianten für eine Wärmeabsatzentwicklung entsprechend dem Trendszenario (vgl. Tabelle 5.3-6) sowie mit "swb-Ansatz" (vgl. Tabelle 5.3-7). In der Variante "dezentrale Erzeugung in Gaskesseln" werden der Gassparte jeweils Investitionen in die Erzeugungsanlagen in Höhe von 2 Mio. €/a zugeordnet.

Tabelle 5.3-6: Übersicht Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung im Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK	10.998	10.861	10.330	7.822	7.661
Fernwärme ohne KWK, Gas: 20 €/MWh	8.129	8.066	7.638	5.736	5.120
dez. Gasversorgung, Invest 2.000 T €/a	10.998	10.766	8.700	5.280	5.705

Tabelle 5.3-7: Übersicht Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung und Wärmeabsatzentwicklung entsprechend "swb-Ansatz"; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

	2001	2005	2010	2015	2020
Basisvariante mit KWK	11.013	10.992	10.840	10.758	10.712
Fernwärme ohne KWK, Gas: 20 €/MWh	8.140	8.171	8.085	8.068	8.001
dez. Gasversorgung, Invest. 2.000 T€/a	11.013	10.896	9.328	8.795	9.098

Wie vor allem in den nachfolgenden grafischen Darstellungen dieser Ergebnisse deutlich wird, liefert eine Fortführung der Fernwärmeversorgung auf Basis KWK (Variante 1) für die Wohngebiete im Bremer Osten im Vergleich zu einer zentralen Wärmeerzeugung in Gasheizkesseln (Variante 2) oder dem Aufbau einer dezentralen Gasversorgung (Variante 3) das beste betriebswirtschaftliche Ergebnis. Auf der anderen Seite wird das Ergebnis der Variante 3 jedoch insbesondere dadurch belastet, dass nach Lage der Dinge die Investitionen für die dezentralen Erzeugungsanlagen im wesentlichen vom Versorgungsunternehmen zu tragen sind. Hinzuweisen ist zudem auf die Sensitivität des Ergebnisses von den hohen Gasbezugskosten, die derzeit eine positive Entwicklung der Gassparte stark beeinträchtigen.

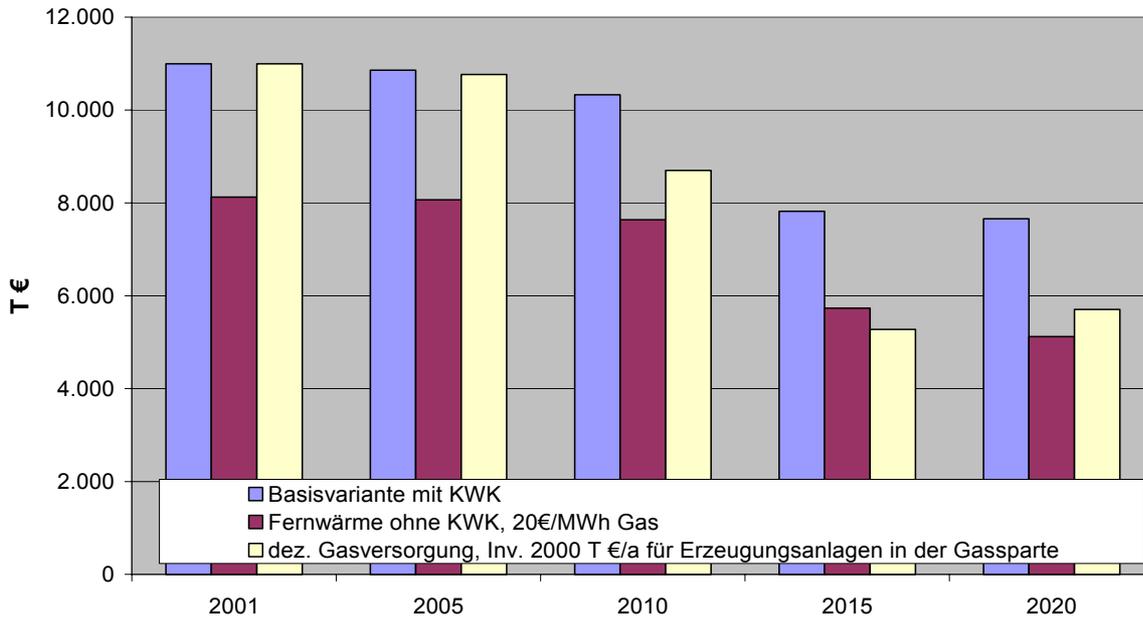


Abbildung 5.3-10: Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung im Trendszenario, Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

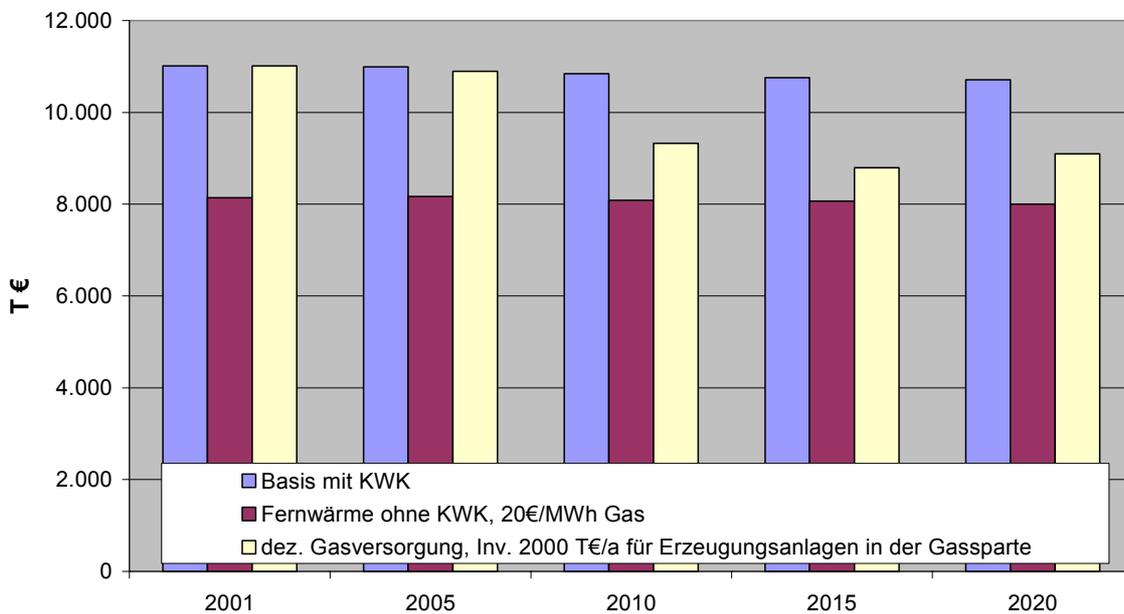


Abbildung 5.3-11: Unternehmensergebnisse in T€/a bei unterschiedlichen Varianten der Wärmeversorgung und Wärmeabsatzentwicklung entsprechend "swb-Ansatz", Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der swb Enordia]

5.4 Fallstudie MVV I

5.4.1 Struktur des Wärmemarktes in Mannheim

Die MVV Energie AG ist ein kommunales Querverbundunternehmen, das die Stadt Mannheim und deren Umgebung mit Strom, Gas, Wärme und Wasser versorgt.

Innerhalb des Stadtgebietes von Mannheim werden 33 % aller Wohnungen mit Erdgas beheizt. Der Gasabsatz der MVV Energie AG stieg im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf insgesamt etwa 11.600 GWh im Geschäftsjahr 1999/2000. Er verteilt sich wie folgt auf die einzelnen Kundengruppen:

- 1.428 GWh (12,3 %) an Privat- und Gewerbekunden
- 4.931 GWh (42,5 %) an Industrie- und Großkunden
- 5.250 GWh (45,2 %) an Weiterverteiler [vgl. MVV (2000)]

Laut Geschäftsbericht wird das regionale Gasverteilungssystem seit Jahren kontinuierlich ausgebaut, so dass heute etwa 77 % des Erdgases außerhalb von Mannheim verkauft werden (vgl. Abbildung 5.4-1).

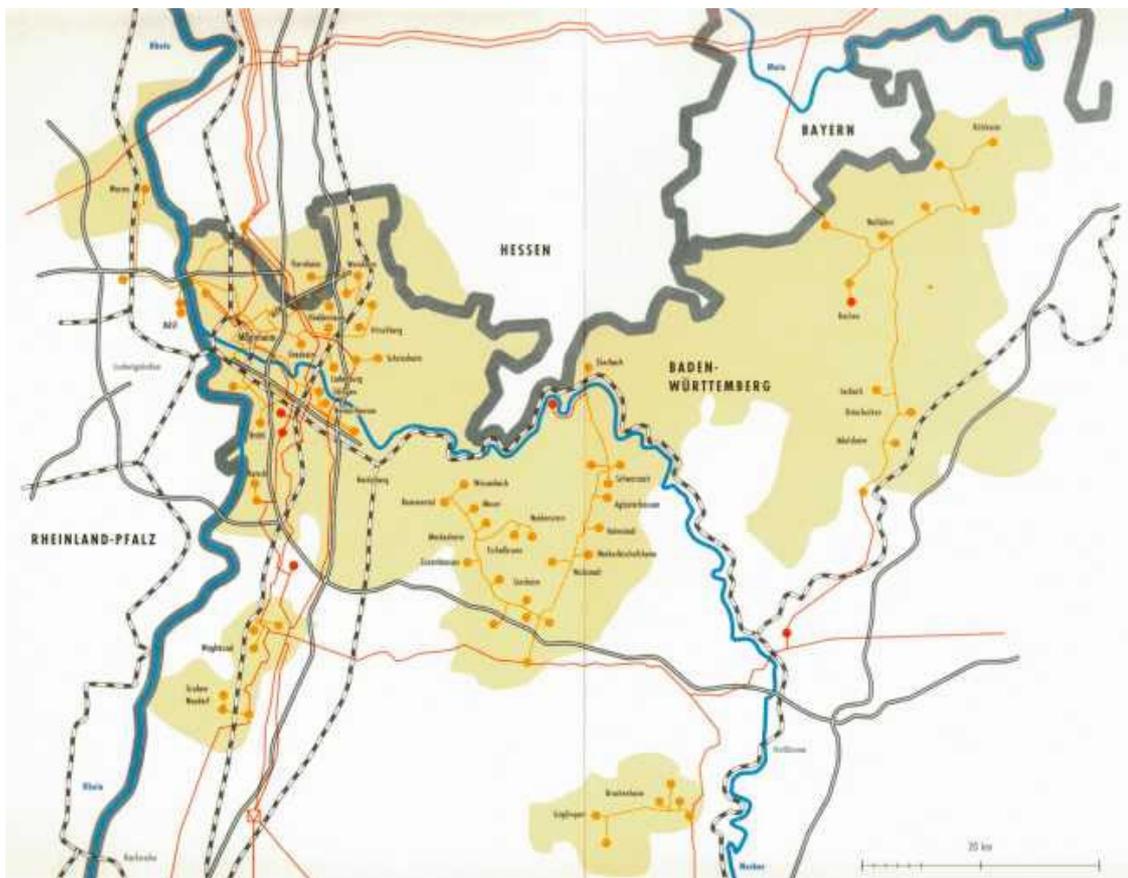


Abbildung 5.4-1: Gas-Versorgungsgebiet der MVV Energie AG; Quelle: [MVV (1999), S. 89]

78.000 Mannheimer Wohnungen werden mit Fernwärme versorgt, die Fernwärmeversorgung hat damit einen Anteil von 48 % am Wärmemarkt in dieser Stadt. Der Anteil ist im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnittswert (12 %) sehr hoch.

Der Fernwärmeabsatz betrug 1999/2000 insgesamt 3.468 GWh; 2.407 GWh (69 %) wurden als Heißwasser geliefert, davon:

- 1.102 GWh (46 %) an Privat- und Gewerbekunden,
- 618 GWh (25 %) an Industrie- und Großkunden,
- 17 GWh (knapp 1 %) an Contracting-Kunden und
- 670 GWh (28 %) an den Weiterverteiler Fernwärme Rhein-Neckar GmbH.

Einen Überblick über die Entwicklung des Wärmemarktes im Versorgungsgebiet der MVV Energie AG liefert die folgende Tabelle:

Tabelle 5.4-1: Entwicklung des Fernwärme- und Erdgasmarktes der MVV Energie AG; Quelle: [MVV (2000), S. 44 ff.]

	1997/1998	1998/1999	1999/2000
Fernwärmeabsatz	3.241 GWh	3.443 GWh	3.468 GWh
Erdgasabsatz	11.235 GWh	11.346 GWh	11.609 GWh
Fernwärmeumsatz	81,4 Mio. €	85,0 Mio. €	82,5 Mio. €
Erdgasumsatz	179,8 Mio. €	164,9 Mio. €	215,5 Mio. €

Die Abbildung 5.4-2 zeigt die prozentuale Zusammensetzung der Unternehmensumsätze der MVV Energie AG im Geschäftsjahr 1999/2000.

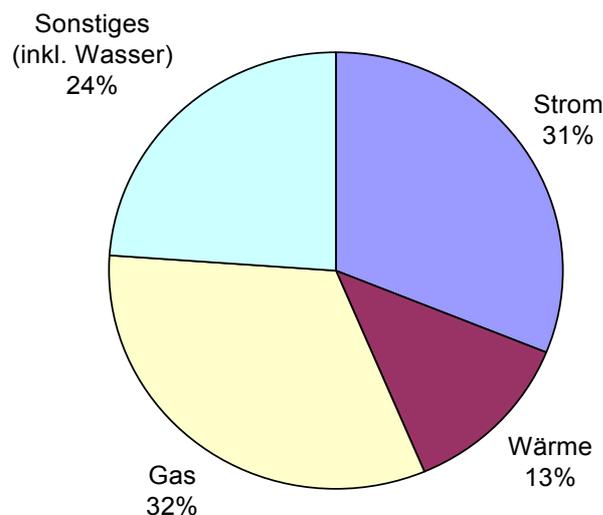


Abbildung 5.4-2: Umsätze der einzelnen Sparten der MVV Energie AG 1999/2000; Quelle: [MVV (2000), S. 69]

5.4.2 Definition der "Fallstudie MVV I"

Die Fernwärmeversorgung in Mannheim begann 1962 mit dem Anschluss an das Großkraftwerk Mannheim. Das Fernwärmenetz wurde seitdem - auch mit Unterstützung von politischer Seite - kontinuierlich und offensiv ausgebaut, so dass heute etwa 78.000 Mannheimer Haushalte fernwärmeversorgt sind und nahezu 88 % der Neubauten an das Fernwärmenetz angeschlossen werden.

In vielen Bereichen des MVV-Versorgungsgebietes existierte damit neben der Strom- sowohl eine Gas- als auch eine Fernwärmeversorgung. Aufgrund der hohen Kosten für die Unterhaltung zweier paralleler Versorgungsnetze wurde 1982 beschlossen, diese Situation im Laufe der nachfolgenden Jahre zu optimieren, indem Vorzugsgebiete für die Fernwärme- sowie für die Gasversorgung definiert wurden (s. Abbildung 5.4-3).

Diese Vorzugsgebiete sollten die Grundlage für eine zielgerichtete sukzessive Umstellung in den jeweils betroffenen Stadtbezirken bilden. Wie aus der Abbildung ersichtlich ist, war für die Innenstadt Mannheims eine nahezu vollständige Fernwärmeversorgung geplant, während die Außenbezirke der Stadt gasversorgt werden sollten.

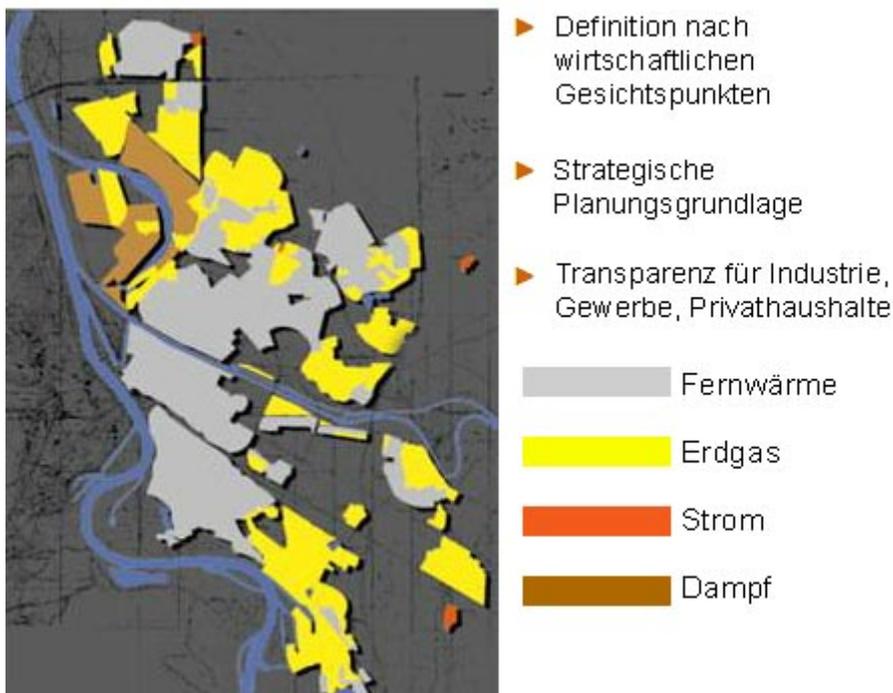


Abbildung 5.4-3: Fernwärme- und Gasvorzugsgebiete in Mannheim;
Quelle: [MVV (1998), S. 27]

Die Einteilung des Versorgungsgebietes der MVV Energie AG in Fernwärme- und Gasvorzugsgebiete bildete den Ansatz für die in Kooperation mit dem Versorgungsunternehmen bearbeitete erste Fallstudie. Sie sollte eine Grundlage für die Entscheidung liefern, ob und gegebenenfalls zu welchen hieraus resultierenden Kosten einzelne Straßenzüge im Innenstadtbereich Mannheims von einer parallelen Wärmeversorgung mit Fernwärme und Gas auf eine Fernwärme- oder Gasversorgung umgerüstet werden könnten.

Als einen hinsichtlich dieser Fragestellung "typischen Fall" wurde vereinbart, mit dem Häuserblock "Planquadrat R7" am Friedrichsring ein exemplarisches Teilgebiet aus der Mannheimer Innenstadt für die Fallstudie heran zu ziehen (s. Abbildung 5.4-4)

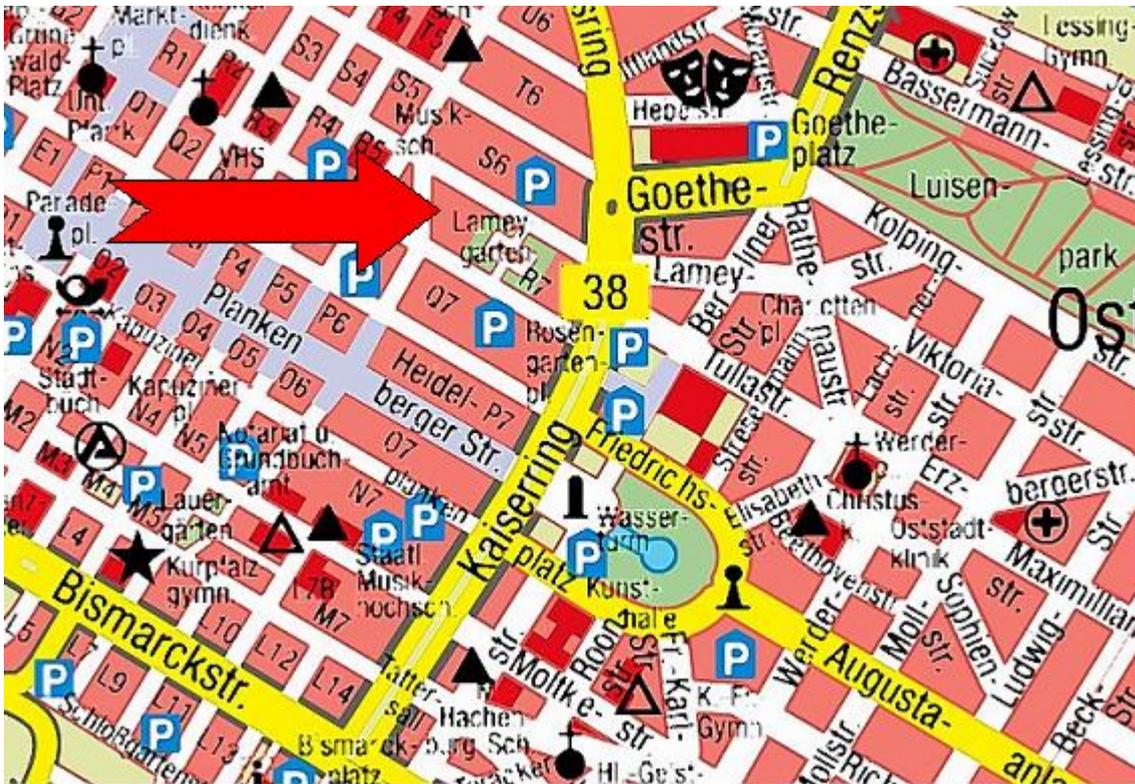


Abbildung 5.4-4: Innenstadt Mannheim mit Planquadrat R7;
Quelle: [http://www.stadtplan.net]

Bei den Gebäuden im Planquadrat R7 handelt es sich überwiegend um Mehrfamilienhäuser mit 4 bis 5 Geschossen und durchschnittlich bis zu 10 Wohneinheiten mit einer durchschnittlichen Wohnfläche von 77 m². In der Erdgeschoss-Zone finden sich zum Teil Gewerbe- und Dienstleistungseinheiten. Für 19 größere (von insgesamt 48) Gewerbeeinheiten liegen Angaben zur beheizten Fläche vor, diese beträgt durchschnittlich 535 m². Etliche der Gebäude im Planquadrat R7 wurden um die Jahrhundertwende errichtet, einige sind in den 20er/30er Jahren, die überwiegende Anzahl aber zwischen 1950 und 1960 entstanden.

Die Wärmeversorgung im betrachteten Gebiet ist gekennzeichnet durch eine parallele Fernwärme- und Gasversorgung, wobei von Seiten der MVV Energie AG bereits eine Unterscheidung des Gasnetzes in die Bereiche "Rumpfnetz" und "stillzulegendes Netz" getroffen wurde (s. nachfolgende Abbildung).

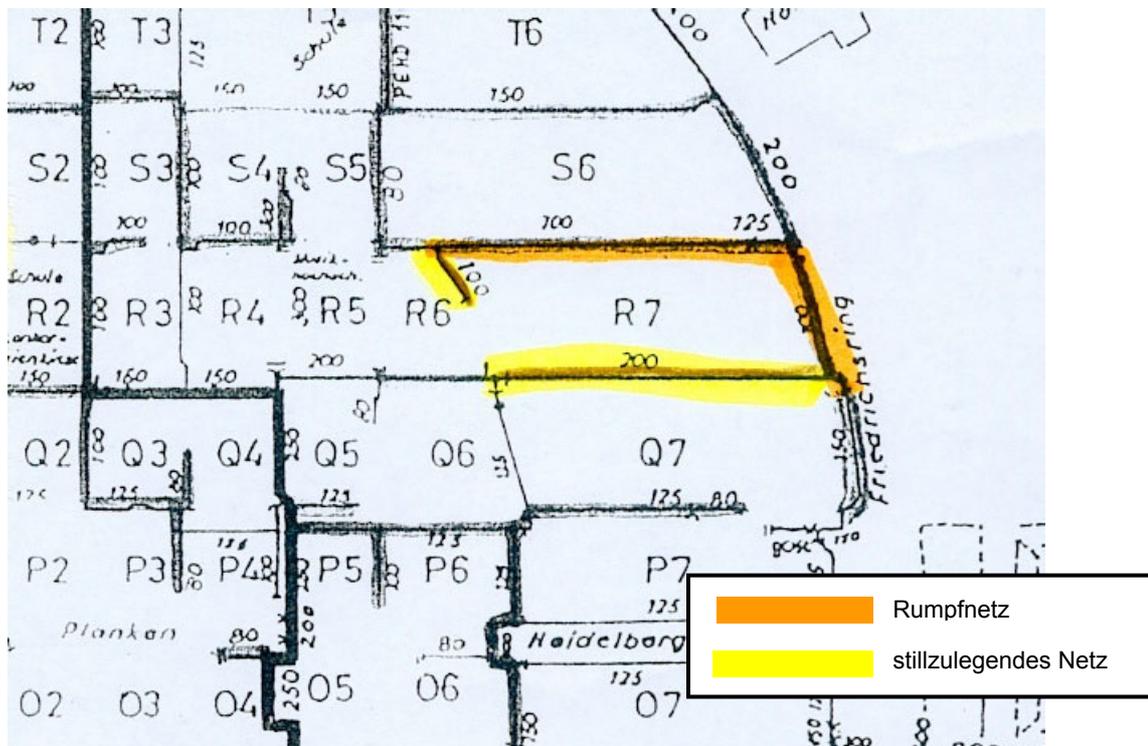


Abbildung 5.4-5: Gasversorgungsnetz Mannheim, Ausschnitt Innenstadt; Quelle: [Unterlagen der MVV Energie AG vom 4.9.2001]

Alle 54 Gebäude des Planquadrat R7 liegen an der vorhandenen Gasleitung; lediglich 27 Adressen verfügen jedoch über einen Gas-Hausanschluss. Es gibt insgesamt 33 Gasheizungen, die 8 Adressen zuzuordnen sind. Über das Baujahr oder den technischen Zustand dieser Anlagen gibt es keine Informationen. Zusätzlich werden im betrachteten Gebiet 70 Gasherde betrieben, und für die Warmwasserbereitung sind insgesamt 118 Gasdurchlauferhitzer installiert. Zu diesen liegen ebenfalls keine detaillierteren Daten vor.

Bei 46 Adressen wird ein Fernwärmeabsatz erfasst, 21 davon weisen neben dem Fernwärme- auch einen Gasverbrauch auf.

In der nachfolgenden Tabelle 5.4-2 ist die derzeitige Wärmeversorgungsstruktur einschließlich der Zuordnung der einzelnen Gebäude/Anschlüsse zum Rumpfnetz bzw. zum stillzulegenden Netz aufgelistet. Zusätzlich zu den hier zusammengestellten Daten waren die aktuellen Fernwärme- bzw. Gasverbrauchswerte aller Gebäude des "Planquadrat R7" bekannt:

Fernwärmeabsatz	ca. 5.400 MWh
Gasabsatz "stillzulegendes Netz"	ca. 204 MWh
Gasabsatz "Rumpfnetz"	ca. 556 MWh

**Tabelle 5.4-2: Wärmeversorgungsstruktur "Planquadrat R7";
Quelle: [Daten MVV Energie AG]**

	stillzul. Netz	Rumpfnetz	Gesamt
Länge Gasverteilung [m]:	278	346	624
Adressen an der Gasleitung:	25	29	54
Adressen mit Gashausanschluss:	8	18	26
Adressen mit Gasanschluss ohne Verbrauch:	1	0	1
Adressen mit Gasheizung:	2	6	8
Adressen mit Fernwärmeverbrauch:	23	23	46
Adressen mit FW- und Gasverbrauch:	7	14	21
Verbrauch Stromdezentralheizungen [kWh/a]	29.761	46.853	76.596
Gasabnahme [kWh/a]:	156.637	434.988	591.625
Fernwärmeabnahme [kWh/a]:	2.328.216	3.066.142	5.394.358

5.4.3 Entwicklung Endenergiebedarf Planquadrat R7 / Versorgungsgebiet EVU

Anhand eines vorliegenden Lageplans sowie der zur Verfügung gestellten weiteren Informationen wurde das hier betrachtete Stadtgebiet dem Roth'schen Siedlungstyp 8 / Citybebauung zugeordnet. Im Zuge der im Auftrag des bremer energie instituts durchgeführten Untersuchungen zur Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im Gebäudebestand der Bundesrepublik hat die Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich (STE) exemplarisch ein Stadtgebiet betrachtet, das hinsichtlich der Bebauungsstruktur mit dem hier vorliegenden "Planquadrat R7" übereinstimmt [vgl. Kleemann (2000a)]. Auch dieses Gebiet ist geprägt durch Mehrfamilienhäuser mit überwiegender Wohnnutzung; das Baualter liegt schwerpunktmäßig - analog zu R7 - im Zeitraum zwischen 1949 und 1968.

Grundlage für die Ermittlung des zukünftigen Endenergiebedarfs in diesem Gebiet waren die unter Kapitel 2.4 definierten Entwicklungsszenarien. Im Ergebnis errechnete das FZ Jülich bis zum Jahre 2020 für das betrachtete Wohngebiet folgende Einsparpotenziale [Kleemann (2000a), S. 20]:

Trendszenario: - 25 %
Reduktionsszenario - 47 %

Bei einer Übertragung dieser Reduktionsansätze auf die Fallstudie zur Mannheimer Innenstadt ergeben sich für die Entwicklung des Wärmeabsatzes im "Planquadrat R7" die in der nachfolgenden Abbildung 5.4-6 dargestellten Ergebnisse.

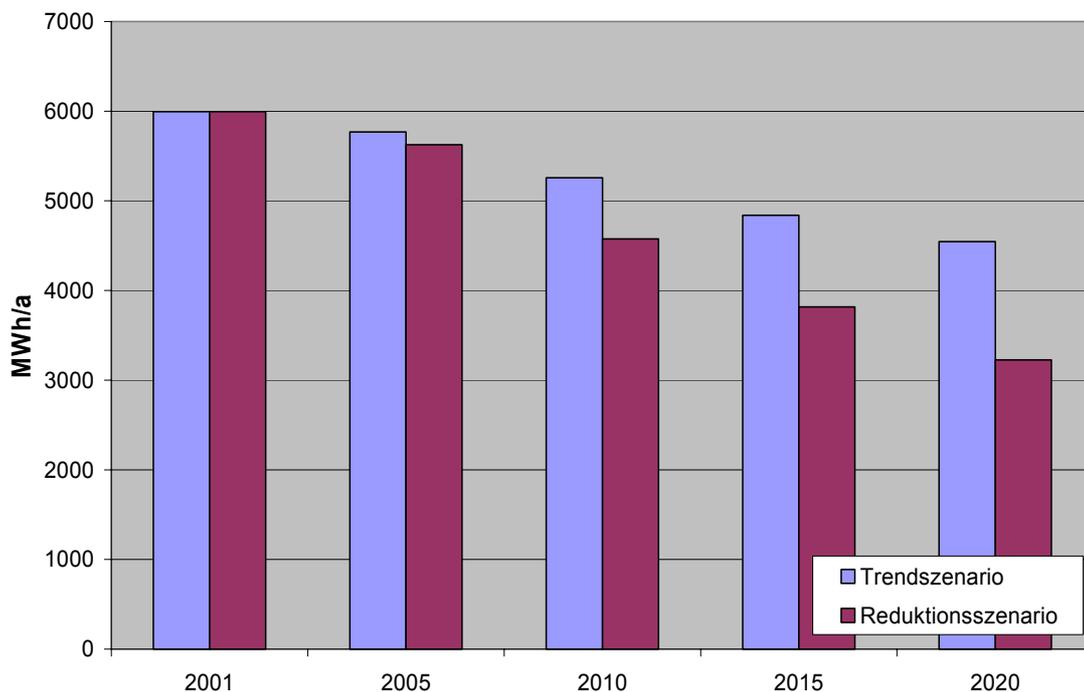


Abbildung 5.4-6: Entwicklung des Wärmeabsatzes im "Planquadrat R7" im Vergleich zwischen Trend- und Reduktionsszenario; Quelle: [eigene Berechnungen auf der Grundlage von Daten des FZ Jülich]

Auf der Grundlage der ermittelten Reduktionswerte wird der Wärmeabsatz im betrachteten Gebiet von heute etwa 6.000 MWh im Trendszenario auf 4.500 MWh bzw. im Reduktionsszenario, das unter anderem von einer 100%igen Sanierungseffizienz ausgeht und damit eine vollständige Umsetzung der für den Gebäudebestand maßgeblichen Auflagen der Energieeinsparverordnung im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen voraussetzt, auf ca. 3.200 MWh im Jahre 2020 zurückgehen.

In Anlehnung an die durch die Programmgruppe STE für die gesamte Bundesrepublik ermittelte Entwicklung wurde für das Versorgungsgebiet der MVV Energie AG eine Reduzierung des Endenergiebedarfs bis 2020 wie folgt prognostiziert:

- Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%) - 20 %
- Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%) - 30 %

Um einen weitgehenden Praxisbezug herzustellen, sollten bei der Berechnung des zukünftigen Wärmeabsatzes im Gesamt-Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens die für den "Planquadrat R7" hergeleiteten besonderen Rahmenbedingungen mit dem deutlich höheren Absatzrückgang (25 % im Trend- bzw. 47 % im Reduktionsszenario) berücksichtigt werden.

Da der Wärmeabsatz im "Planquadrat R7" mit insgesamt etwa 6.000 MWh/a nur einen sehr geringen Anteil am Gesamt-Wärmeabsatz des hier betrachteten typisierten Versorgungsunternehmens (3.100 GWh/a) hat, hätte sich erwartungsgemäß eine Veränderung

der Wärmeversorgung im genannten Gebiet nur unmerklich auf die Sparten- oder Unternehmensergebnisse ausgewirkt. Um ein deutlicheres und dennoch auf plausiblen Ansätzen beruhendes Ergebnis zu erzielen, wurde angenommen, dass die hier betrachtete Fragestellung nicht nur in Bezug auf "Planquadrat R7" auftritt, sondern im Prinzip für alle Häuserblocks in der Mannheimer Innenstadt gilt, wo einerseits flächendeckend eine parallele Fernwärme- und Gasversorgung vorliegt und die andererseits als Fernwärmevorzugsgebiet ausgewiesen ist.

Mit Hilfe eines Stadtplanes und unter dem Gesichtspunkt der Plausibilität wurde die für die weiteren Berechnungen zu berücksichtigende Anzahl von Häuserblocks - entsprechend dem Verhältnis des Wärmeabsatzes zwischen der MVV Energie AG (ca. 15.000 GWh/a) und dem typisierten EVU (ca. 3.000 GWh/a) - auf insgesamt 24 festgelegt, die im weiteren die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der zu untersuchenden Varianten der Wärmeversorgung bildeten.

In der nachfolgenden Tabelle sind die unterschiedlichen Ansätze für die Reduktion des Wärmebedarfs noch einmal in der Übersicht zusammengestellt.

Tabelle 5.4-3: Ansätze für die Reduzierung des Wärmeabsatzes im Versorgungsgebiet eines typisierten Unternehmens (MVV I) bis 2020; Quelle: [eigene Berechnungen]

	Trendszenario	Reduktionsszenario
Wärmeabsatz 2000:		
typisiertes EVU 3.100 GWh/a	- 20 %	- 30 %
Wärmebedarf 24 x R7 140 GWh/a	- 25 %	- 47 %

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Wärmeabsatzentwicklung im Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens unterschieden nach Energieträgern für das Trend- und das Reduktionsszenario zusammengestellt.

Tabelle 5.4-4: Ergebnisse der Wärmeabsatzentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV I) - unterschieden nach Energieträgern; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	266.291	285.869	295.753	307.087	321.437
Gas	2.145.506	2.130.779	2.027.827	1.961.152	1.922.368
Strom	738.694	644.443	519.533	416.286	327.590
Gesamt	3.150.491	3.061.091	2.843.112	2.684.525	2.571.395
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	265.892	280.048	272.822	268.866	267.453
Gas	2.139.155	2.097.950	1.952.915	1.829.293	1.733.983
Strom	736.410	634.087	499.508	387.023	293.984
Gesamt	3.141.457	3.012.085	2.725.245	2.485.182	2.295.420

5.4.4 Varianten der Wärmeversorgung Planquadrat R7

Für eine zukünftige Wärmeversorgung der Mannheimer Innenstadt bzw. des Planquadrat R7 waren in Abstimmung mit der MVV Energie AG die folgenden Möglichkeiten zu untersuchen:

Variante 1: Erhaltung des Ist-Zustandes mit einer parallelen Gas- und Fernwärmeversorgung sowie gegebenenfalls einer Sanierung der Versorgungsnetze (Basisvariante)

Variante 2: Rückbau des Gasnetzes im Bereich "stillzulegendes Netz" (vgl. Abbildung 5.4-5) und vollständige Fernwärmeversorgung aller Gebäude

5.4.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse

5.4.5.1 Besondere Berechnungsgrundlagen

Die Auswirkungen der genannten Versorgungsvarianten auf die Gewinn- und Verlustrechnung einzelner Sparten sowie des gesamten Unternehmens wurden mit Hilfe des Simulationsmodells für unterschiedliche Szenarien einer zukünftigen Wärmeabsatzentwicklung ermittelt und bewertet.

Im Anhang-10 sind die allgemeinen Ansätze des bremer energie instituts zusammengestellt, wie sie zunächst für alle im Rahmen des Projektes bearbeiteten Fallstudien als Grundlage für die Modellrechnungen dienten. Für die Untersuchungen zur Wärmeversorgung der Mannheimer Innenstadt wurden einige Parameter an die konkreten Gegebenheiten angepasst:

Tarifstruktur Gas

Die im Versorgungsgebiet der MVV Energie AG anzusetzenden Gas-Margen sind aufgrund der komplizierten Tarifstruktur sehr unterschiedlich. Da dies einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des zu untersuchenden Gasrückbaus in der Innenstadt haben kann, wurden der Gasabsatz und die tarifspezifischen Erlöse für dieses Gebiet in den Rechnungen berücksichtigt.

Parallel zum Wegfall der Gasmargen war bei einem Rückbau des Gasnetzes zu beachten, dass zusätzliche Erlöse im Fernwärmebereich durch Heizungsumstellung und im Strombereich durch die Umstellung der Gas- auf Elektroherde zu erwarten sind.

Umrüstkosten

Bei einem Rückbau des Gasnetzes werden die in den Häusern bzw. Wohnungen anfallenden Kosten für die Umrüstung auf eine Fernwärmeversorgung zum überwiegenden Teil durch die MVV Energie AG getragen. Unter anderem handelt es sich dabei um Investitionen in Elektro-Herde und Warmwasserbereitungssysteme sowie um Umrüstkosten im Bereich Heizung und Warmwasserbereitung. Die im Modell anzusetzenden Kosten wurden anhand der konkreten Daten zum betrachteten Versorgungsgebiet ermittelt.

Sanierungskosten

Das Fernwärmenetz wurde zu unterschiedlichen Zeitpunkten zwischen 1978 und 1987 verlegt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Sanierungsbedarf zurzeit nicht besteht.

In Bezug auf das Gasnetz stellt sich die Situation anders dar: Hier stammen nahezu 90% der Leitungen in dem von der MVV Energie AG als "stillzulegendes Netz" definierten Bereich aus dem Jahre 1967. Das sogenannte "Rumpfnetz" wurde zu einem späteren Zeitpunkt verlegt bzw. bereits saniert, etwa 75% der Gasleitungen in diesem Bereich stammen aus den Jahren 1981 bzw. 1996.

Für den Fall einer Aufrechterhaltung der bestehenden Gasversorgung im "Planquadrat R7" (Variante 1) werden vor diesem Hintergrund eine vollständige Erneuerung der Gasversorgung im Bereich des stillzulegenden Netzes vorausgesetzt und hieraus resultierende Investitionen in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen entsprechend der nachfolgenden Aufstellung zum Ansatz gebracht:

- Sanierung Verteilungsnetz Gas
 - Länge "stillzulegendes Gasnetz": 280 m (Angabe MVV Energie AG)
 - Ansatz für Sanierung: 140 m (50% der Gesamtlänge, da von einer Sanierung einer Vielzahl von Gebäudeblöcken entsprechend R7 ausgegangen wird und somit nur ein gewisser Anteil der im Straßenverlauf verlegten Gasleitungen den jeweils anliegenden Gebäudeblöcken zugeordnet werden kann.)
 - Spezifische Investitionen: 140 €/m (vgl. Anhang-10)
 - Investitionen: **19.600 €**

- Sanierung Hausanschlussleitungen Gas
 - Anzahl HA "stillzulegendes Netz": 9 Stck. (Angabe MVV Energie AG)
 - Ansatz für Sanierung: 10 m (geschätzte durchschnittliche Länge)
 - Spezifische Investitionen: 100 €/m (vgl. Anhang-10)
 - Investitionen: **9.000 €**

Erzeugungsanlagen

Die Fernwärme wird zu nahezu 100% aus dem Großkraftwerk Mannheim bezogen, einer Kraftwerksanlage mit einem KWK-Anteil von etwa 400 MW_{el}. Lediglich zur Abdeckung der Spitzenlast dienen die Heizkraftwerke Vogelstang und Nord. Ein Ausbau der Kapazitäten wird nach Auskunft der MVV Energie AG auch bei einer Erweiterung der Fernwärmeverversorgung in absehbarer Zeit nicht notwendig sein. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Wärmeversorgung des "Planquadrat R7" bzw. einer Umstellung dieses Gebietes auf eine vollständige Fernwärmeverversorgung sind daher zunächst die Investitionen in das Verteilungsnetz relevant; Investitionen in Erzeugungsanlagen werden lediglich in Form von Abschreibungen berücksichtigt.

Für die Rechnungen wurde dabei zum einen angenommen, dass das Heizkraftwerk in 1990 zugegangen ist. Zum anderen wurde seine installierte Leistung dem Unternehmensmodell angepasst. Eine Berücksichtigung der real installierten KWK-Leistung von

etwa 400 MW_{el} hätte - bei einem Wärmeabsatz des typisierten Unternehmens von lediglich etwa 3.100 GWh/a - zu einer unrealistisch geringen Auslastung des vorhandenen Heizkraftwerkes geführt mit der Folge, dass rechnerisch die spezifischen Erzeugungskosten steigen. Um diesen "Fehler" zu vermeiden, wurde die installierte Leistung des HKW in den Rechnungen mit dem Simulationsmodell auf etwa 50 MW_{el} verringert und damit dem rechnerischen Absatz angepasst: Die Jahresvollbenutzungsstundenzahl in Höhe von etwa 4.000 h/a für das betrachtete Versorgungsgebiet blieb damit erhalten. Um das Gesamtergebnis nicht zu verfälschen, wurden gleichzeitig die spezifischen Investitionen für die Wärmeerzeugung konstant gehalten.

Die Ergebnisse der Berechnungen werden nachfolgend aufgezeigt und erläutert. In einem zweiten Schritt wurde der Einfluss weiterer Parameter - jeweils für eine Wärmebedarfsentwicklung entsprechend dem Trend- und dem Reduktionsszenario ermittelt. Im Kapitel 5.4.5.4 sind einige relevante Ergebnisse exemplarisch dokumentiert.

5.4.5.2 Variante 1

Die Sparten- und Unternehmensergebnisse für den Fall einer Beibehaltung der gegenwärtigen parallelen Wärmeversorgung von 24 Wohngebäudeblocks in der Mannheimer Innenstadt (Variante 1) sind in der Tabelle 5.4-5 für unterschiedliche Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung sowie unter Berücksichtigung von Ertragssteuern zusammengestellt.

Aufgrund der Altersstruktur des Gasverteilungsnetzes wurden - wie hergeleitet - Sanierungskosten in Höhe von 28.600 € für einen "Planquadrat R7" angesetzt.

Tabelle 5.4-5: Unternehmensergebnisse in T€/a bei paralleler Gas- / FW-Versorgung von 24 Häuserblocks in verschiedenen Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Variante 1					
Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-286	147	385	697	1.132
Ergebnis Gas	9.840	9.731	9.117	8.798	8.602
Ergebnis Strom	22.541	22.567	22.579	22.594	22.613
Unternehmensergebnis	32.227	32.444	32.082	32.089	32.347
Variante 1					
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-295	72	91	207	440
Ergebnis Gas	9.798	9.514	8.622	7.927	7.358
Ergebnis Strom	22.541	22.559	22.550	22.545	22.543
Unternehmensergebnis	32.179	32.145	31.264	30.679	30.341

Das Ergebnis der Fernwärmesparte steigt trotz eines sinkenden Wärmeabsatzes an, da im Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens eine Fernwärme-Verdichtung (vgl. auch Kapitel 3.4.2) vorausgesetzt wird. Infolgedessen steigt im Trendszenario auch das Ergebnis der Stromsparte, da die Kosten der Eigenerzeugung geringer als die für den

Stromfremdbezug sind. Im Falle des Reduktionsszenarios sinkt das Ergebnis der Stromsparte entsprechend dem Rückgang der Fernwärmeerzeugung.

5.4.5.3 Variante 2

Bei einem teilweisen Rückbau des Gasversorgungsnetzes und einer vollständigen Fernwärmeversorgung des Abschnittes "stillzulegendes Netz" im zunächst beispielhaft betrachteten Häuserblock R7 sind Investitionen für die Umrüstung der Gas-Herde und Gasheizungen anzusetzen; in den Modellrechnungen wurden für 24 analoge Gebäudeblocks entsprechend erhöhte Kosten berücksichtigt. Die in der Variante 1 anfallenden Kosten für eine Sanierung des Gasnetzes entfallen, da hier das "stillzulegende Netz" tatsächlich stillgelegt wird. Entsprechend Kapitel 5.4.5.1 sind keine Investitionen für das Fernwärmenetz anzusetzen.

Die resultierenden Sparten- und Unternehmensergebnisse sind in der Tabelle 5.4-6 für zwei Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung zusammengestellt.

Tabelle 5.4-6: Unternehmensergebnisse in T€ bei Gasrückbau in 24 Häuserblocks in verschiedenen Szenarien der Wärmeabsatzentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-286	151	389	701	1.139
Ergebnis Gas	9.776	9.679	9.066	8.734	8.530
Ergebnis Strom	22.541	22.618	22.669	22.685	22.704
Unternehmensergebnis	32.162	32.449	32.124	32.121	32.372
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-295	76	92	206	440
Ergebnis Gas	9.734	9.463	8.574	7.867	7.291
Ergebnis Strom	22.541	22.610	22.638	22.635	22.633
Unternehmensergebnis	32.115	32.149	31.303	30.708	30.364

Durch den in dieser Variante vorgesehenen Einsatz von Strom für das Kochen und die Warmwasserbereitung erhöhen sich die Ergebnisse der Stromsparte im Vergleich zur Variante 1 (vgl. Tabelle 5.4-5) in beiden Szenarien.

In der Abbildung 5.4-7 sind die Unternehmensergebnisse der beiden Versorgungsvarianten exemplarisch für das Trendszenario dargestellt. Die Variante 2, d.h. ein teilweiser Rückbau des Gasversorgungsnetzes in Verbindung mit einer Substitution des Energieträgers Gas durch Fernwärme führt zu einer leichten Verschlechterung des Ergebnisses der Gassparte, das Unternehmensergebnis steigt aber auf längere Sicht durch eine Verbesserung der Fernwärme- und Stromsparte an.

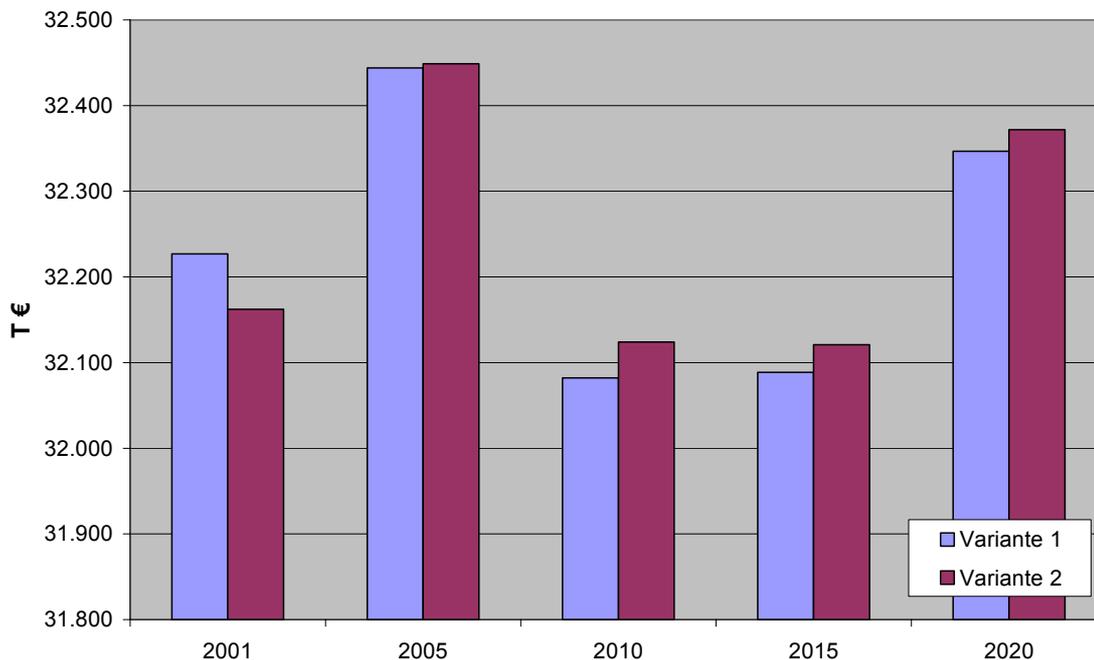


Abbildung 5.4-7: Unternehmensergebnisse in T€/a der Varianten 1 und 2 / Trend-szenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

5.4.5.4 Sensitivitäten

Im Rahmen der Fallstudie MVV I wurden für folgende Kennwerte Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt:

- Gasbezugskosten
- Zinssatz
- Gaserlöse

Die aus den veränderten Ansätzen resultierenden Auswirkungen auf die Sparten- sowie auf die Unternehmensergebnisse der beiden Varianten der Wärmeversorgung werden nachfolgend im Vergleich zur Basisvariante in einer kurzen Zusammenfassung dargestellt. Grundlage ist eine Wärmeabsatzentwicklung entsprechend dem Trendszenario.

Gasbezugskosten

Eine Reduzierung der in Abstimmung mit der MVV Energie AG für die Modell-Rechnungen zunächst erhöhten Gasbezugskosten auf 11 €/MWh [vgl. Anhang-10 bzw. [Prognos (1999), S. 204] in Verbindung mit einer angenommenen Reduzierung der Gas- bzw. Fernwärmepreise um 10% wirkte sich unter quantitativen Gesichtspunkten sehr deutlich auf die Unternehmensergebnisse aus. Insgesamt führte aber ein teilweiser Rückbau des Gasnetzes entsprechend der Variante 2 im Vergleich zum Fortbestand einer parallelen Versorgung (Variante 1) nach wie vor zu den besseren betriebswirtschaftlichen Ergebnissen.

Zinssatz

Neben einer massiven Verschlechterung der Ergebnisse der Wärmesparte sowie der Jahresergebnisse des Unternehmens verändert sich bei einem erhöhten Realzinssatz von 12% (gegenüber der Basisvariante mit 6%) das Untersuchungsergebnis auch in qualitativer Hinsicht: Ein Ausbau der Fernwärmeversorgung entsprechend der Variante 2 führt nun zu einem niedrigeren Unternehmensergebnis als eine Beibehaltung des Status Quo (Variante 1), der ursprünglich bestehende Vorteil von 25.000 € für die Variante 2 (vgl. Tabelle 5.4-5 und Tabelle 5.4-6) entwickelt sich bei der genannten Zinssatzerhöhung zu einem Vorteil in Höhe von 19.000 € für die Variante 1. Die Ursache hierfür liegt zum einen darin, dass die Kapitalkosten für die Erzeugung - unter der Annahme, dass das Heizkraftwerk in 1990 zugegangen ist - noch in den Rechnungen enthalten sind. Zudem machen sich hier auch die höheren Kapitalkosten in der Fernwärmeverteilung bemerkbar.

Gaserlöse

Die bereits im Kapitel 5.2.7 begründete Reduzierung der Gaserlöse um 10% führte im Ergebnis über den gesamten Betrachtungszeitraum zu einer deutlichen Verringerung der Unternehmensergebnisse in beiden Varianten der Wärmeversorgung. Die Verminderung der "Einbußen" im Gasbereich aufgrund der Substitution durch eine Fernwärmeversorgung in der Variante 2 schlägt nicht in relevantem Ausmaß auf das Unternehmensergebnis durch.

Hinsichtlich der Fragestellung dieser Untersuchung ergibt sich - analog zur betrachteten "Basisvariante" - ein Vorteil für die Realisierung der Variante 2 und damit für einen streckenweisen Rückbau des Gasnetzes in der Mannheimer Innenstadt.

5.4.6 Fazit zur Wärmeversorgung Planquadrat R7

Die Zielsetzungen der in Kooperation mit der MVV Energie AG durchgeführten Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit eines Gasrückbaus in der Mannheimer Innenstadt wurden unter Kapitel 5.4.2 ausführlich erläutert. Um hier plausible und belastbare Aussagen treffen zu können, wurde zunächst auf der Grundlage von IKARUS-Modellrechnungen die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs im betrachteten Gebiet ermittelt (vgl. Kapitel 5.4.3). In einem nächsten Schritt sollten die durch die MVV Energie AG in Betracht gezogenen Varianten für eine zukünftige Wärmeversorgung des Gebietes unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht werden - mit der Option, hieraus strategische Empfehlungen zur Wärmeversorgung der Mannheimer Innenstadt ableiten zu können.

Für die Wärmeversorgung des Planquadrats R7 bzw. 24 analoger Gebäudeblocks in der Mannheimer Innenstadt wurden in Abstimmung mit der MVV Energie AG zwei Varianten betrachtet, nämlich die Beibehaltung einer parallelen Gas- und Fernwärmeversorgung aller Gebäude sowie ein Rückbau eines Teils des Gasversorgungsnetzes und Substitution durch Fernwärme.

Auf der Grundlage der von Seiten der MVV Energie AG vorgegebenen Kostenansätze sowie der zusätzlichen, durch das bremer energie institut hergeleiteten Eingangsparameter entsprechend dem Anhang-10 zeichnet sich - wie in Kapitel 5.4.5 hergeleitet - sowohl für eine Wärmeabsatzentwicklung entsprechend dem Trend- als auch im Reduktionssze-

nario ein wirtschaftlicher Vorteil für die Variante eines teilweisen Rückbaus des Gasnetzes gegenüber einer Beibehaltung der heutigen parallelen Wärmeversorgung des betrachteten Wohngebietes ab.

Auch bei der durchgeführten Variation einzelner Parameter (vgl. Kapitel 5.4.5.4) bleibt - mit Ausnahme einer Erhöhung des Realzinssatzes - der betriebswirtschaftliche Vorteil der Variante 2 bestehen.

Für diese Ergebnisse wurde jedoch vorausgesetzt, dass erhebliche Streckenanteile des Gasnetzes aufgrund ihres hohen Alters sanierungsbedürftig sind; in Bezug auf den Gebäudeblock "Planquadrat R7" waren die von vornherein dem "stillzulegenden Netz" zugeordneten Leitungen zu 100% betroffen. Bei einer Beibehaltung der parallelen Wärmeversorgung im betrachteten Gebiet waren infolgedessen sofort Investitionen in das Gasverteilungsnetz zu berücksichtigen. Wenn diese nicht bzw. nicht in der kalkulierten Höhe anfallen, kann sich das Ergebnis sehr schnell verändern, da auf der anderen Seite auch ein Gasrückbau für die MVV Energie AG mit erheblichen Kosten verbunden ist (vgl. "Umrüstkosten", Kapitel 5.4.5.1).

Andererseits wurde - mit dem Argument, dass eine im Straßenverlauf verlegte Gasleitung jeweils beide Straßenseiten versorgt - bei der Betrachtung eines größeren Stadtgebietes (24 Häuserblocks analog zu R7) nur ein Anteil von 50 % des zu sanierenden Netzes für die Ermittlung der erforderlichen Investitionen in Ansatz gebracht. Die betriebswirtschaftlichen Vorteile, die ein Rückbau des Gasnetzes in der Mannheimer Innenstadt in der vorliegenden Untersuchung aufweist, können mit größerem Sanierungsbedarf auch deutlich ansteigen.

Zusammenfassend kann auf der Grundlage der erzielten Ergebnisse die Empfehlung ausgesprochen werden, den von Seiten der MVV Energie AG bereits eingeschlagenen Weg eines Rückbaus des Gasnetzes in der Mannheimer Innenstadt fortzusetzen. Allerdings sollte hier - wie bisher praktiziert - sukzessive vorgegangen werden, da die in den Gebäuden bzw. Wohnungen durchzuführenden Umrüstungsmaßnahmen Investitionen durch die MVV Energie AG erfordern, die ohne Gegenrechnung von Sanierungskosten in das Gasversorgungsnetz nicht wirtschaftlich darstellbar sind.

5.5 Fallstudie MVV II

5.5.1 Struktur des Wärmemarktes in Mannheim / Verweis

Einen Überblick über die Struktur des Wärmemarktes im Versorgungsgebiet der MVV Energie AG wurde im Rahmen der "Fallstudie MVV I" unter Kapitel 5.4.1 gegeben.

5.5.2 Definition der "Fallstudie MVV II"

Wie im Kapitel 2.4 detailliert ausgeführt, ist aufgrund aktueller rechtlicher Rahmenbedingungen insbesondere im Neubaubereich mit einer deutlichen Reduzierung des spezifischen Heizwärmebedarfs - bei nahezu konstanten Kosten für die Verlegung von Gas- oder Fernwärmenetzen - zu rechnen. Obwohl Mannheim eine vergleichsweise hohe Versorgungsdichte aufweist, stellt sich damit auch hier die Frage, unter welchen Bedingungen eine leitungsgebundene Wärmeversorgung von Neubaugebieten, in denen heute Gebäude mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von 40 bis 70 kWh/m²a realisiert werden, wirtschaftlich darstellbar ist.

Mit dem Baugebiet "Sandhofen-Nord" wurde ein bereits in der Planung befindliches Neubaugebiet aus dem Versorgungsbereich der MVV Energie AG als Grundlage für die "Fallstudie MVV II" ausgewählt. Hier ist in einem ersten Bauabschnitt (Bereich I in Abbildung 5.5-1) in den Jahren 2001 bis 2006 die Errichtung von 134 Wohngebäuden, vorwiegend Reihen- und Doppelhäuser, mit einer Wohnfläche von insgesamt etwa 38.000 m² geplant. Zusätzlich sollen eine zweigeschossige Kellergarage mit einer Nutzfläche von knapp 5.000 m² sowie etwa 4 gewerblich genutzte Gebäude (Einkaufszentrum) mit einer Nutzfläche von insgesamt ca. 11.000 m² entstehen.

Bis Ende 2006 werden zudem in einiger Entfernung zu dieser Wohnsiedlung einige Gewerbebauten sowie ein Neubau der Firma IKEA (vgl. Abbildung 5.5-1) errichtet, die eine Nutzfläche von ca. 17.000 m² bzw. 20.000 m² umfassen.

In einem zweiten Bauabschnitt (Bereich II in Abbildung 5.5-1), der nördlich an den Teilbereich I angrenzt, ist in etwa 8 bis 10 Jahren die Errichtung weiterer etwa 750 Wohneinheiten in Geschossbauweise geplant.

In Bezug auf die Wärmeversorgung des genannten Baugebietes (Bereiche I und II), das von Seiten der MVV Energie AG als typisch für die derzeitigen Neubauaktivitäten in ihrem Versorgungsgebiet bezeichnet wird, ist sowohl ein Anschluss an das Fernwärmenetz als auch eine Gasversorgung möglich. Diese Optionen sollten im Rahmen der Fallstudie in ihren Auswirkungen auf die betriebswirtschaftlichen Unternehmensergebnisse untersucht werden.



Abbildung 5.5-1: Auszug aus dem Stadtplan Mannheim mit Neubaugebiet Sandhofen-Nord; Quelle: [Stadtplan Mannheim sowie Angaben MVV Energie AG]

5.5.3 Entwicklung Endenergiebedarf Sandhofen-Nord / Versorgungsgebiet EVU

Der erste Bauabschnitt des geplanten Neubaugebietes ist geprägt durch Einzel- (EH) sowie vor allem Doppel- und Reihenhäuser (DH, RH). Letztere stellen einen Anteil von etwa 84 % am gesamten Gebäudebestand, so dass hier - nach der IKARUS-Gebäudetypologie entsprechend Tabelle 2.4-1 - die Gebäudeart "RDH" bzw. - nach der Roth'schen Einteilung entsprechend Abbildung 3.2-1 - ein Siedlungstyp 4 ("Reihenhaussiedlungen") vorliegen.

Das zeitlich etwa parallel zu diesem Bauabschnitt in einiger Entfernung entstehende Gewerbegebiet mit einem Neubau der Firma IKEA sowie einigen Fachmärkten ist dem Siedlungstyp 10 ("Industrie- und Lagergebäude") zuzuordnen.

Die vorliegenden Informationen zum zweiten Bauabschnitt sind zurzeit noch sehr vage. Die MVV Energie AG geht in ersten Planungen von insgesamt ca. 150 Hausanschlüssen für die Versorgung der in diesem Gebiet geplanten etwa 750 Wohneinheiten aus. Für die Rechnungen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell wird daher der Gebäudetyp "kleine Mehrfamilienhäuser" zugrunde gelegt.

Siedlungstypologisch ist der zweite Bauabschnitt dem Typ 5 zuzuordnen: "Zeilenbebauung mittlerer Dichte, 3 bis 5 Geschosse".

Da sich das hier betrachtete Neubaugebiet zurzeit noch im Planungsstadium befindet, ist davon auszugehen, dass in allen Gebäuden des ersten sowie des zweiten Bauabschnittes zumindest ein Wärmedämmstandard entsprechend der neuen Energieeinsparverordnung

nung realisiert werden wird. Zudem wurde in einer zweiten Variante eine Erhöhung des Wärmedämmstandards bzw. eine Reduzierung des spezifischen Raumwärmebedarfs auf die in der Tabelle 5.5-1 (1. Bauabschnitt) bzw. Tabelle 5.5-2 (2. Bauabschnitt) angegebenen Werte angesetzt.

Tabelle 5.5-1: Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf NBG Sandhofen-Nord^o/ 1. BA; Quelle: [eigene Berechnungen mit IKARUS-Modelldaten]

Gebäude			spezifischer Endenergiebedarf	
Art	Anzahl	Wohn- / Gewerbe- fläche gesamt [m ²]	Trendszenario [kWh/m ² a]	Reduktionsszenario [kWh/m ² a]
EFH	8	1.440	117	103
DH	64	15.360	102	91
RH	49	8.424	90	82
KMH	13	12.626	111	99
Gewerbe/EKZ	4 ⁽¹⁾	16.000	105 ⁽²⁾	105 ⁽²⁾
Gewerbe/IKEA	1 ⁽³⁾	37.000	105 ⁽²⁾	105 ⁽²⁾
			gesamter Endenergiebedarf [MWh/a]	
Summe	139		ca. 9.500	ca. 9.100

⁽¹⁾ "Gewerbe/EKZ" umfasst ein Einkaufszentrum mit Handels- /Dienstleistungsbetrieben sowie Kellergaragen.

⁽²⁾ Der Ansatz von 105 kWh/m²a basiert auf der Annahme, dass es sich um einen gewerblichen Neubau mit einer Heizungs- und Lüftungsanlage nach aktuellem technischen Standard handelt. In der Literatur finden sich Angaben zum spezifischen Raumwärmebedarf ohne Warmwasserbereitung in Höhe von 33 bis 125 kWh/m²a für "Warenhäuser" bzw. 80 bis 110 kWh/m²a für "Läden" [EWU (1999), S. 19]. Die Ansätze für den spezifischen Endenergiebedarf der geplanten Gewerbeeinheiten verändern sich im Reduktionsszenario nicht, da die Realisierung eines NEH-Standards im Gewerbebereich als unwahrscheinlich angenommen wird.

⁽³⁾ "Gewerbe/IKEA" umfasst das nördlich der Autobahn gelegene Gewerbegebiet mit Neubau I-KEA und Fachmärkten. Hier soll in Abstimmung mit der MVV Energie AG zunächst nur ein zentraler "Hausanschluss" geplant werden.

Tabelle 5.5-2: Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf NBG Sandhofen-Nord^o/ 2. BA; Quelle: [eigene Berechnungen mit IKARUS-Modelldaten]

Gebäude			spezifischer Endenergiebedarf	
Art	Anzahl	Wohnflächen gesamt [m ²]	Trendszenario [kWh/m ² a]	Reduktionsszenario [kWh/m ² a]
KMH	150	45.000	111	99
			gesamter Endenergiebedarf [MWh/a]	
Summe	150	45.000	ca. 5.000	ca. 4.500

Die Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs im Versorgungsgebiet des "typisierten Unternehmens" wurden analog zur Untersuchung des Planquadrat R7 definiert. Den weiteren Rechnungen lagen damit folgende Ansätze für den Rückgang des Bedarfs bis zum Jahre 2020 zugrunde:

- Trendszenario (Sanierungseffizienz 50%) - 20 %
- Reduktionsszenario (Sanierungseffizienz 100%) - 30 %

Für das im Rahmen der Fallstudie im Detail untersuchte Neubaugebiet Sandhofen-Nord wurde ein konstanter Endenergiebedarf bis zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2020 entsprechend der Tabelle 5.5-1 bzw. Tabelle 5.5-2 angenommen.

In Bezug auf die weitere Entwicklung der Fernwärmeversorgung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Da die MVV Energie AG ein eher fernwärmeorientiertes Versorgungsunternehmen ist, wird langfristig eine Strategie der Fernwärme-Verdichtung vorausgesetzt. Dieser Ansatz scheint nicht zuletzt aufgrund der in Mannheim erfolgten Definition von Fernwärmeporzugsgebieten gerechtfertigt.
- Kunden, die ihren Raumwärmebedarf im Status Quo mit „sonstigen“ Energien decken, wechseln daher bei Sanierung der Heizungsanlage in den typischen Fernwärmeverorgungsgebieten - ST 5 (Zeilenbebauung mittlerer Dichte), ST 6 (Zeilenbebauung hoher Dichte) und ST 7 (Rand- oder Blockrandbebauung in Citynähe) - zu Fernwärme, in den übrigen Gebieten zu Erdgas. Auch dieser Ansatz entspricht den in Mannheim vorliegenden Bedingungen, da eine Sanierung von Heizungsanlagen insbesondere im Bereich der Innenstadt zu erwarten ist, die als FW-Vorzugsgebiet definiert wurde.
- Neubaugebiete vom Siedlungstyp ST 4 (Reihenhaussiedlungen, vgl. Neubaugebiet Sandhofen-Nord I) werden an das Fernwärmenetz angeschlossen. Hier wächst der Wärmebedarf entsprechend durchschnittlich 100 neuen Hausanschlüssen pro Jahr auf insgesamt rund 40 GWh in 2020.
- Siedlungsgebiete des Typs ST 10 (Gewerbegebiete, z. B. "IKEA/Fachmärkte" in Sandhofen-Nord) werden an die Fernwärmeversorgung angeschlossen, so dass in 2020 20% (rund 90 GWh/a) des gesamten Wärmebedarfs in diesen Gebieten mit Fernwärme gedeckt wird.

Auf der Grundlage der oben erläuterten Annahmen wurde zunächst die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Versorgungsgebiet des betrachteten typisierten Unternehmens - jeweils unterschieden nach den Energieträgern sowie für die beiden definierten Szenarien der Bedarfsentwicklung - errechnet. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 5.5-3 zusammengestellt.

Zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2020 beträgt die Differenz des Endenergiebedarfs zwischen Trend- und Reduktionsszenario etwa 245.000 MWh/a, was einem Anteil von nahezu 8% an dem angesetzten Basiswert entspricht.

Die nachfolgenden Ergebnisse bildeten die Grundlage für die weiteren Berechnungen mit dem Simulationsmodell.

Tabelle 5.5-3: Ergebnisse der Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (MVV II) / Trend- und Reduktionsszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	124.725	158.537	182.196	207.345	228.647
Gas	2.143.216	2.128.577	2.025.819	1.959.303	1.920.632
Sonstige	738.694	644.443	519.533	416.286	327.590
Gesamtwärmebedarf	3.006.635	2.931.556	2.727.548	2.582.935	2.476.869
davon Sandhofen-Nord	0	8.856	10.581	14.541	14.541

Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Fernwärme	124.326	152.483	170.948	188.518	201.046
Gas	2.136.866	2.098.952	1.955.052	1.831.721	1.736.635
Sonstige	736.410	634.087	499.508	387.023	293.984
Gesamtwärmebedarf	2.997.601	2.885.521	2.625.508	2.407.261	2.231.665
davon Sandhofen-Nord	0	8.439	10.074	13.674	13.674

5.5.4 Varianten der Wärmeversorgung Sandhofen-Nord

Zur Deckung des für das Neubaugebiet Sandhofen-Nord errechneten Endenergiebedarfes waren in Abstimmung mit der MVV Energie AG drei Versorgungsvarianten in ihren Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung einzelner Sparten sowie des gesamten Unternehmens zu untersuchen und zu bewerten.

Da die spezifischen Ansätze der MVV Energie AG für die Verlegung von Fernwärme- und Gasversorgungsnetzen mit denjenigen des bremer energie instituts (vgl. Anhang-10) übereinstimmten, wurden für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen die durch das Unternehmen für die jeweiligen Varianten der Wärmeversorgung ermittelten Investitionen berücksichtigt.

Variante 1: FW-Versorgung IKEA/Fachmärkte - Gasversorgung Wohngebiete

In einer ersten Variante wurde eine Fernwärmeversorgung des nördlich der Autobahn gelegenen Gewerbegebietes (Neubau IKEA und Fachmärkte) sowie eine Gasversorgung der Wohngebiete Sandhofen-Nord (vgl. Abbildung 5.5-1) betrachtet.

Für die Fernwärmeversorgung des genannten Gewerbegebietes wird die Neu-Verlegung einer Fernwärmehauptleitung von den Coleman Barracks vorgesehen (in Abbildung 5.5-2 grün markiert). Die Gasversorgung der Wohngebiete erfolgt über die bestehende Gasregelstation Sandhofen-Nord.

Eine Wärmeversorgung der Neubaugebiete entsprechend der Variante 1 ist nach ersten Abschätzungen der MVV Energie AG mit folgenden Investitionen verbunden:

Tabelle 5.5-4: Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 1; Quelle: [Informationen der MVV Energie AG]

Maßnahme	Menge	Gesamtkosten	
FW-Transportleitung, DN 100 (IKEA)	1.135 m		
Gas-Verteilung Wohngebiete	DN 225		1.500 m
	DN 160		700 m
	DN 110		2.600 m
Hausanschlüsse	289 ¹		
Erweiterung der Druckregelstation ²	1		
Summe		ca. 1.270.000 €	

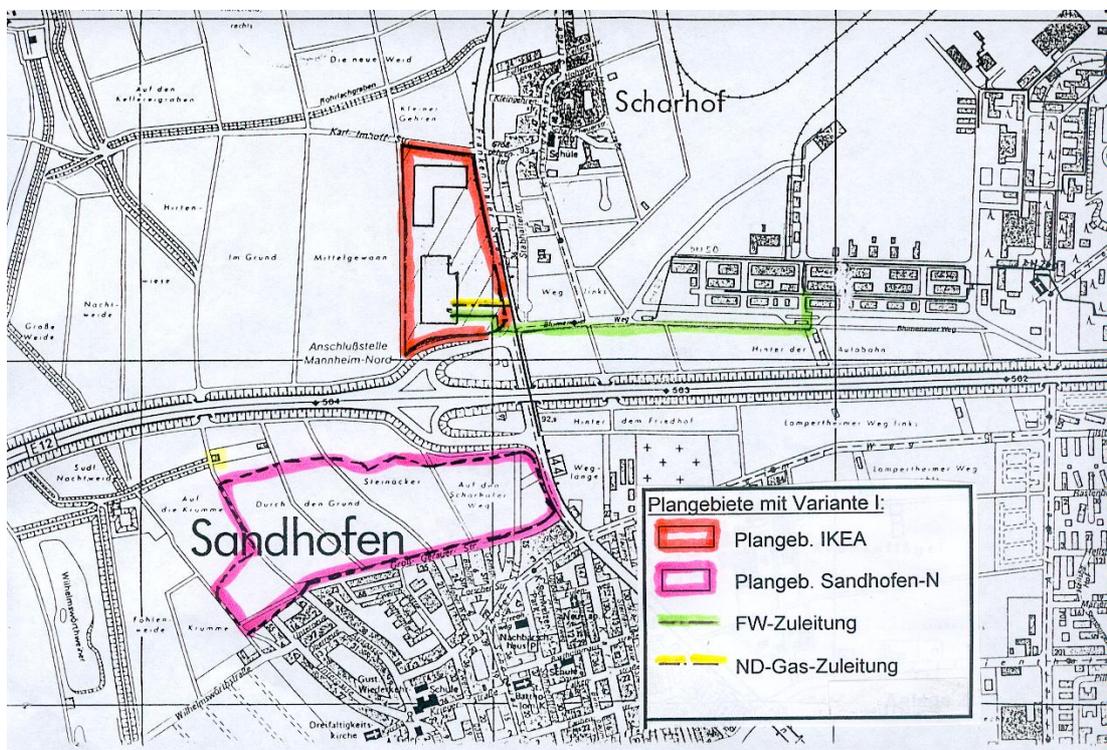


Abbildung 5.5-2: Wärmeversorgung Sandhofen Nord - Variante 1; Quelle: [Informationen der MVV Energie AG]

Variante 2: FW-Versorgung IKEA/Fachmärkte und Wohngebiete

In dieser Variante der Wärmeversorgung werden sowohl das Gewerbegebiet "IKEA/ Fachmärkte" als auch die geplanten Wohngebäude im Neubaubereich Sandhofen-Nord fernwärmeversorgt.

¹ 134 Wohngebäude und 5 Gewerbeobjekte im ersten sowie 150 Wohngebäuden im zweiten BA
² Die erforderlichen Investitionen für eine Erweiterung der bestehenden Druckregelstation basieren auf Ansätzen der MVV Energie AG.

Die Anbindung an das Fernwärmenetz der MVV Energie AG erfolgt in diesem Fall ab einem bestehenden Fernwärme-Schacht in der Nähe der Bundesautobahn über eine Transportleitung DN 200 (in Abbildung 5.5-3 grün markiert), die zunächst zum Neubaugebiet Sandhofen-Nord führt. Von hier aus erfolgt die Fernwärme-Unterverteilung in den Wohngebieten des ersten und zweiten Bauabschnittes sowie - über eine Zuleitung DN 100 - die Versorgung des Gewerbegebietes nördlich der Autobahn.

Für eine vollständige Fernwärmeversorgung der neuen Wohn- und Gewerbegebiete in Sandhofen-Nord sind nach Planungen der MVV Energie AG folgende Investitionen erforderlich:

Tabelle 5.5-5: Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 2; Quelle: [Informationen der MVV Energie AG]

Maßnahme	Menge	Gesamtkosten
FW-Transportleitung, DN 200	1.900 m	
FW-Zuleitung IKEA, DN 100	680 m	
FW-Verteilung NBG, DN 80	5.300 m	
Hausanschlüsse	290 ³	
Summe		ca. 4.490.000 €

Variante 3: Gasversorgung IKEA/Fachmärkte und Wohngebiete

In einer letzten zu untersuchenden Variante für die Wärmeversorgung der Neubaugebiete soll die Installation einer Gas-Einzelversorgung vorgesehen werden. Die Versorgung des Gewerbegebietes nördlich der Autobahn (IKEA/Fachmärkte) erfolgt hier von einer bestehenden Niederdruckleitung DN 200 durch die Verlegung eines Hausanschlusses DN 100 (in Abbildung 5.5-3 gelb markiert). Die Versorgung der Wohngebiete Sandhofen-Nord erfolgt analog zur Variante 1 über die dortige Gasregelstation.

Für diese Versorgungsvariante wurden die Investitionen wie folgt errechnet:

Tabelle 5.5-6: Investitionen Wärmeversorgung Sandhofen-Nord / Variante 3; Quelle: [Informationen der MVV Energie AG]

Maßnahme	Menge	Gesamtkosten	
Gas-Hausanschluss IKEA/ Fachmärkte, DN100	50 m		
Gas-Verteilung NBG	DN 225		1.500 m
	DN 160		700 m
	DN 110		2.600 m
Hausanschlüsse	289		
Erweiterung Druckregelstation	1		
Summe		ca. 960.000 €	

³ Die Zahl der Hausanschlüsse erhöht sich hier gegenüber der Variante 1 um einen Anschluss für "Gewerbe/IKEA".

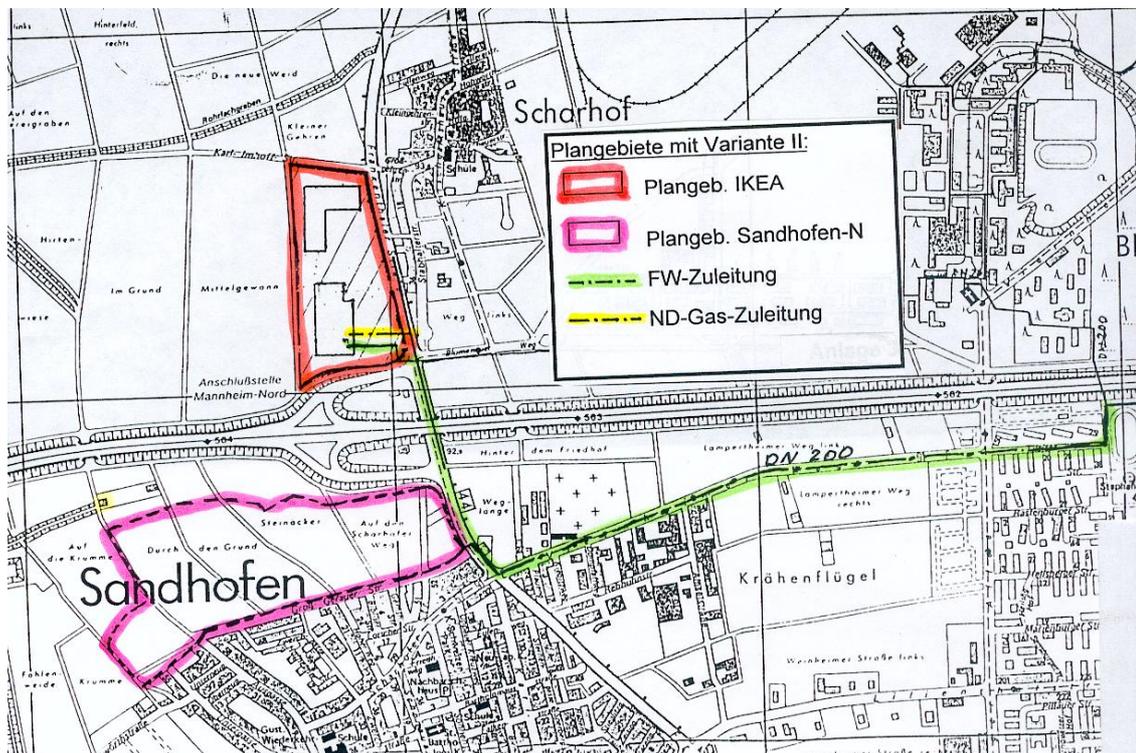


Abbildung 5.5-3: Wärmeversorgung Sandhofen Nord - Variante 2;
Quelle: [Informationen der MVV Energie AG vom 15.10.2001]

Die in ersten Abschätzungen durch die MVV Energie AG ermittelten Investitionen für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung des Neubaugebietes Sandhofen-Nord schwanken in Abhängigkeit von der gewählten Versorgungsvariante zwischen 960.000 € und 4.490.000 €. Maßgeblich für eine Entscheidung hinsichtlich einer Fernwärme- oder Gasversorgung sind die sich hieraus auf längere Sicht ergebenden betriebswirtschaftlichen Ergebnisse für das Unternehmen, die nachfolgend berechnet werden.

5.5.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse

5.5.5.1 Besondere Berechnungsgrundlagen

Grundlage für die Rechnungen mit dem Simulationsmodell waren auch hier zunächst die im Anhang-10 zusammengestellten Eingangsparameter und Kostenansätze. Für die Untersuchungen zur Wärmeversorgung Sandhofen-Nord waren folgende weitere Kennwerte zu ermitteln bzw. zu errechnen:

Zugang der Gebäude

Von erheblicher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung von Neubaugebieten kann der zeitliche Verlauf der Bebauung und die daraus resultierende Absatzentwicklung sein. Im Anhang-11 ist der abgeschätzte und in den Rechnungen berücksichtigte Zugang der Gebäude in Sandhofen-Nord dargestellt.

Siedlungsflächen

Die Siedlungsflächen der einzelnen Bauabschnitte des Neubaugebietes Sandhofen-Nord wurden anhand des durch die MVV Energie AG zur Verfügung gestellten Kartenmaterials ausgemessen / errechnet. Es ergaben sich folgende Werte:

- Sandhofen-Nord, 1. Bauabschnitt (südlich der Autobahn): 0,13 km²
- Sandhofen-Nord, 1. Bauabschnitt (nördlich der Autobahn): 0,16 km²
- Sandhofen-Nord, 2. Bauabschnitt (südlich der Autobahn): 0,23 km²

Investitionen für FW- und Gasverteilungsnetze

Für die Ermittlung der Unterverteilnetztlängen einer Fernwärme- bzw. Gasversorgung des betrachteten Gebietes wurden nach Absprache mit der MVV Energie AG die durch das Unternehmen angegebenen Leitungslängen (vgl. Tabelle 5.5-4, Tabelle 5.5-5 und Tabelle 5.5-6) zugrunde gelegt.

Hinsichtlich der spezifischen Investitionen für Unterverteilnetze sowie Hausanschlüsse (Anhang-10) wurden ebenfalls die von der MVV Energie AG ermittelten Ansätze berücksichtigt.

Dabei wurde vereinbart, für das im Zusammenhang mit der Erstellung des ersten Bauabschnittes geplante Gewerbegebiet ("IKEA/Fachmärkte") lediglich einen Anschluss (Fernwärmeübergabestation bzw. zentraler Gaskessel) einzuplanen.

Mit den angesetzten Kosten von 4.200 € für einen Fernwärme-Hausanschluss liege man laut MVV Energie AG "auf der sicheren Seite". Dieser Betrag könne bis auf 2.200 € reduziert werden, wenn es gelänge, sämtliche Anschlussleitungen im Zuge der Verlegung der Verteilerleitungen zu installieren. Dies sei aber in der Praxis unrealistisch, da die Gebäude zu unterschiedlichen Zeitpunkten fertiggestellt würden. Im "worst case" - wenn alle Gebäudezuleitungen einzeln verlegt werden müssten - könnten diese Kosten auf bis zu 5.100 € steigen [Auskunft der MVV Energie AG vom 14.11.2001].

Erzeugungsanlagen

Abweichend von den ursprünglichen Kostenansätzen des bremer energie instituts, die von einer Fernwärmeerzeugung in einer neuen GuD-Anlage (mit spezifischen Investitionen in Höhe von 820 €/kW_{el}) ausgingen, wurde für die Untersuchungen zum Versorgungsgebiet der MVV Energie AG die hier vorliegende Erzeugungssituation zugrunde gelegt, wobei die installierte KWK-Leistung (ca. 400 MW_{el}) entsprechend den Ausführungen zum Planquadrat R7 (vgl. Kapitel 6.4.5.1) dem Unternehmensmodell angepasst wurde.

5.5.5.2 Variante 1

In der Tabelle 5.5-7 sind die resultierenden Ergebnisse der einzelnen Sparten sowie die Jahresergebnisse des betrachteten Unternehmens unter Berücksichtigung der Ertragssteuern für die Variante einer Fernwärmeversorgung des Gewerbegebietes und einer Gasversorgung der Wohngebiete in Sandhofen-Nord für unterschiedliche Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs zusammengestellt (s. auch Abbildung 5.5-4).

Tabelle 5.5-7: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 1 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-373	150	492	905
Ergebnis Gas	9.617	9.571	8.979	8.682	8.491
Ergebnis Strom	22.359	22.395	22.424	22.451	22.479
Unternehmensergebnis	31.438	31.764	31.553	31.626	31.875

Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-1.003	-444	63	312	612
Ergebnis Gas	9.576	9.352	8.483	7.809	7.246
Ergebnis Strom	22.358	22.392	22.415	22.433	22.449
Unternehmensergebnis	31.390	31.503	30.961	30.555	30.308

Sowohl im Trend- als auch im Reduktionsszenario ist das Ergebnis der Fernwärmesparte aufgrund der erforderlichen umfangreichen Investitionen in die Erweiterung des Versorgungsnetzes zunächst negativ. Dies ändert sich jeweils nach Ablauf von etwa 10 Jahren.

Mit der positiven Entwicklung der Fernwärmesparte verschlechtert sich das Ergebnis der Gasparte, da neben einer Reduzierung des Endenergiebedarfs (entsprechend der Tabelle 5.5-3) eine Strategie der Fernwärmeverdichtung vorausgesetzt wurde. Dies hat zur Folge, dass bei einer Sanierung von Heizungsanlagen oder bei Umstellung auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung im Innenstadtbereich für die Zukunft eine Fernwärmeversorgung angenommen wird.

Das Ergebnis der Stromsparte verbessert sich leicht mit steigender Fernwärmeerzeugung, da die spezifischen Kosten der Stromeigenerzeugung geringer als die für den Fremdbezug sind.

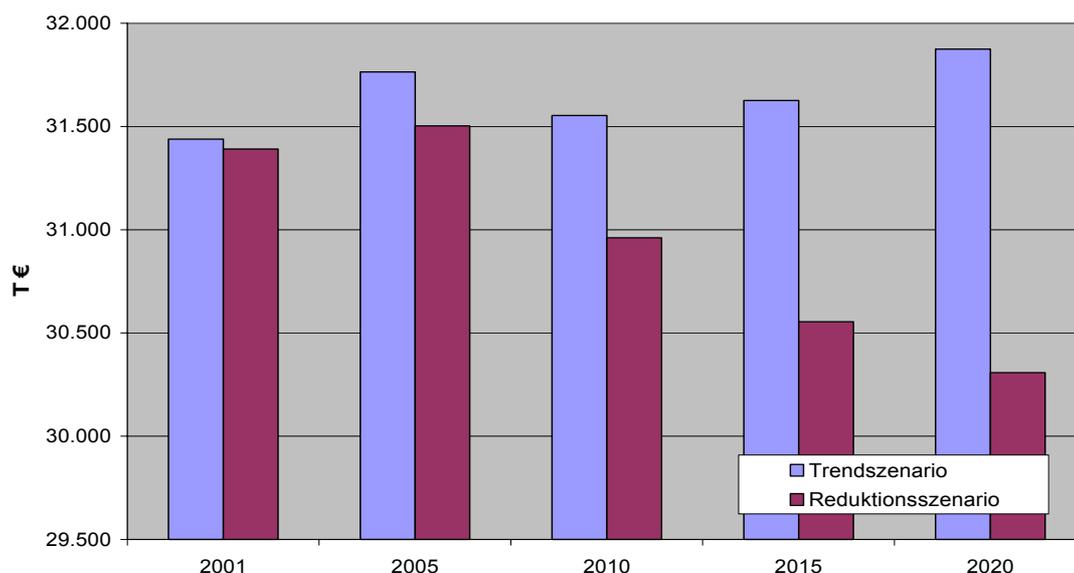


Abbildung 5.5-4: Unternehmensergebnisse in T€/a in der Variante 1 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Es wird deutlich, dass die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung einerseits einen erheblichen quantitativen Einfluss auf das Unternehmensergebnis hat (Vorteil bei Trendszenario in 2020 ca. 1.600 T€). Zum anderen ist auch die qualitative Entwicklung der Ergebnisse unterschiedlich: Während sich diese im Reduktionsszenario ab 2005 verschlechtern, steigen die Unternehmensergebnisse im Trendszenario an, da die "Wechsler" den prognostizierten Absatzrückgang ausgleichen können.

5.5.5.3 Variante 2

Als zweite Option wurde die Möglichkeit untersucht, sowohl das Gewerbegebiet "IKEA/ Fachmärkte" als auch die geplanten Wohngebiete an die Fernwärmeversorgung der MVV Energie AG anzuschließen. Die in dieser Versorgungsvariante erzielten Ergebnisse für die einzelnen Sparten sowie für die Jahresergebnisse des betrachteten Unternehmens sind in der Tabelle 5.5-8 unter Berücksichtigung der Ertragssteuern und für eine unterschiedliche Entwicklung des zukünftigen Endenergiebedarfs zusammengestellt.

Bei erheblich höheren Investitionen - 4,5 Mio. € gegenüber etwa 1,3 Mio. € in der Variante 1 - liegen die Ergebnisse für eine vollständige Fernwärmeversorgung aller betrachteten Neubaugebiete sowohl im Trend- als auch im Reduktionsszenario unterhalb derjenigen einer Gasversorgung der Wohngebiete, der Vorteil der Variante 1 beträgt in 2020 etwa 57.000 € bzw. 63.000 €.

Tabelle 5.5-8: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 2 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-368	88	451	883
Ergebnis Gas	9.617	9.552	8.955	8.636	8.442
Ergebnis Strom	22.359	22.402	22.433	22.465	22.493
Unternehmensergebnis	31.438	31.755	31.475	31.552	31.818
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-1.003	-444	-12	260	579
Ergebnis Gas	9.576	9.328	8.456	7.769	7.204
Ergebnis Strom	22.358	22.398	22.423	22.446	22.462
Unternehmensergebnis	31.390	31.486	30.873	30.475	30.245

In Bezug auf die Bewertung der vorstehenden Ergebnisse - insbesondere im Vergleich zu den weiteren Versorgungsvarianten - soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass der Einsatz einer provisorischen Heizstation für die vorübergehende Fernwärmeversorgung der Wohngebiete während der Bauzeit in den Simulationsrechnungen nicht berücksichtigt werden konnte. Nach Auskunft der MVV Energie AG kann eine solche Heizstation über das vorhandene Gasnetz temporär versorgt werden und die Wärmeversorgung etwa 4 bis 5 Jahre lang sicherstellen. Die Investitionen in die für die Anbindung der Neubaugebiete an das Fernwärmenetz der MVV Energie AG geplante Transportleitung würden in diesem Fall erst dann anfallen, wenn bereits 50-60% des erwarteten Gesamtwärmeabsatzes erreicht sind, was unter Umständen zu einer deutlichen Verbesserung der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse der Variante 2 führen würde.

5.5.5.4 Variante 3

Mit insgesamt etwa 960.000 € sind die Investitionen am geringsten, wenn sowohl das Gewerbegebiet "IKEA/Fachmärkte" als auch die Wohngebäude in Sandhofen-Nord an das Mannheimer Gasversorgungsnetz angeschlossen werden.

Die sich nach Abzug der Ertragssteuern ergebenden Sparten- und Jahresergebnisse des betrachteten Versorgungsunternehmens sind nachfolgend zusammengestellt.

Tabelle 5.5-9: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 3 bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung; Quelle: [eigene Berechnungen]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-420	138	477	886
Ergebnis Gas	9.617	9.591	9.004	8.708	8.517
Ergebnis Strom	22.359	22.391	22.419	22.446	22.474
Unternehmensergebnis	31.438	31.754	31.561	31.631	31.876

Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-1.003	-492	32	297	590
Ergebnis Gas	9.576	9.372	8.508	7.835	7.272
Ergebnis Strom	22.358	22.388	22.410	22.428	22.444
Unternehmensergebnis	31.390	31.494	30.950	30.560	30.307

Die folgenden Abbildungen stellen die Unternehmensergebnisse für die definierten Versorgungsvarianten bei einer Entwicklung des Endenergiebedarfs entsprechend dem Trend- (Abbildung 5.5-5) sowie dem Reduktionsszenario (Abbildung 5.5-6) im Vergleich dar.

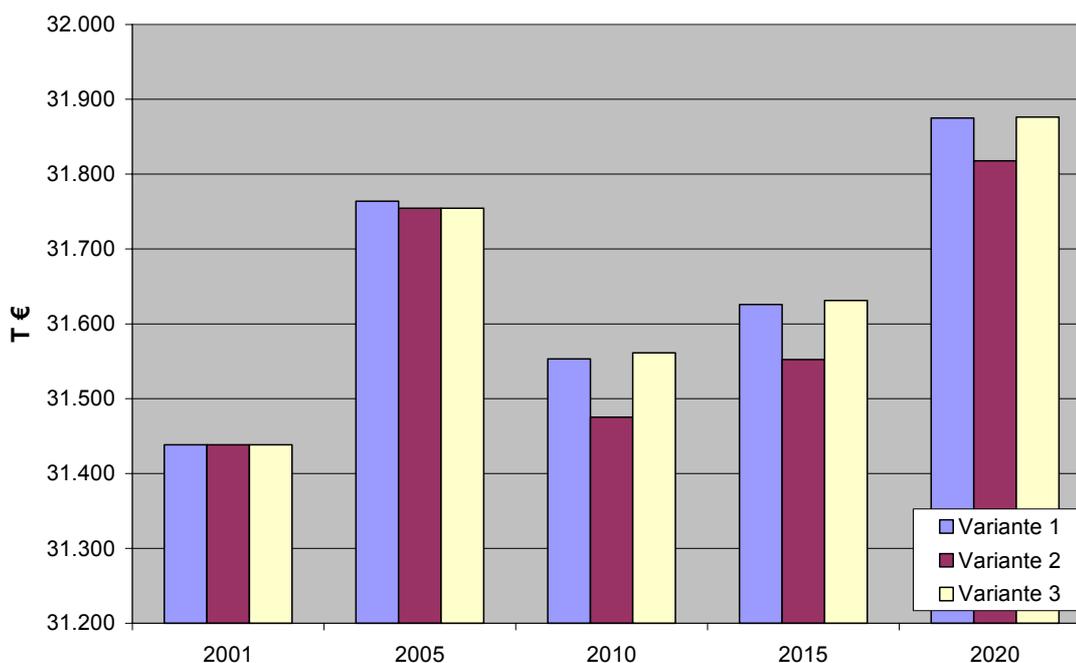


Abbildung 5.5-5: Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Wärmeversorgung im Trendszenario; Quelle [eigene Berechnungen]

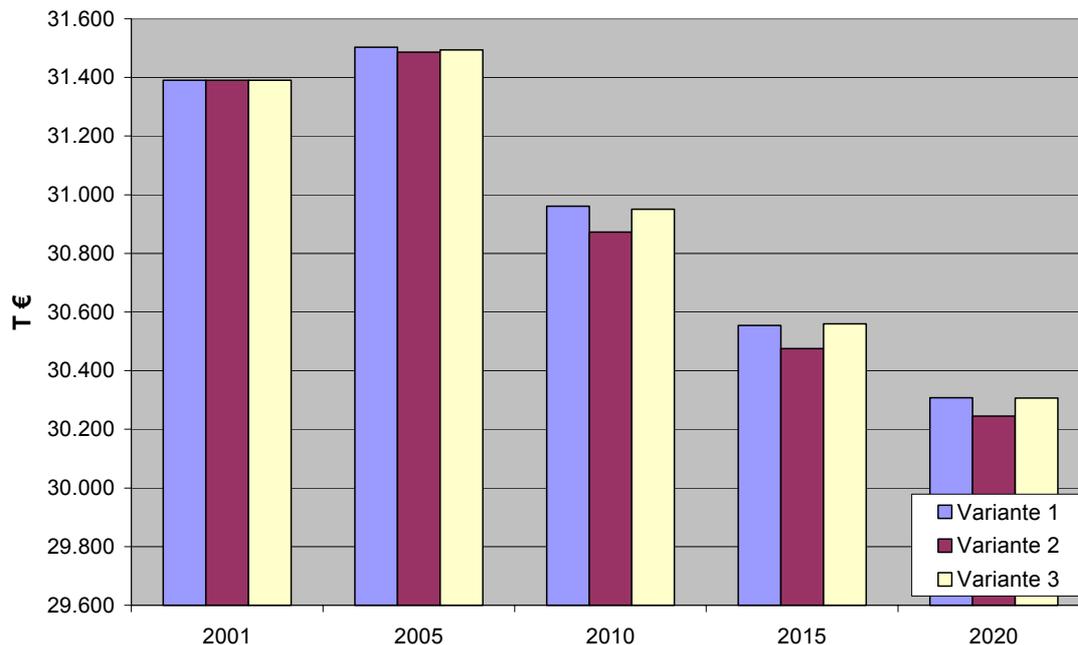


Abbildung 5.5-6: Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Wärmeversorgung im Reduktionsszenario; Quelle [eigene Berechnungen]

Ein Vergleich der erzielten Ergebnisse zeigt, dass eine flächendeckende Gasversorgung des gesamten Neubaugebietes Sandhofen-Nord (Variante 3) etwa zu gleichen Unternehmensergebnissen wie die Variante 1 mit einer FW-Versorgung des Gewerbegebietes I-KEA/Fachmärkte in Verbindung mit einer Gaseinzelversorgung der Wohngebiete führt. Die vollständige Fernwärmeversorgung des Neubaugebietes (Variante 2) weist ein deutlich schlechteres Ergebnis auf; die Differenz gegenüber den Varianten 1 und 3 beträgt beispielsweise in 2020 nahezu 60.000 €.

Einen im Vergleich zur Frage der Wärmeversorgung des betrachteten Neubaugebietes größeren Einfluss auf das Unternehmensergebnis hat die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im Versorgungsgebiet des betrachteten Unternehmens. Der betriebswirtschaftliche Vorteil bei Zugrundelegung einer Bedarfsentwicklung nach Trendszenario beträgt gegenüber den entsprechenden Ergebnissen im Reduktionsszenario bei allen Varianten der Wärmeversorgung in 2020 beispielsweise 1,5 bis 1,6 Mio. €.

Wie bereits bei den Untersuchungen zur Mannheimer Innenstadt wurde auch hier in allen Rechnungen ein konstanter Wärmepreis zugrunde gelegt und somit nicht berücksichtigt, dass bei einer sinkenden Wärmenachfrage mit einem Anstieg der spezifischen Fernwärmeerlöse zu rechnen ist.

5.5.5.5 Sensitivitäten

Analog zur Betrachtung eines Gasrückbaus in der Mannheimer Innenstadt, wurde auch hinsichtlich der Wärmeversorgung für das Neubaugebiet Sandhofen-Nord der Einfluss der Gasbezugskosten, des angesetzten Zinssatzes sowie der Gaserlöse auf die erzielten Rechenergebnisse anhand von Sensitivitätsbetrachtungen näher untersucht.

Zu den resultierenden Auswirkungen auf die Sparten- sowie auf die Unternehmensergebnisse für die betrachteten Varianten der Wärmeversorgung werden im folgenden einige qualitative Aussagen getroffen:

Gasbezugskosten

Analog zu den Betrachtungen zum "Planquadrat R7" wurden auch zum Neubaugebiet Sandhofen-Nord Rechnungen mit einem reduzierten Ansatz für die Gasbezugskosten (11 €/MWh entsprechend [Prognos (1999), S. 204]) in Verbindung mit einer Reduzierung der Gas- bzw. Fernwärmepreise um 10% durchgeführt. Auch hier behalten jedoch die getroffenen Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Wärmeversorgungsvarianten (vgl. Seite 221) ihre prinzipielle Gültigkeit.

Zinssatz

Der negative Einfluss einer Erhöhung des Realzinssatzes von 6 auf 12% macht sich insbesondere in der Fernwärmesparte bemerkbar, wo die Ergebnisse bis 2020 in allen drei Varianten negativ bleiben. Bei einer Betrachtung der Unternehmensergebnisse (s. Tabelle 5.5-10 ergibt sich jedoch nach wie vor ein deutlicher Nachteil für die Variante 2 / Fernwärmeversorgung für das gesamte Neubaugebiet.

Tabelle 5.5-10: Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante der Versorgungskonzepte sowie bei Erhöhung des Zinssatzes; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der MVV Energie AG]

	2001	2005	2010	2015	2020
Variante 1					
BASIS					
Unternehmensergebnis	31.438	31.764	31.553	31.626	31.875
Zins 12%					
Unternehmensergebnis	29.682	29.656	29.060	28.932	29.204
Variante 2					
BASIS					
Unternehmensergebnis	31.438	31.755	31.475	31.552	31.818
Zins 12%					
Unternehmensergebnis	29.682	29.564	28.862	28.664	28.819
Variante 3					
BASIS					
Unternehmensergebnis	31.438	31.754	31.561	31.631	31.876
Zins 12%					
Unternehmensergebnis	29.682	29.669	29.087	28.957	29.225

Gaserlöse

Die aus einer Variation der Gaserlöse resultierenden Ergebnisse für die drei Varianten der Wärmeversorgung sind im Vergleich zur jeweiligen Basisvariante in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Für die Entwicklung des Endenergiebedarfs wurde ein "Trendszenario" zugrunde gelegt.

Tabelle 5.5-11: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante der betrachteten Versorgungskonzepte sowie bei Reduzierung der Gaserlöse; Quelle: [eigene Berechnungen, z.T. mit Ansätzen der MVV Energie AG]

Variante 1

BASIS	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-373	150	492	905
Ergebnis Gas	9.617	9.571	8.979	8.682	8.491
Ergebnis Strom	22.359	22.395	22.424	22.451	22.479
Unternehmensergebnis	31.438	31.764	31.553	31.626	31.875

Gaserlöse -10 %	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-373	150	492	905
Ergebnis Gas	5.136	5.109	4.729	4.563	4.453
Ergebnis Strom	22.359	22.395	22.424	22.451	22.479
Unternehmensergebnis	26.957	27.301	27.303	27.507	27.837

Variante 2

BASIS	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-368	88	451	883
Ergebnis Gas	9.617	9.552	8.955	8.636	8.442
Ergebnis Strom	22.359	22.402	22.433	22.465	22.493
Unternehmensergebnis	31.438	31.755	31.475	31.552	31.818

Gaserlöse -10 %	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-368	88	451	883
Ergebnis Gas	5.136	5.101	4.719	4.539	4.427
Ergebnis Strom	22.359	22.402	22.433	22.465	22.493
Unternehmensergebnis	26.957	27.304	27.240	27.456	27.802

Variante 3

BASIS	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-420	138	477	886
Ergebnis Gas	9.617	9.591	9.004	8.708	8.517
Ergebnis Strom	22.359	22.391	22.419	22.446	22.474
Unternehmensergebnis	31.438	31.754	31.561	31.631	31.876

Gaserlöse -10 %	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-420	138	477	886
Ergebnis Gas	5.136	5.122	4.746	4.581	4.471
Ergebnis Strom	22.359	22.391	22.419	22.446	22.474
Unternehmensergebnis	26.957	27.285	27.304	27.504	27.830

Eine Senkung der Gaserlöse führt - wie die Tabelle 5.5-11 zeigt - zu einer deutlichen Reduzierung der Unternehmensergebnisse gegenüber der Basisvariante. Dabei sind die Auswirkungen auf die Ergebnisse der Gassparte am deutlichsten, wo beispielsweise in 2020 eine Reduzierung um nahezu 50% zu verbuchen ist. Obwohl die Verschlechterung der Unternehmensergebnisse in der Variante 2 am geringsten ist, führen eine Realisierung der Variante 1 oder 3 mit einer teilweisen bzw. vollständigen Gasversorgung des betrachteten Gebietes auf längere Sicht nach wie vor zu einem besseren Unternehmensergebnis als eine vollständige Fernwärmeversorgung entsprechend der Variante 2.

Variation weiterer Parameter

Nach intensiver Diskussion mit der MVV Energie AG wurde zusätzlich zu den vorstehenden Sensitivitäten der Einfluss folgender weiterer, in Bezug auf das Versorgungsgebiet des Unternehmens relevanter Parameterveränderungen untersucht:

- Reduzierung des Anteils des Spitzenkessels von 30% auf 10%
- Reduzierung des Kostenansatzes für Verwaltung/Vertrieb der Fernwärme von 6 €/MWh auf 3 €/MWh
- Reduzierung der Kosten für Fernwärme-Hausanschlüsse von 4.200 € auf 2.500 €

Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle exemplarisch für eine Entwicklung des Endenergiebedarfs entsprechend dem Trendszenario zusammengestellt.

Tabelle 5.5-12: Unternehmensergebnisse in T€/a bei verschiedenen Varianten der Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord und Variation einiger Parameter / Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

	2001	2005	2010	2015	2020
Variante 1	31.732	32.196	32.065	32.255	32.628
Variante 2	31.732	32.182	32.028	32.246	32.635
Variante 3	31.732	32.184	32.055	32.242	32.612

Eine Berücksichtigung der genannten veränderten Ansätze hat neben einer quantitativen Verbesserung der Unternehmensergebnisse in allen betrachteten Varianten der Wärmeversorgung auch qualitative Auswirkungen auf das Gesamt-Ergebnis der Untersuchung. Wie insbesondere aus der grafischen Darstellung in der Abbildung 5.5-7 deutlich wird, weist nun die Variante 2 und damit eine vollständige Fernwärmeversorgung des Neubaugebietes Sandhofen-Nord in 2020 das beste betriebswirtschaftliche Ergebnis auf.

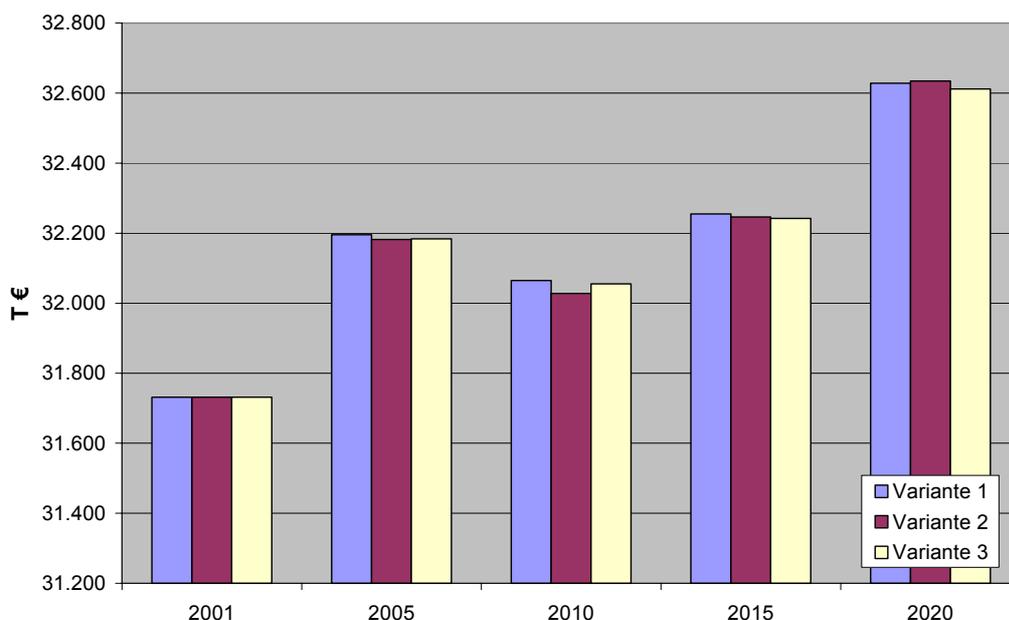


Abbildung 5.5-7: Unternehmensergebnisse in T€/a bei verschiedenen Varianten der Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord und Variation einiger Parameter / Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen]

Bei einer Betrachtung der Ergebnisse über die gesamte Laufzeit besteht aber aufgrund einer geringeren Kapitalkostenbelastung noch immer ein Vorteil für die Variante 1. Mit zunehmender Tilgung der Kapitalkosten entwickelt sich jedoch die Variante 2 besser als die betrachteten Alternativen. In der Fernwärmesparte werden dann höhere spezifische Gewinne als in der Gassparte erzielt; dies bleibt auch noch etliche Jahre nach 2020 erhalten, da zunächst keine Re-Investitionen für die Fernwärmeverteilung anzusetzen sind.

Die Verschiebung des Ergebnisses zugunsten der Variante 2 ist in erster Linie - etwa zu jeweils gleichem Anteil - auf die Halbierung der spezifischen Verwaltungs- und Vertriebskosten der Fernwärme und auf die Reduzierung des Spitzenkessel-Anteils an der Wärmeerzeugung zurückzuführen.

Zu den für die Fernwärmeverwaltung und den Vertrieb anzusetzenden Kosten können von Seiten der Versorgungsunternehmen im allgemeinen keine expliziten Angaben gemacht werden. Die Schwierigkeit liegt vor allem darin, aus zahllosen Einzelpositionen, die eine entsprechende Abgrenzung nicht berücksichtigen, zu einer zutreffenden Quantifizierung zu kommen. Zudem werden im Unternehmensvergleich erhebliche Unterschiede festzustellen sein, die von der Größenordnung der Umsätze und der Organisationsstruktur abhängig sind.

Aus diesem Grund war für die Rechnungen zunächst ein Erfahrungswert des bremer energie instituts berücksichtigt worden. Im Verlauf des Projektes hat eines der beteiligten Unternehmen Kosten von 3 €/MWh ermittelt; diese sind im Rahmen der veränderten Ansätze in die Rechnungen für die MVV Energie AG eingeflossen.

Die Fernwärme-Hausanschlusskosten wurden von Seiten der MVV Energie AG mit einer großen Bandbreite angegeben, da sie von vielen Randbedingungen abhängig sind. In den ursprünglichen Betrachtungen ist ein eher im oberen Bereich liegender Ansatz gewählt worden. Von Seiten des Unternehmens wurde jedoch eine Kostendegression bis auf einen Wert von 2.500 €/Hausanschluss nicht ausgeschlossen, wenn es gelänge, alle Hausanschlussleitungen gleichzeitig und im Zuge der Verlegung der Verteilerleitungen zu installieren.

Verringerung des Wärmedämmstandards bei FW-Versorgung

Nach §3, Absatz 3 der Energieeinsparverordnung [EnEV (2001)] gilt die in der Verordnung vorgeschriebene Begrenzung des Jahres-Primärenergieverbrauchs unter anderem nicht für Gebäude, die zu mindestens 70% durch Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung beheizt werden. Diese Bedingung wird im Neubaugebiet Sandhofen-Nord bei Realisierung der Variante 2 erfüllt. Die genannte Ausnahmeregelung hat in der Praxis zur Folge, dass fernwärmeversorgte Gebäude die Anforderungen der EnEV bereits mit einem deutlich geringeren Wärmedämmstandard erfüllen als Gebäude, deren Wärmeversorgung aus einer Gas- oder Ölheizung erfolgt.

Um die hieraus resultierenden Auswirkungen auf die Fernwärmeversorgung des Neubaugebietes Sandhofen-Nord abzuschätzen, wurde exemplarisch untersucht, wie sich der Endenergiebedarf und die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung verändern, wenn in den geplanten Wohngebäuden ein Wärmedämmstandard entsprechend der Wärmeschutzverordnung 1995 realisiert wird. In der Tabelle 5.5-13 ist die Entwicklung des End-

energiebedarfs im Neubaugebiet Sandhofen-Nord bei unterschiedlichem Wärmedämmstandard dargestellt, die nachfolgende Tabelle 5.5-14 zeigt die aus einem sinkenden Wärmedämmstandard in den Wohngebäuden resultierenden Auswirkungen auf die Sparten- und Unternehmensergebnisse des betrachteten EVU.

Tabelle 5.5-13: Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] Neubaugebiet Sandhofen-Nord im Trendszenario / Vergleich Wärmedämmstandard nach EnEV (Trend) und WSVO; Quelle: [eigene Berechnungen]

	2001	2005	2010	2015	2020
Dämmstandard "Trend"	0	8.856	10.581	14.541	14.541
Dämmstandard WSVO	0	9.493	11.368	15.928	15.928

Tabelle 5.5-14: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Versorgungsvariante 2 im Trendszenario / Vergleich Wärmedämmstandard nach EnEV (Trend) und WSVO; Quelle: [eigene Berechnungen]

Wärmedämmstandard "Trend"

	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-368	88	451	883
Ergebnis Gas	9.617	9.552	8.955	8.636	8.442
Ergebnis Strom	22.359	22.402	22.433	22.465	22.493
Unternehmensergebnis	31.438	31.755	31.475	31.552	31.818

Wärmedämmstandard "WSVO"

	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Fernwärme	-993	-368	90	461	892
Ergebnis Gas	9.617	9.552	8.955	8.636	8.442
Ergebnis Strom	22.359	22.402	22.433	22.466	22.494
Unternehmensergebnis	31.438	31.755	31.478	31.563	31.829

Im Vergleich mit den in der Tabelle 5.5-7 für die Variante 1 und in Tabelle 5.5-9 für die Variante 3 dargestellten Unternehmensergebnissen zeigt sich, dass die im Falle einer Fernwärmeversorgung von Sandhofen-Nord zulässige Reduzierung des Wärmedämmstandards in den Gebäuden zu einer Verbesserung der Variante 2 führt, die allein die betriebswirtschaftlichen Nachteile gegenüber einer teilweisen oder vollständigen Gasversorgung jedoch nicht ausgleichen kann.

5.5.6 Fazit zur Wärmeversorgung Sandhofen-Nord

Im Rahmen der in Kooperation mit der MVV Energie AG durchgeführten Fallstudie zur Wärmeversorgung des Neubaugebietes Sandhofen-Nord sollten - wie unter Kapitel 5.5.2 erläutert - die von Seiten des Unternehmens in Betracht gezogenen Varianten für eine Wärmeversorgung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht werden - mit der Option, hieraus strategische Empfehlungen für die zukünftige Wärmeversorgung von Neubaugebieten ableiten zu können. In Bezug auf das als Grundlage für die Fallstudie dienende Neubaugebiet Sandhofen-Nord ist laut MVV Energie AG im Zuge der Erschließung des ersten Bauabschnittes bereits die "Entscheidung für Gas gefallen" [Auskunft MVV vom 6.9.01].

Für die Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord wurden in Abstimmung mit der MVV Energie AG die folgenden Varianten betrachtet (vgl. auch Kapitel 5.5.4):

- Variante 1: Fernwärmeversorgung des Gewerbegebietes in Verbindung mit einer Gasversorgung der Wohngebiete
- Variante 2: Vollständige Fernwärmeversorgung Sandhofen-Nord
- Variante 3: Vollständige Gasversorgung Sandhofen-Nord

Vor einer abschließenden Bewertung der Ergebnisse soll darauf hingewiesen werden, dass die Auswirkungen der für die Wärmeversorgung von Sandhofen-Nord in Betracht gezogenen Varianten auf das Jahresergebnis des Versorgungsunternehmens relativ gering sind. Die Ursache liegt darin, dass das beispielhafte Neubaugebiet nur einen kleinen Anteil am gesamten Wärmeabsatz des Unternehmens haben wird (15 bzw. 14 GWh/a von insgesamt etwa 3.000 GWh/a, vgl. Tabelle 5.5-1 und Tabelle 5.5-2).

Trotzdem konnten anhand der vorliegenden und der errechneten Daten belastbare und plausible Ergebnisse erzielt werden. Wie insbesondere aus der Abbildung 5.5-5 und der Abbildung 5.5-6 hervorgeht, sind die Unternehmensergebnisse bei einem Vergleich der Varianten 1 und 3 nahezu identisch, während eine vollständige Fernwärmeversorgung der Neubaugebiete zu deutlich schlechteren Ergebnissen führt. Auf der Grundlage dieser Zahlen lautete die Empfehlung daher, für die südlich der Autobahn gelegenen neuen Wohngebiete eine Gasversorgung vorzusehen.

Bei der Bewertung dieses Ergebnisses ist jedoch - wie im Abschnitt "Sensitivitäten" nachgewiesen - seine große Abhängigkeit von den für die Rechnungen zugrundegelegten Kostenansätzen und Eingangsparametern zu berücksichtigen:

So wird das Ergebnis einer flächendeckenden Fernwärmeversorgung dadurch verbessert, dass der Wärmedämmstandard nach EnEV verringert werden kann und sich dadurch der resultierende Wärmeabsatz in der Variante 2 erhöht.

Die Berücksichtigung einer mobilen Heizstation bei den Planungen zur Variante 2 entsprechend Kapitel 5.5.5.3 kann zu einer für das Ergebnis der Fernwärmesparte unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten relevanten zeitlichen Verschiebung eines Teils der erforderlichen Investitionen in die Fernwärme-Transportleitung führen.

Und wenn es zum Beispiel gelingt, die unter Kapitel 5.5.5.5 genannten Kostensenkungspotenziale durch technische und/oder organisatorische Optimierung auszuschöpfen, kann eine Fernwärmeversorgung in neuen Wohngebieten mit einem niedrigen Niveau für den Endenergiebedarf für das Versorgungsunternehmen ohnehin wirtschaftlich interessant werden (vgl. Tabelle 5.5-12).

Vor dem Hintergrund der vorstehenden Ausführungen sowie der zugunsten einer Fernwärmeversorgung benannten zusätzlichen Gesichtspunkte wird der MVV Energie AG empfohlen, hinsichtlich der Wärmeversorgung der geplanten Wohn- und Gewerbegebiete in Sandhofen-Nord noch einmal im Detail zu überprüfen, ob die für die Ergebnisse der Tabelle 5.5-12 zugrunde gelegten Parameter durch das Unternehmen realisierbar sind und damit unter langfristigen strategischen Gesichtspunkten die Entscheidung zugunsten einer Fernwärmeversorgung getroffen werden kann. Bei entsprechenden zukünftigen Fragestellungen zur Wärmeversorgung von Neubaugebieten sollte in jedem Fall die Möglichkeit einer Fernwärmeversorgung offensiv geprüft werden.

Tabelle 5.6-1: Entwicklung Gasabsatz der EWE AG; Quelle: [EWE (2000) S. 24]

	Gasabsatz in GWh					
	1994	1995	1996	1997 incl. ÜNH	1998	1999
Tarifikunden	16.437	18.419	22.355	20.405	20.909	20.291
Sondervertragskunden	11.012	11.049	13.045	12.348	12.710	13.955
Verteilerwerke	3.230	4.117	4.951	4.874	5.095	4.636

Im Vergleich zur Gasversorgung spielt die direkte Wärmeversorgung über Fern- und Nahwärmenetze nur eine untergeordnete Rolle für das Unternehmen. Allerdings stieg die Erzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich an; Ende 1999 existierten insgesamt 224 Wärmeerzeugungsanlagen mit einer kumulierten Leistung von etwa 177 MW_{th} (vgl. nachfolgende Tabelle).

Tabelle 5.6-2: Entwicklung der Nah- und Fernwärmesysteme der EWE AG seit 1995; Quelle: [EWE (1999), S. 37 und EWE (2000), S. 37]

	Bestand bis 1995	Zugang				Gesamt
		1996*	1997*	1998	1999	
Anzahl Projekte	25	29	55	52	63	224
installierte Leistung [MW _{th}]	84,2	16,0	13,3	27,4	35,7	176,6
Wärmeerzeugung [Mio. kWh]	285	151	160	177	183	---
Investitionen [Mio. €], *inkl. ÜNH	18,0	5,7	7,9	13,5	21,4	66,5

Die Bedeutung des Wärmemarktes für die EWE AG wird aus der nachfolgenden Aufteilung der Umsatzerlöse (insgesamt etwa 1.835 Mio. € in 1999) deutlich:

- 1.043 Mio. € Erlöse Strom (56 %)
- 674 Mio. € Erlöse Erdgas (37 %)
- 118 Mio. € sonstige Erlöse (7 %)

Die Erlöse aus dem Erdgas-Absatz haben - insbesondere vor dem Hintergrund, dass es sich bei der EWE AG um einen Flächenversorger handelt - mit 36,7 % einen vergleichsweise erheblichen Anteil an den Gesamterlösen. Hieraus wird die große Bedeutung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung für das Unternehmen deutlich, die letztendlich auch zu der im Rahmen der vorliegenden Fallstudie untersuchten Fragestellung geführt hat.

5.6.2 Definition der "Fallstudie EWE"

Im Bereich der Wärmeversorgung setzt die EWE bereits seit Jahren einen deutlichen Schwerpunkt auf den Energieträger Erdgas, so dass heute - trotz der geringen Siedlungsdichte - das Versorgungsgebiet der EWE AG praktisch flächendeckend mit Gas versorgt ist (Gebiet "links der Weser" z.B. zu über 90%). So werden Neubaugebiete standardmäßig an bestehende Gasversorgungsnetze angeschlossen, obwohl sie in aller Regel durch freistehende Einfamilien- oder Doppelhäuser auf verhältnismäßig großen Grundstücken gekennzeichnet sind und daher ungünstige Voraussetzungen für eine leitungsgebundene Energieversorgung bieten.

Der Fern- und Nahwärmemarkt spielt eine vergleichsweise geringe Rolle; es findet aber auch hier ein kontinuierlicher Ausbau statt.

Noch deutlicher als im Rahmen der Fallstudie MVV II beschrieben, stellt sich angesichts der vor allem im Neubaubereich zu erwartenden Reduzierung des spezifischen Heizwärmebedarfs in Verbindung mit nahezu konstanten Kosten für die Verlegung eines Gas- oder Fernwärmeversorgungsnetzes für die EWE AG als Flächenversorger die Frage, wie in Zukunft eine Wärmeversorgung von Neubaugebieten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisiert werden kann.

Vor diesem Hintergrund wurde mit der "Ökosiedlung Heide" ein Objekt für die geplante Fallstudie aus dem Versorgungsgebiet der EWE ausgewählt, das einerseits von der Gebäude- und Siedlungsstruktur her als "typisches" Neubaugebiet zu bezeichnen ist und in dem zum anderen bereits heute zukunftsweisende Konzepte der energiesparenden Bauweise realisiert werden.

Bei dieser Siedlung handelt es sich um ein in der Nähe der niedersächsischen Kleinstadt Delmenhorst entstehendes Neubaugebiet mit insgesamt etwa 160 Wohneinheiten, die jeweils über eine Wohnfläche von etwa 110 bis 125 m² verfügen werden. Der überwiegende Teil der geplanten Einfamilien-, Doppel- und Reihenhäuser wird konventionell nach den Vorgaben der zum Zeitpunkt der Planung noch gültigen Wärmeschutzverordnung 1995 errichtet. In einem „ökologischen Teil“ des Neubaugebietes, der vier „Wohnhöfe“ umfasst, sollen Niedrigenergiehäuser entstehen. Insgesamt geht die EWE AG für die NEH-Gebäude zunächst von einem spezifischen Wärmebedarf von 30 kWh/m²a zuzüglich des Bedarfes für die Warmwasserbereitung aus [persönliche Mitteilung EWE vom 29.5.2001].

Nach aktuellen Planungen der EWE AG wird das Neubaugebiet mit einer zentralen Nahwärmeversorgung ausgestattet; für die Wärmeerzeugung soll ein Blockheizkraftwerk installiert werden. Die Warmwasserbereitung erfolgt über den zentralen Hausanschluss und Warmwasserspeicher in den Wohnungen.

Die Frage, ob eine Nahwärmeversorgung in einem Baugebiet der vorliegenden Struktur (s. Lageplan Abbildung 5.6-2) wirtschaftlich zu betreiben ist, wurde damit von Seiten der EWE AG zunächst positiv beantwortet. Nach Aussagen des Unternehmens sollen die Wärmepreise denen einer Gas-Einzelversorgung entsprechen und im bundesdeutschen Vergleich niedrig sein; es werde sogar angestrebt, die zentrale Wärmeversorgung für den Nutzer etwas preisgünstiger als eine Gas-Einzelversorgung zu gestalten [persönliche Auskunft EWE am 2.5.2000].

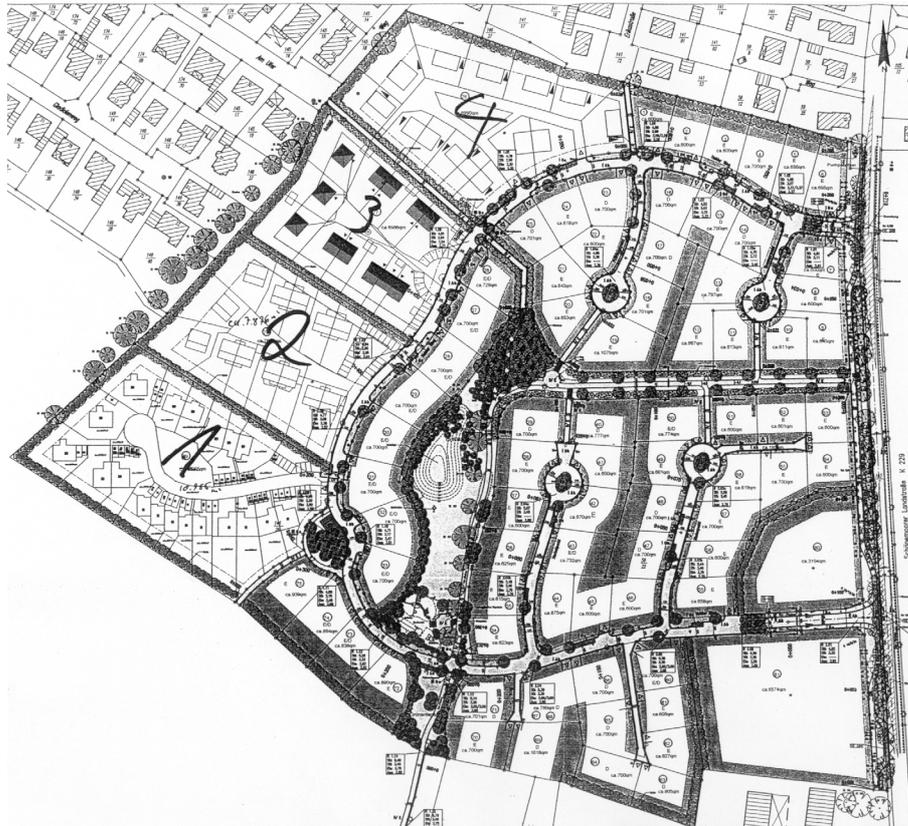


Abbildung 5.6-2: Lageplan "Ökosiedlung Heide" (Ausschnitt); Quelle: [Materialien der EWE AG]

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der EWE AG basierten auf folgenden Grundlagen:

- Ein flächendeckender Anschluss aller Gebäude der „Ökosiedlung Heide“ an das Nahwärmesystem soll über Wärmelieferungsverträge sichergestellt werden, die mit den Bauherren parallel zu den Grundstückskaufverträgen abgeschlossen werden.
- Die Gemeinde Ganderkesee stellt die Fläche für die Errichtung des erforderlichen Heizwerkes kostenlos zur Verfügung.
- Von den Bauherren wird ein Baukostenzuschuss in Höhe von 3.070 € (6.000 DM) pro Hausanschluss erhoben.

Weitere Einsparpotenziale werden gesucht. Die EWE AG hat ihr Wärmenetz auf der Grundlage eines durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarfs von $70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ als Mittelwert aus dem Bedarf in den konventionell nach Wärmeschutzverordnung 1995 sowie den entsprechend Niedrigenergiehausstandard errichteten Gebäuden ausgelegt.

5.6.3 Entwicklung Endenergiebedarf Ökosiedlung Heide / Versorgungsgebiet EVU

Wie aus dem Lageplan hervorgeht, werden im betrachteten Gebiet nahezu ausschließlich Einfamilienhäuser errichtet. Entsprechend der IKARUS-Gebäudetypologie ist das Gebiet daher der Baualtersklasse "EFH, Baujahr nach 1995" zuzuordnen (vgl. [Kleemann (2000a), S. 30]. Der Lageplan (Abbildung 5.6-2) sowie die zusätzlichen Informationen ü-

ber dieses Neubaugebiet weisen die Ökosiedlung Heide zudem als Siedlungstyp 2 aus: "Einfamilienhaussiedlungen geringer Dichte" (vgl. Abbildung 3.2-1).

Da sich das hier betrachtete Neubaugebiet zurzeit noch in der Bau- bzw. Erschließungsphase befindet, ist davon auszugehen, dass in allen Gebäuden zumindest ein Wärmedämmstandard entsprechend der Wärmeschutzverordnung 1995 realisiert werden wird. Zudem ist nach Auskunft der EWE AG damit zu rechnen, dass etwa 10% der Gebäude die Kriterien eines Niedrigenergiehauses erfüllen.

Da die "Ökosiedlung Heide" als exemplarisches Beispiel für zukünftige Neubaugebiete im Versorgungsgebiet der EWE AG zu betrachten ist, wird des weiteren die Möglichkeit untersucht, dass flächendeckend ein NEH-Standard realisiert wird.

Die zu untersuchenden Varianten für die Berechnung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in der Ökosiedlung Heide werden auf der Grundlage der gebäudespezifischen Ansätze der EWE AG wie folgt definiert [Angaben EWE in 5/2001]:

- a) Realisierung eines durchschnittlichen spezifischen Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung von 90 kWh/m² und Jahr sowie Niedrigenergiehaus-Standard (60 kWh/m² und Jahr) in 10% der Wohnfläche
- b) NEH-Standard (60 kWh/m² und Jahr) in 100% der Wohnfläche

Die absoluten Werte für den Endenergiebedarf der Gebäude im betrachteten Neubaugebiet ergeben sich in Abhängigkeit von dem zugrunde gelegten Wärmedämmstandard wie folgt:

Tabelle 5.6-3: Spezifischer und absoluter Endenergiebedarf Öko-Siedlung Heide; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

Gebäude		Nutzfläche ges. [m ²]	durchschnittl spez. Endenergiebedarf [kWh/m ² a]	
- Art	- Anzahl		Trendszenario	Reduktionsszenario
EFH	132	15.840	ca. 90	ca. 60
DH	28	3.360	ca. 90	ca. 60
			gesamter Endenergiebedarf [MWh/a]	
EFH	116	13.920	1.250	840
	16	1.920*	120	120
DH	28	3.360	300	200
SUMME	160	19.200	1.670	1.160

* In 10% der Nutzfläche wird ein NEH-Standard realisiert

Der Endenergiebedarf der Öko-Siedlung Heide beträgt in Abhängigkeit von dem hier realisierten Wärmedämmstandard etwa 1.700 MWh/a bzw. 1.200 MWh/a. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei Zugrundelegung eines Sanierungszyklus von 30 - 60 Jahren (Gebäude) bzw. 20 Jahren (Heizungsanlagen) keine Minderungsfaktoren zu berücksichtigen

sind. Es wird vielmehr vorausgesetzt, dass die genannten Werte über den Betrachtungszeitraum der Untersuchung bis 2020 konstant bleiben.

Für die Ermittlung der Sparten- und Unternehmensergebnisse eines Energieversorgungsunternehmens sind jedoch der Wärmeabsatz im Gebäudebestand und seine zukünftige Entwicklung von weitaus größerer Bedeutung. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Versorgungsgebiet des typisierten Unternehmens wurde analog zum Vorgehen bei der "Fallstudie MVV II" auf der Grundlage der Ergebnisse des FZ Jülich (vgl. [Kleemann (2000a)]) wie folgt definiert:

- Trendszenario - 20 %
- Reduktionsszenario - 30 %

Für die Bedarfsentwicklung im Versorgungsgebiet des betrachteten typisierten EVU ergeben sich bei Ansatz dieser Werte die in der Tabelle 5.6-4 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 5.6-4: Ergebnisse der Endenergiebedarfsentwicklung [MWh/a] im Versorgungsgebiet eines typisierten EVU (EWE); Quelle: [eigene Berechnungen mit IKARUS-Modelldaten]

	2001	2005	2010	2015	2020
Trendszenario	3.021.616	2.954.200	2.760.394	2.599.037	2.487.763
Reduktionsszenario	3.021.612	2.919.686	2.668.950	2.438.017	2.255.368

Zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2020 beträgt die Differenz des Endenergiebedarfs zwischen Trend- und Reduktionsszenario etwa 230.000 MWh, was einem Anteil von über 7% an dem für 2001 angesetzten Wert entspricht.

Die vorstehenden Ergebnisse bildeten die Grundlage für die weiteren Berechnungen mit dem Simulationsmodell.

5.6.4 Varianten der Wärmeversorgung Ökosiedlung Heide

Variante 1

Von Seiten der EWE AG ist zunächst geplant, die Wärmeversorgung der Gebäude in der Ökosiedlung Heide über ein Nahwärmenetz mit Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk zu versorgen (vgl. Kapitel 5.6.2).

Variante 2

Als Vergleichsvariante zu der Nahwärmeversorgung soll eine dezentrale Gasversorgung des Neubaugebietes herangezogen werden.

5.6.5 Entwicklung der Sparten- und Unternehmensergebnisse

5.6.5.1 Besondere Berechnungsgrundlagen

Die zunächst auf der Grundlage von bisherigen praxisorientierten Projekten sowie Erhebungen zu aktuellen Kostenansätzen definierten Rechenansätze und spezifischen Rahmenbedingungen sind im Anhang-10 zusammen gestellt. In Abstimmung mit der EWE AG wurden sie in einzelnen Bereichen an die konkret vorliegenden Bedingungen angepasst, um die Praxisrelevanz der Untersuchungsergebnisse zu erhöhen.

Wärmeerzeugung und -verteilung

Für die Rechnungen sollen nicht - wie im ursprünglichen Modellansatz vorgesehen - Parameter für eine Fern- sondern für eine Nahwärmeversorgung des Gebietes auf Basis eines BHKW (mit den hieraus resultierenden Ansätzen für die Wärmeerzeugung und die Verteilung) berücksichtigt werden.

Spezifische Investitionen für Nahwärme- und Gasverteilung

Im Versorgungsgebiet der EWE AG wird die Verlegung von Gasleitungen preisgünstiger realisiert, als zunächst für einen bundesweiten Durchschnitt vorausgesetzt. Folgende spezifische Kennwerte wurden daher korrigiert:

- Investition Unterverteilung Gas, ST 1-4: 31 €/m (bisher 75 €/m)
- Investition Unterverteilung Gas, ST 2 (Neubau): 31 €/m (bisher 50 €/m)
- Betriebskosten Wärme-Verteilung
 - spez. Kosten Pumpstationen/Pumpstrom: 0,26 €/MWh (bisher 0,5 €/MWh)
 - spez. Kosten Mittelverteilung: entfällt (bisher 0,8 €/MWh)
 - spez. Kosten Verwaltung und Vertrieb: 2,65 €/MWh (bisher 6,0 €/MWh)

Stromgutschriften

Wie von der EWE AG gewünscht sollten bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen mögliche Stromgutschriften im Rahmen von KWK-Förderungsgesetzen berücksichtigt werden. Dabei ging die EWE zunächst von Fördersätzen zwischen 1,53 ct/kWh (2001) und 1,02 ct/kWh (ab 2006) aus, wie sie nach dem sogenannten KWK-Vorschaltgesetz [vgl. KWK-Gesetz (2000)] anzusetzen gewesen wären.

Nach aktuellem Stand ist jedoch davon auszugehen, dass das neue KWK-Gesetz rückwirkend zum 1. Januar 2002 mit einer Laufzeit bis 2010 in Kraft tritt und dementsprechend der in einem für die Wärmeversorgung der Ökosiedlung Heide installierten Blockheizkraftwerk erzeugte und in das öffentliche Netz eingespeiste Strom wie folgt gefördert wird [KWK-Gesetz (2001), §7, Absatz 4].

2002 / 2003:	2,56 ct/kWh	2006 / 2007:	2,25 ct/kWh
2004 / 2005	2,40 ct/kWh	2008 / 2009:	2,10 ct/kWh
		2010:	1,94 ct/kWh

In den Modell-Rechnungen wurde eine entsprechende Förderung berücksichtigt. Zudem wurde der Kennwert für die Stromeigenerzeugung im BHKW auf 35 €/MWh (bisher 30 €/MWh) erhöht.

5.6.5.2 Variante 1

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklung des Endenergiebedarfs auf die Spartenergebnisse sowie auf das Unternehmensergebnis (nach Steuern) sind in der Tabelle 5.6-5 für die von der EWE AG geplante Variante einer Nahwärmeversorgung des Neubaugebietes Ökosiedlung Heide dargestellt.

Im Trendszenario weist die Nahwärmesparte - mit Ausnahme des ersten Jahres, in dem umfangreiche Investitionen in die Installation des Verteilungsnetzes erforderlich werden -

über die gesamte Betrachtungszeit ein positives Ergebnis auf. Im Reduktionsszenario wird das Ergebnis etwa ab 2010 positiv.

Tabelle 5.6-5: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Endenergiebedarfsentwicklung / Variante Nahwärmeversorgung; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Nahwärme	-27	-8	-4	1	4
Ergebnis Gas	12.727	12.604	11.753	11.019	10.463
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.742	24.629	23.780	23.049	22.497

Einen größeren Einfluss auf das Unternehmensergebnis hat die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs im Versorgungsgebiet des betrachteten Unternehmens; der Vorteil für das Trendszenario steigt von 330.000 € in 2001 auf über 1,8 Mio. € in 2020.

Die Ergebnisse der Stromsparte sind unabhängig von der Bedarfsentwicklung, da im Unternehmensmodell Nachtstromspeicherheizungen nicht berücksichtigt werden.

5.6.5.3 Variante 2

Die sich bei einer dezentralen Gasversorgung der Ökosiedlung Heide ergebenden Sparten- und Unternehmensergebnisse - wieder für die verschiedenen Szenarien der Entwicklung des Endenergiebedarfs - zeigt die Tabelle 5.6-6.

Tabelle 5.6-6: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a bei Variation der Endenergiebedarfsentwicklung / Variante Gas-Einzelversorgung; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

Trendszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Gas	13.062	13.160	12.646	12.370	12.277
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.091	25.190	24.675	24.400	24.307
Reduktionsszenario	2001	2005	2010	2015	2020
Ergebnis Gas	12.729	12.611	11.759	11.025	10.469
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.759	24.640	23.788	23.055	22.498

Auf der Grundlage der eingangs dargestellten Parameter und Kostenansätze errechnen sich Unternehmensergebnisse für die beiden betrachteten Varianten der Wärmeversorgung des Neubaugebietes, die sich über einen Betrachtungszeitraum bis 2020 nicht bzw. nur unwesentlich unterscheiden.

5.6.5.4 Sensitivitäten

Wie in den Fallstudien zur swb Enordia und zur MVV Energie AG wurde auch im Rahmen des für die EWE AG erstellten Berichtes zur Ökosiedlung Heide der Einfluss weiterer Parameter - ebenfalls bei unterschiedlicher Endenergiebedarfsentwicklung - in Form von Sensitivitätsrechnungen ermittelt (vgl. Tabelle 5.6-7).

Tabelle 5.6-7: Ansätze der Sensitivitätsbetrachtungen für das Unternehmensergebnis eines typisierten EVU; Quelle: [Vorgaben EWE AG und eigene Ansätze]

Parameter	Basisvariante	Sensitivität
<u>Gasbezugskosten</u>	11 €/MWh	13 €/MWh (+ 20%) 20 €/MWh (+ 80%)
<u>Zinssatz</u>	6 %	12 %
<u>Nahwärmeerlöse</u>	48 €/MWh	28 €/MWh
<u>Ansätze EWE</u>		
Investitionen Gasverteilung ST 1-4	31 €/m	74 €/m
Investitionen Gasverteilung ST 2, Neubau	31 €/m	50 €/m
Baukostenzuschuss NW	3.070 €/St.	1.300 €/St.
Baukostenzuschuss Gas	825 €/St.	780 €/St.

Die aus den veränderten Ansätzen resultierenden Auswirkungen auf die Sparten- sowie auf die Unternehmensergebnisse für die beiden Varianten der Wärmeversorgung wurden im Vergleich zur jeweiligen Basisvariante aufgezeigt. Die Ergebnisse werden nachfolgend in Auszügen dokumentiert.

Gasbezugskosten

In den bisherigen Fallstudien wurden die Gasbezugskosten im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen jeweils auf den durch das bremer energie institut angesetzten Wert von 11 €/MWh [vgl. Prognos (1999), S. 204] gesenkt. Für die "Fallstudie EWE" war - da das Unternehmen einen entsprechenden Kostenansatz bereits realisieren konnte - eine Erhöhung dieses Kennwertes erforderlich, um vergleichbare Grundlagen zu schaffen. Es wurden eine 20%ige Erhöhung der Gasbezugskosten auf durchschnittlich 13 €/MWh sowie eine weitere Anhebung auf 20 €/MWh betrachtet.

Exemplarisch wurde angenommen, dass es in der Folge hiervon zu einer Erhöhung der Gas- bzw. Fernwärmepreise um 10% auf 30 €/MWh bzw. 53 €/MWh kommt. In der Abbildung 5.6-3 sind die resultierenden Unternehmensergebnisse in der Basisvariante sowie bei einer Erhöhung der Gasbezugskosten im Vergleich dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass die Auswirkungen einer Erhöhung der Gasbezugskosten in Zusammenhang mit einer Anpassung der Gas- und Nahwärmeerlöse deutlich abgeschwächt werden.

In einem zweiten Schritt wurde überprüft, ob eine Erhöhung der Gasbezugskosten zu einer eindeutigeren Aussage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Versorgungsvarianten führt. Exemplarisch wurden Rechnungen für eine Nahwärme- sowie für

eine Gaseinzelversorgung des Neubaugebietes mit einem Ansatz für die Gasbezugskosten in Höhe von 20 €/MWh durchgeführt, die - bei konstanten Nahwärme- und Gaserlösen und einer Entwicklung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasserbereitung entsprechend dem Trendszenario - im Ergebnis zu einem über die Betrachtungszeit ansteigenden Vorteil (in 2020 ca. 24.000 €) für die Gaseinzelversorgung führten.

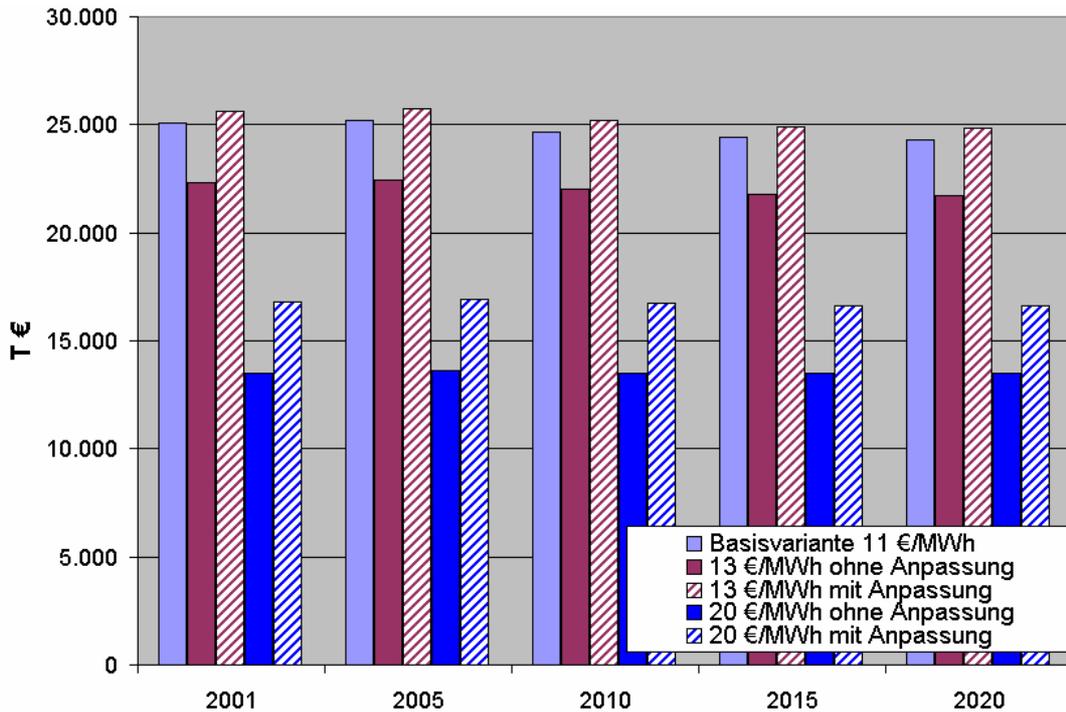


Abbildung 5.6-3: Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante und bei Variation der Gasbezugskosten mit / ohne Anpassung der Erlöse; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

Zinssatz

Eine Verdoppelung des Realzinssatzes auf 12 % führt insbesondere zu einer deutlichen Verschlechterung der Ergebnisse in der Wärmesparte, wo erst zum Ende der Betrachtungszeit ein dauerhaft positives Spartenergebnis zu erwarten ist.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Sparten- und die Unternehmensergebnisse für die betrachteten Versorgungsvarianten im Trendszenario und mit unterschiedlichem Zinssatz zusammengestellt.

Tabelle 5.6-8: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a mit einem Zinssatz von 12% für unterschiedliche Versorgungsvarianten / Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

	2001	2005	2010	2015	2020
Nahwärmeversorgung					
Ergebnis Nahwärme	-45	-3	1	-4	7
Ergebnis Gas	12.185	12.305	11.921	11.840	12.042
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.189	24.333	23.952	23.867	24.079
Gaseinzelversorgung					
Ergebnis Gas	12.189	12.318	11.934	11.850	12.053
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.218	24.347	23.963	23.880	24.082

Im Vergleich mit der Tabelle 5.6-5 (Variante 1) bzw. Tabelle 5.6-6 (Variante 2) zeigt sich, dass mit einer Erhöhung des Zinssatzes der Vorteil einer Gas-Einzelversorgung des Neubaugebietes gegenüber einer Nahwärmelösung ansteigt.

Nahwärmeerlöse

Bei der Wärmeversorgung der Ökosiedlung Heide hat sich die EWE AG zum Ziel gesetzt, Preise für eine Nahwärmeversorgung zu realisieren, die für die hier versorgten Kunden nicht zu höheren Kosten als bei einer vergleichbaren Gas-Einzelversorgung führen. Um die Sensitivität der Nahwärmeerlöse zu untersuchen, wurde dieser Wert von 48 €/MWh auf 28 €/MWh gesenkt.

Die resultierenden Ergebnisse im Vergleich zur Basisvariante sind in der Tabelle 5.6-9 für die Variante der Nahwärmeversorgung und bei einer Endenergiebedarfsentwicklung entsprechend dem Trendszenario dargestellt.

Die betrachtete Senkung der Nahwärmeerlöse führt zu einer deutlichen Reduzierung des Unternehmensergebnisses gegenüber der Basisvariante der Nahwärmeversorgung; der Vorteil einer Realisierung der Variante 2 (Gas-Einzelversorgung) wird noch größer.

Der für die Sensitivitätsrechnung exemplarisch angesetzte Wert für die Nahwärmeerlöse entspricht mit 28 €/MWh dem im Modell angesetzten Gaserlös. In diesem Zusammenhang soll ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass hiermit nicht gleiche Wärmekosten für den Kunden impliziert werden, da für eine solche Betrachtung eine Vollkostenrechnung durchgeführt werden müsste.

Tabelle 5.6-9: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante sowie bei Variation der Nahwärmeerlöse / Trendszenario; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

	2001	2005	2010	2015	2020
Nahwärmeerlöse 48 €/MWh					
Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
Nahwärmeerlöse 28 €/MWh					
Ergebnis Nahwärme	-40	-27	-33	-58	-69
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.065	25.165	24.647	24.358	24.259

Ansätze bremer energie institut

In einer Alternativrechnung wurden einige durch die EWE AG vorgegebene Eingangsparmeter verändert (vgl. Tabelle 5.6-7). Hierbei handelt es sich zum einen um die spezifischen Kosten für die Gas-Unterverteilung, bei denen von Seiten des Unternehmens auch bei geringer Bebauungsdichte Kosten von 31 €/m angesetzt werden. Da dieser Wert - nicht zuletzt auch im Vergleich mit den entsprechenden Ansätzen der sonstigen am Projekt beteiligten Energieversorgungsunternehmen - sehr niedrig ist, wurde er in den nachfolgenden Rechnungen für bestehende "Ein- bis Dreifamilienhaussiedlungen" auf 75 €/m sowie für entsprechende Neubaugebiete auf 50 €/m erhöht.

Gleichzeitig wurden die Ansätze für den Baukostenzuschuss (BKZ) für einen Nahwärme- und einen Gas-Hausanschluss reduziert. Letzterer wurde nur leicht vermindert, da sich die im Versorgungsgebiet der EWE üblichen Beträge nur unwesentlich von ursprünglichen Ansätzen des bremer energie instituts unterscheiden. Anders war dies in Bezug auf den in der Ökosiedlung Heide geplanten BKZ für die Nahwärmeversorgung, so dass hier mit etwa 1.300 € ein deutlich reduzierter Preis angesetzt wurde. Dieser entspricht etwa einem Ansatz von 50% - wie er in der Praxis heute üblich ist - des laut Energiewirtschaftsgesetz zulässigen Baukostenzuschusses bei Neuanschlüssen an eine Fern- oder Nahwärmeversorgung.

Die aus den Rechnungen mit den genannten variierten Kostenansätzen resultierenden Ergebnisse sind in der Tabelle 5.6-10 für beide Varianten der Wärmeversorgung und einer Entwicklung des Endenergiebedarfs entsprechend dem Trendszenario dargestellt.

Es zeigt sich, dass die variierten Kostenansätze zum einen in den jeweils betrachteten Varianten der Wärmeversorgung zu einer Verringerung der Unternehmensergebnisse führen. Vor allem jedoch verändern sich die qualitativen Ergebnisse dahingehend, dass bei dieser Rechnung die Variante einer Gaseinzelsversorgung bereits ab 2010 deutlichere Vorteile gegenüber der Nahwärmelösung aufweist.

Tabelle 5.6-10: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante sowie mit Kostenansätzen des bremer energie instituts entsprechend Tabelle 5.6-7; Quelle: [eigene Berechnungen mit Ansätzen der EWE AG]

	2001	2005	2010	2015	2020
Nahwärmeversorgung					
Ansätze Basis					
Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
Ansätze energie institut					
Ergebnis Nahwärme	-26	10	11	6	10
Ergebnis Gas	12.778	12.852	12.320	12.032	11.928
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.794	24.891	24.361	24.067	23.968
Gaseinzelversorgung					
Ansätze Basis					
Ergebnis Gas	13.062	13.160	12.646	12.370	12.277
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	25.091	25.190	24.675	24.400	24.307
Ansätze energie institut					
Ergebnis Gas	12.785	12.870	12.339	12.051	11.948
Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
Unternehmensergebnis	24.814	24.899	24.368	24.080	23.977

"Vervielfachung" des Neubaugebietes

Wie insbesondere aus der Tabelle 5.6-5 und der Tabelle 5.6-6 hervorgeht, sind die Unternehmensergebnisse bei einem Vergleich einer Nahwärmeversorgung des Neubaugebietes mit einer Gaseinzelversorgung nahezu identisch. Dies hat seine Ursache unter anderem darin, dass das beispielhafte Neubaugebiet einen relativ kleinen Anteil am gesamten Endenergiebedarf im Versorgungsgebiet des exemplarisch betrachteten Modellunternehmens hat. Die Auswirkungen der für die Versorgung der Öko-Siedlung Heide in Betracht gezogenen Versorgungsvarianten auf das Unternehmensergebnis sind dementsprechend gering.

Um ein deutlicheres und dennoch auf plausiblen Ansätzen beruhendes Ergebnis zu erzielen, wurde angenommen, dass nach der Realisierung des Neubaugebietes in Heide während eines Zeitraums von 2004 bis 2020 im Versorgungsgebiet des betrachteten Unternehmens in jedem Jahr ein neues Wohngebiet analog zu demjenigen der Öko-Siedlung entsteht und jeweils die Optionen "Gaseinzelversorgung" und "Nahwärmeversorgung" bestehen.

In den nachfolgenden Tabellen sind die Ergebnisse dieser Betrachtung für die Variante einer Nahwärmeversorgung auf Basis BHKW (Tabelle 5.6-11) sowie für eine Gas-

Einzelversorgung (Tabelle 5.6-12) jeweils bei einer Endenergiebedarfsentwicklung entsprechend dem Trendszenario zusammengestellt.

Tabelle 5.6-11: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante Nahwärme entsprechend Tabelle 5.6-5 sowie bei NW-Versorgung von zusätzlich 17 Neubaugebieten; Quelle: [eigene Berechnung]

		2001	2005	2010	2015	2020
1 NBG	Ergebnis Nahwärme	-27	9	11	6	10
	Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
	Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
	Unternehmensergebnis	25.072	25.189	24.675	24.395	24.307
18 NBG	Ergebnis Nahwärme	-27	-13	48	15	71
	Ergebnis Gas	13.058	13.150	12.635	12.360	12.267
	Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
	Unternehmensergebnis	25.072	25.172	24.712	24.404	24.367

Tabelle 5.6-12: Sparten- und Unternehmensergebnisse in T€/a in der Basisvariante Gas entsprechend Tabelle 5.6-6 sowie bei Gas-Einzelversorgung von zusätzlich 17 Neubaugebieten; Quelle: [eigene Berechnung]

		2001	2005	2010	2015	2020
1 NBG	Ergebnis Gas	13.062	13.160	12.646	12.370	12.277
	Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
	Unternehmensergebnis	25.091	25.190	24.675	24.400	24.307
18 NBG	Ergebnis Gas	13.062	13.182	12.719	12.497	12.456
	Ergebnis Strom	12.029	12.029	12.029	12.029	12.029
	Unternehmensergebnis	25.091	25.211	24.749	24.526	24.485

Während bei Berücksichtigung nur eines einzigen Neubaugebietes die Unternehmensergebnisse für die beiden Varianten der Wärmeversorgung noch nahezu identisch waren, verschiebt sich das Bild hier zugunsten einer Gaseinzelversorgung, die in 2020 einen Vorteil von 118 T€ gegenüber der Variante der Nahwärmeversorgung aufweist.

5.6.6 Fazit zur Wärmeversorgung Ökosiedlung Heide

Die Zielsetzungen der in Kooperation mit der EWE AG durchgeführten Fallstudie zur Wärmeversorgung der Ökosiedlung Heide wurden unter Kapitel 5.6.2 ausführlich erläutert. Auf der Grundlage der durch die EWE AG vorgegebenen spezifischen Ansätze wurde zunächst der Endenergiebedarf für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in den hier geplanten Gebäuden ermittelt.

In einem nächsten Schritt sollten Perspektiven erarbeitet werden, wie dieser Bedarf durch das Versorgungsunternehmen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten gedeckt werden kann. Hierzu wurden die unter Kapitel 5.6.4 beschriebenen Varianten für eine zukünftige Wärmeversorgung der Ökosiedlung Heide betrachtet.

Als Resultat ergab sich zunächst ein kaum merklicher Vorteil für die Variante einer Gas-einzelversorgung. Die unter Kapitel 5.6.5.4 dargestellten Rechnungen bei Ansatz einer größeren Anzahl von Neubaugebieten erbrachten jedoch deutlichere Ergebnisse (vgl. Tabelle 5.6-11 und Tabelle 5.6-12), so dass dem betrachteten Unternehmen die Realisierung einer Gaseinzelversorgung der Ökosiedlung Heide zu empfehlen war.

Bei der Bewertung des Ergebnisses ist jedoch seine große Abhängigkeit von den für die Rechnungen zugrundegelegten Kostenansätzen und Eingangsparametern zu berücksichtigen. Einen Eindruck hierzu lieferten die unter Kapitel 5.6.5.4 exemplarisch für eine Entwicklung des Endenergiebedarfs entsprechend dem Trendszenario durchgeführten weiteren Sensitivitätsbetrachtungen.

Beispielhaft werden nachfolgend einige der zugrundeliegenden Ansätze diskutiert:

- Die von Seiten der EWE AG angegebenen spezifischen Kosten für die Verlegung von Gas-Unterverteilnetzen sind im bundesweiten Vergleich extrem niedrig und führen im hier betrachteten Versorgungsgebiet zu einem verbesserten Ergebnis der Gasversorgung. Dieser Effekt wird durch sehr günstige Gas-Bezugskonditionen der EWE AG verstärkt.
- Andererseits ist insbesondere bei der Nahwärmeversorgung - mit den erforderlichen hohen Investitionen in die Verteilungsnetze - die Wärmedichte und damit der spezifische Wärmeabsatz im versorgten Gebiet von großer Bedeutung. Von Seiten der EWE waren Ansätze für den Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in der Öko-Siedlung Heide in Höhe von durchschnittlich 90 kWh/m²a für das "Trendszenario" bzw. 60 kWh/m²a bei Realisierung eines Niedrigenergiehaus-Standards vorgegeben worden. Diese Werte erscheinen angesichts der bisherigen Erfahrungen mit der tatsächlichen Umsetzung der Wärmeschutzverordnung '95 und der hieraus abzuleitenden Erwartungen in Bezug auf die Energieeinsparverordnung zu niedrig zu sein. So werden für den Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Einfamilienhäusern im allgemeinen 130 kWh/m²a nach der aktuell gültigen Wärmeschutzverordnung '95 bzw. 100 kWh/m²a nach Energieeinsparverordnung angesetzt, wobei letztere den Niedrigenergiehaus-Standard darstellen soll.

Von der EWE AG wurde in diesem Zusammenhang bereits angedeutet, dass mit einem "nutzerbedingten Mehrverbrauch" gerechnet werden könne. Angesichts der bestehenden Kostenstruktur ist zu erwarten, dass sich erhöhte Ansätze für den tatsächlichen spezifischen Wärmeabsatz vor allem auf die Ergebnisse einer Nahwärmeversorgung positiv auswirken.

- Für die Wirtschaftlichkeit einer Nahwärmeversorgung ist die mittel- bis langfristige Perspektive der KWK-Förderung von erheblicher Bedeutung. In den Rechnungen wurden Fördersätze entsprechend dem aktuellen Entwurf des KWK-Gesetzes mit einer Laufzeit von 2002 bis 2010 angesetzt (vgl. Kapitel 5.6.5.1). Das Auslaufen dieser Förderung macht sich in den Ergebnissen dahingehend bemerkbar, dass die Unternehmensergebnisse in der Variante der Nahwärmeversorgung in beiden Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung nach 2010 einen deutlichen Einbruch erleben (Tabelle

5.6-5), während die entsprechende Entwicklung in der Variante der Gasversorgung (Tabelle 5.6-6) bis zum Jahre 2020 recht stetig verläuft.

Der aktuelle Gesetzesentwurf sieht vor, die Wirksamkeit des KWK-Gesetzes im Jahre 2008 zu überprüfen mit der Zielsetzung einer gegebenenfalls optimierten Fortführung über die zunächst festgelegte Laufzeit (bis 2010) hinaus. Eine entsprechend in Aussicht stehende längerfristige Förderung des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms wurde in den Modell-Rechnungen bislang nicht berücksichtigt.

6. Ergebnisse und Schlussbetrachtung

6.1 Ergebnisse der Fallstudien

Mit der Auswahl der Fallstudien wurde angestrebt, eine für den Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden in der Bundesrepublik repräsentative Bandbreite von "Versorgungsfällen" und damit einen sowohl unter qualitativen als auch unter quantitativen Gesichtspunkten relevanten Anteil dieses Geschäftsfeldes für EVU abzubilden (vgl. Kapitel 5.1):

- Die Auswahl der Versorgungsunternehmen beschränkte sich auf regionale und kommunale EVU bzw. - bei einer Differenzierung entsprechend ihrer Wertschöpfungskette - auf die Netz und Vertriebs-/ Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1), da diese einen Anteil von nahezu 100% an der Nah- oder Fernwärmeversorgung bzw. etwa 70% der Gasversorgung der Endverbraucher in Deutschland leisten (vgl. Kapitel 2.2.2).
- Mit einer Einbeziehung der Siedlungstypen "Einfamilienhaussiedlung", "Reihenhaus-siedlung", "Zeilenbebauung mittlerer Dichte", "Blockrandbebauung" und "Gewerbe" in die Untersuchungen wurden im Prinzip alle für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung relevanten Bebauungsstrukturen berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.1.2).
- Aspekte eines unterschiedlichen spezifischen Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in den Gebäuden flossen über Angaben zum Baujahr und dem sich hieraus ergebenden, aus der IKARUS-Datenbank definierten Wärmedämmstandard (vgl. Kapitel 2.4.1) in die Berechnungen ein.
- Vor dem Hintergrund der zentralen Fragestellung der Untersuchung nach den Auswirkungen eines sinkenden Wärmeabsatzes auf die Energieversorgungsunternehmen in ihrer heutigen Struktur der Wärmeversorgung konzentrierte sich die Auswahl der betrachteten Versorgungssysteme auf die Fern-/ Nahwärme- sowie die Gasversorgung.

Eine Übersicht über die in der vorliegenden Untersuchung betrachteten Fallstudien mit Angaben zu den im jeweiligen Versorgungsgebiet vorliegenden Gebäude- sowie Siedlungstypen liefert die Tabelle 5.1-5. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Fallstudien zunächst unter ökonomischen Gesichtspunkten auf der Basis der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse der Simulationsrechnungen (vgl. Kapitel 5.3.5, Kapitel 5.4.5, Kapitel 5.5.5 und Kapitel 5.6.5) dokumentiert und in einem zweiten Schritt unter strategischen Aspekten - unter anderem vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte - bewertet.

6.1.1 Ergebnisse unter ökonomischen Aspekten

Aus der Bearbeitung der Fallstudien (vgl. Kapitel 5.3 bis 5.6) konnten die im Kapitel 4.2.2 und Kapitel 4.2.3 zusammengestellten Erkenntnisse zur weiteren Entwicklung der Fern- und Nahwärme- bzw. der Gasversorgung bestätigt und weiterführende Handlungsempfehlungen für die beteiligten Versorgungsunternehmen entwickelt werden.

So stellte sich bei der Untersuchung zur zukünftigen Wärmeversorgung eines heute fernwärmeversorgten Stadtteils in Bremen heraus, dass bei einer Beibehaltung der zentralen Fernwärmeversorgung auf Basis Kraft-Wärme-Kopplung im Vergleich zu einer dezentra-

len Wärmeerzeugung mit Gaskesseln die erstgenannte Variante zu den besseren betriebswirtschaftlichen Ergebnissen für das Versorgungsunternehmen führt (vgl. Tabelle 5.3-6 und Tabelle 5.3-7). Dabei wurden der Betrachtung einer Fernwärmeversorgung Investitionen in Höhe von insgesamt 22,5 Mio. € über einen Zeitraum von 30 Jahren zugerechnet, die für die vollständige Sanierung einer Transportleitung sowie des Fernwärmeverteilungsnetzes im untersuchten Stadtgebiet anzusetzen waren.

Bei einer expliziten Betrachtung der Fernwärmeversorgung auf Basis KWK wurde deutlich, dass die zugrunde gelegte Entwicklung des Endenergiebedarfs in den fernwärmeversorgten Gebäuden einen erheblichem Einfluss auf die Sparten- und Unternehmensergebnisse hat. Hier wurden drei Szenarien für den resultierenden Absatzrückgang definiert und über einen Zeitraum bis 2020 in ihren Auswirkungen auf das Versorgungsunternehmen untersucht. Unter den für das "typisierte EVU" (vgl. Kapitel 5.2.3) gemachten Annahmen zu den Kostenansätzen und Eingangsparametern ergab sich für eine Absatzreduzierung von 10%, 25% bzw. 30% bis 2020 eine Verminderung des Ergebnisses in der Fernwärmesparte um 20%, 70% bzw. 75% (vgl. Tabelle 5.3-1).

Zur Frage einer Fern- oder Nahwärmeversorgung von Neubaugebieten wurden zwei Fallstudien durchgeführt.

Im ersten Fall war zu untersuchen, welche Wärmeversorgung für ein Neubaugebiet im Versorgungsbereich der EWE AG unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten das beste Ergebnis lieferte. Es handelte sich hier um ein reines Wohngebiet mit etwa 160 Wohneinheiten, die vorwiegend als Einfamilienhäuser auf relativ großen Grundstücken geplant waren und zum Teil bereits eine Wärmedämmung entsprechend dem Niedrigenergiehausstandard erhalten sollten. Als Möglichkeiten der Wärmeversorgung waren eine Nahwärmelösung mit zentraler Erzeugung in einem Blockheizkraftwerk sowie eine Gas-Einzelversorgung miteinander zu vergleichen.

Im Ergebnis stellte sich heraus, dass bei Übertragung dieser Fragestellung auf die Versorgungssituation eines "typisierten EVU" die Variante einer Gas-Einzelversorgung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2020 höhere Jahresergebnisse erbrachte als eine Nahwärmeversorgung (vgl. Tabelle 5.6-8).

Im Rahmen einer zweiten Fallstudie wurden in Kooperation mit der MVV Energie AG Möglichkeiten für die Wärmeversorgung eines größeren Neubaugebietes untersucht, das insgesamt etwa eine Wohnfläche von 83.000 m² (davon 58.000 m² in MFH, 12.500 m² in RH, 12.500 m² in DH/EFH) sowie diverse Gewerbeeinheiten (Neubau Firma IKEA und Fachmärkte mit einer Fläche von insgesamt ca. 53.000 m²) umfassen sollte. Hier waren drei Varianten zu betrachten, nämlich eine Gasversorgung sowie eine Fernwärmeversorgung des gesamten Baugebietes und als dritte eine aufgrund der spezifischen Örtlichkeiten gegebene Möglichkeit für eine Gasversorgung der Wohngebäude und eine separate Fernwärmeversorgung der oben genannten Fachmärkte (vgl. Kapitel 5.5.4).

Bei einer Integration dieses Neubaugebietes in das Versorgungsgebiet des betrachteten "typisierten EVU" zeigte sich, dass eine flächendeckende Fernwärmeversorgung des Gebietes zu einem Unternehmensergebnis führte, das deutlich unterhalb der genannten alternativen Varianten lag, während ein Vergleich der flächendeckenden Gasversorgung mit

der Variante einer Gasversorgung der Wohngebiete in Verbindung mit einer Fernwärmeversorgung des Gewerbegebietes nahezu keinen Unterschied erbrachte (vgl. Abbildung 5.5-5).

Die Sensitivität der betrachteten Versorgungssysteme bei unterschiedlichen Szenarien für die Entwicklung des Endenergiebedarfs (Trend- / Reduktionsszenario) war ähnlich, die zum Ende des Betrachtungszeitraums zu verzeichnenden Einbußen lagen in vergleichbarer Größenordnung. In bezug auf die zukünftige Wärmeversorgung des Neubaugebietes wäre dem Versorgungsunternehmen damit in jedem Fall zu empfehlen, für die Wohngebäude eine Gasversorgung zu realisieren.

Bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt war zunächst der Aspekt, dass Gebäude, deren Wärmebedarf zu mehr als 70% durch Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt wird, von der in der Energieeinsparverordnung vorgeschriebenen Begrenzung des Jahres-Primärenergieverbrauchs ausgenommen sind. Dies bedeutet theoretisch, dass entsprechende fernwärmeversorgte Gebäude die Auflagen der EnEV erfüllen, ohne den zum Beispiel für gas- oder ölversorgte Gebäude vorgeschriebenen Wärmedämmstandard einzuhalten. Eine Berechnung der Sparten- und Unternehmensergebnisse bei exemplarischer Voraussetzung eines Wärmedämmstandards nach Wärmeschutzverordnung '95 und daraus resultierender Erhöhung des Wärmeabsatzes führte zwar zu einer relativen Verbesserung des Unternehmensergebnisses gegenüber der "Basisvariante"; im Vergleich der absoluten Ergebnisse lag die Fernwärmeversorgung des Neubaugebietes im Ergebnis jedoch nach wie vor unterhalb der Variante einer vollständigen oder einer teilweisen Gasversorgung (vgl. Tabelle 5.5-14 und Tabelle 5.5-11).

In einem zweiten Schritt wurden einige Eingangsparameter, die zunächst auf der Grundlage bundesdeutscher Durchschnittswerte definiert worden waren, in Abstimmung mit der MVV Energie AG verändert und damit den spezifischen Bedingungen im Versorgungsgebiet des Unternehmens angepasst. Die Rechnungen mit dem Simulationsmodell führten für die Fernwärmeversorgung des gesamten Neubaugebietes nun zu einem Ergebnis, das in 2020 über demjenigen einer vollständigen oder teilweisen Gasversorgung lag (vgl. Tabelle 5.5-12). Wie in den Handlungsempfehlungen für die MVV Energie AG bereits ausgeführt, basiert dieses Ergebnis jedoch darauf, dass vorhandene Kostensenkungspotenziale durch das Unternehmen aktiv erschlossen werden (vgl. Kapitel 5.5.5.5).

Die Zukunft der Gasversorgung wurde im Zuge der aktuellen Fallstudien weniger explizit in ihren zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten als vielmehr im Vergleich zu weiteren Varianten der Wärmeversorgung betrachtet:

- Bei der bereits zitierten Untersuchung zur Wärmeversorgung eines Wohngebietes aus den 60er Jahren im Versorgungsgebiet der swb Enordia GmbH war eine dezentrale Gasversorgung als Alternative zur bestehenden Fernwärmeversorgung zu prüfen. Hier ergaben sich - insbesondere auf langfristige Sicht - für eine Fortsetzung der Fernwärmeversorgung auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung deutliche betriebswirtschaftliche Vorteile. Die Ergebnisse einer Gas-Einzelversorgung waren jedoch durch anzusetzende Investitionen in dezentrale Erzeugungsanlagen belastet, die bei Neubaugebieten in dieser Weise nicht zu berücksichtigen sind. Mit einer Reduzierung des

Wärmeabsatzes im Betrachtungszeitraum bis 2020 bzw. bei Zugrundelegung des Reduktionsszenarios verminderten sich zwar die Unternehmensergebnisse der Fernwärmevariante, sie übertrafen jedoch stets diejenigen der alternativ betrachteten Versorgungsarten.

- Ein weiteres, ebenfalls bereits genanntes Beispiel war die Wärmeversorgung eines Neubaugebietes im Versorgungsbereich der EWE AG, wo die Unternehmensergebnisse bei einer Gas-Einzelversorgung über denjenigen einer Nahwärmelösung auf Basis KWK lagen. Für dieses Ergebnis waren unter anderem die geplante Bebauungsstruktur (vorwiegend Einfamilienhäuser) sowie der geringe spezifische Endenergiebedarf ausschlaggebend (vgl. Fallstudie EWE unter Kapitel 5.6).

- Die zukünftige Wärmeversorgung eines Neubaugebietes war auch Gegenstand der schon zitierten zweiten Fallstudie in Kooperation mit der MVV Energie AG. Während sich hier für den Bereich der Wohngebäude ein deutlicher Vorteil für eine dezentrale Gasversorgung errechnete, ließen die spezifischen örtlichen Bedingungen (insbesondere die Nähe des Gewerbegebietes zum Fernwärmenetz der MVV Energie AG) unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowohl eine Gas- als auch eine Fernwärmeversorgung für das Gewerbegebiet zu.

In dieser Fallstudie zeigten sich sehr deutlich die unterschiedlichen Auswirkungen eines sinkenden Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung auf die Fernwärme- bzw. die Gasversorgung: Während das Jahresergebnis des typisierten Unternehmens im Trendszenario zunächst anstieg, dann abfiel und sich ab 2010 in allen Varianten wieder positiv entwickelte, war im Reduktionsszenario jeweils eine Reduzierung des Unternehmensergebnisses ab 2005 zu verzeichnen. Zusätzliche Erlöse durch die angenommene Fernwärme-Verdichtung sowie durch Neukunden konnten den Absatzrückgang hier nicht ausgleichen (vgl. Kapitel 5.5, Abbildungen 5.5-5 und 5.5-6).

- In einem letzten Fall ging es um die zukünftige Wärmeversorgung bei innerstädtischer Blockrandbebauung. Hierzu wurde exemplarisch ein Innenstadtgebiet von Mannheim untersucht, für das sich aus Sicht der MVV Energie AG die Frage stellte, ob die zurzeit bestehende parallele Gas- und FW-Versorgung der Gebäude beibehalten oder ob ein sukzessiver Rückbau des Gasnetzes betrieben werden sollte.

Bei einer Integration dieses Stadtgebietes in das Versorgungsgebiet des betrachteten "typisierten EVU" zeigte sich im Ergebnis, dass eine alleinige Fernwärmeversorgung des Gebietes langfristig zu einem höheren Unternehmensergebnis führte, als die Beibehaltung der heutigen Versorgungsstruktur (vgl. Abbildung 5.4-7). Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass in den zugrunde liegenden Rechnungen einige, für die MVV Energie AG spezifische Eingangsparameter berücksichtigt wurden, so dass sich hieraus keine allgemein gültige Aussage zugunsten einer Fernwärmeversorgung des hier vorliegenden Siedlungstyps ableiten lässt. So wurde für den Fortbestand einer parallelen Versorgung vorausgesetzt, dass für erhebliche Streckenanteile des Gasnetzes ein Sanierungsbedarf besteht; andererseits schlugen bei der Variante einer alleinigen Fernwärmeversorgung die von Seiten der MVV Energie AG zu tragenden Umrüstkosten in den Gebäuden/Wohnungen (Gasdurchlauferhitzer, Gas-

herde usw.) negativ zu Buche. An dieser Stelle sei daher auf die im Kapitel 5.4 im Detail dargestellten Untersuchungsergebnisse verwiesen.

Übergreifend ist zu sagen, dass angesichts der prognostizierten (vgl. Kapitel 2.4.4) bzw. am Beispiel der Energie und Wasser Lübeck GmbH exemplarisch errechneten Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung in Gebäuden (vgl. Kapitel 3.4.1), die durch einen langfristig sinkenden Absatz bei gleichzeitig steigenden oder zumindest stagnierenden Kosten für eine Fernwärme- oder Gasverteilung gekennzeichnet ist, aus betriebswirtschaftlicher Sicht insbesondere für Fernwärme- und Gasversorgungsunternehmen eine Erhöhung der Energieträgerpreise erforderlich wäre - die vor dem Hintergrund eines liberalisierten Energiemarktes allerdings nicht durchsetzbar erscheint.

Hieraus kann aber nicht - wie die Ergebnisse der Fallstudien zeigen - der Schluss gezogen werden, dass eine kapitalintensive Wärmeversorgung, wie vor allem die Fern- und Nahwärme, langfristig nicht mehr wirtschaftlich darstellbar ist. Zwar hat die Untersuchung zum Neubaugebiet "Öko-Siedlung Heide" zu einer Empfehlung für eine Gas-Einzelversorgung der geplanten Gebäude geführt (vgl. Kapitel 5.6.6), die Voraussetzungen für eine zentrale Wärmeversorgung waren hier jedoch - mit einem extrem niedrig angesetzten spezifischen Endenergiebedarf und einer homogenen Wohnbebauung ohne Gewerbeanteil - denkbar ungünstig. Die Situation veränderte sich bei Betrachtung des für die MVV Energie AG untersuchten Neubaugebietes, dessen Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung zu über 50% aus gewerblichem Bedarf resultierte und wo eine teilweise Fernwärmeversorgung zu überzeugenden Unternehmensergebnissen für das betrachtete EVU führte (vgl. Kapitel 5.5.6).

6.1.2 Ergebnisse unter strategischen Aspekten

Trotz der aus Sicht der Fernwärme- und Gasversorgungsunternehmen insgesamt recht positiven Ergebnisse der Fallstudien ist davon auszugehen, dass die EVU in einer langfristigen Perspektive eines reduzierten Wärmeabsatzes in Gebäuden und vor dem Hintergrund der fortschreitenden Liberalisierung der Energiemärkte ihre angestrebten Margen nicht mehr über homogene Strom-, Gas- oder Fernwärmelieferungen erzielen können; die Produktstrategie wird sich - wie im Kapitel 4.3.2 ausgeführt - zunehmend auf den Kundennutzen ausrichten müssen. Die für eine einseitige Politik der Absatzmaximierung erforderlichen Voraussetzungen sind nicht mehr gegeben.

Neben den ökonomischen Ergebnissen der betrachteten Fallstudien spielen daher insbesondere die strategischen Aspekte eine wichtige Rolle.

In der Tabelle 6.1-1 sind die im Rahmen der Fallstudien zu klärenden Fragestellungen, die theoretisch zur Verfügung stehenden strategischen Optionen sowie die von Seiten der jeweils beteiligten Versorgungsunternehmen getroffenen faktischen Entscheidungen zusammen gestellt. Letztere werden nachfolgend auf der Grundlage der im Kapitel 4.2 beschriebenen Rahmenbedingungen, unter Berücksichtigung der im Kapitel 4.3 dokumentierten Modelle für die strategische Unternehmensführung sowie vor dem Hintergrund der Aussagen zu den langfristigen Strategieoptionen für die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik (vgl. Kapitel 4.4) diskutiert.

Tabelle 6.1-1: Fragestellung der Fallstudien, strategische Optionen und tatsächliche Entscheidungen der EVU, Quelle: [eigene Zusammenstellung]

	Fragestellung	Strategische Optionen	Strategie des Unternehmens
1.	a) Fortsetzung der bestehenden FW-Versorgung einer MFH-Siedlung auf Basis KWK, trotz erforderlicher hoher Investitionen in das Transport- und Verteilungsnetz oder b) Umrüstung auf eine Gaseinzelversorgung der Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenführerschaft durch Erschließung möglicher Kostensenkungspotenziale (Ausschöpfung von Skaleneffekten, Effizienzsteigerungen, Optimierung der Rohstoff-Bezugsbedingungen) 	Beibehaltung der Fernwärmeversorgung unter Ausschöpfung möglicher Kostensenkungspotenziale bei der Sanierung des Wärmenetzes
2.	a) Fortsetzung einer parallelen Fernwärme- und Gasversorgung bei innerstädtischer Blockrandbebauung oder b) Rückbau des Gasnetzes unter Berücksichtigung der in den bisher gasversorgten Gebäuden zu leistenden Investitionen für eine Umrüstung auf Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> • "Konzentration auf das Kerngeschäft" (Stromsparte, Gassparte) und Abbau der Wärmeversorgung, ggf. in Verbindung mit Reduzierung der Stromeigenerzeugung zur Erhöhung der Flexibilität in einem liberalisierten Strommarkt 	sukzessiver Rückbau des Gasnetzes mit der Zielsetzung einer flächendeckenden Fernwärmeversorgung der betrachteten Stadtgebiete
3.	a) Wärmeversorgung eines geplanten Neubaugebietes (Wohngebäude und Gewerbe) mit kombinierter Fernwärme- (Gewerbe) und Gasversorgung (Wohngebiete) oder b) flächendeckender Fernwärmeversorgung oder c) flächendeckender Gasversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Diversifizierung / Angebot von Energiedienstleistungen zur Festigung der Kundenbindung (Wärmelieferung, Direktabrechnung mit Mietern usw.) • Erweiterung der Geschäftsfelder • Aufbau und Nutzung unternehmensinterner Ressourcen zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen 	Gasversorgung der Wohngebiete und Anschluss des Gewerbegebietes an das existierende Fernwärmenetz
4.	a) Wärmeversorgung eines geplanten Neubaugebietes (nur Wohnen) mit zentraler Nahwärme (Wärmeerzeugung im BHKW) oder b) mit dezentralen Gaseinzelanlagen		Nahwärmeversorgung des Neubaugebietes mit Wärmeerzeugung im BHKW

Dabei werden die zunächst exemplarisch anhand der spezifischen Fallstudien getroffenen Aussagen hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf die Wärmeversorgung der jeweiligen Siedlungstypen allgemein überprüft, um die Untersuchungsergebnisse auch für nicht am Projekt beteiligte Versorgungsunternehmen nutzbar zu machen.

zu Fallstudie 1:

Bei dem hier betrachteten Versorgungsgebiet handelt es sich um eine Mehrfamilienhaus-siedlung in Zeilenbauweise, ein Siedlungstyp, der in den sechziger und siebziger Jahren in großer Anzahl in den Randbezirken deutscher Klein- und Großstädte errichtet wurde und der sich zu einem großen Anteil im Besitz von Wohnungsbaugesellschaften befindet oder durch diese verwaltet wird.

Unter Zugrundelegung eines Sanierungszyklus von 30 bis 60 Jahren für die Gebäudehülle (vgl. Kapitel 2.4.2) ist davon auszugehen, dass in diesen Häusern die einfach verglasten Fenster mittlerweile ersetzt wurden, dass jedoch umfangreiche wärmetechnische Dämm-Maßnahmen, die entsprechend der neuen Energieeinsparverordnung im Zuge einer Fassadensanierung durchzuführen sind (vgl. Kapitel 2.1.3), noch bevorstehen. Diese Einschätzung wurde durch eine Befragung der im Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH tätigen Wohnungsbaugesellschaften bestätigt; wo sich herausstellte, dass die Fenster in den betrachteten Gebäuden zu nahezu 100 % isolierverglast sind, dass weitere Wärmeschutzmaßnahmen jedoch kaum durchgeführt wurden (vgl. Kapitel 3.3.5.1).

Demzufolge ist in den Siedlungen dieses Typs für die kommenden Jahre mit einem weiteren massiven Rückgang des Endenergiebedarfs für die Raumwärme zu rechnen. Das im Rahmen der Fallstudie betrachtete Gebiet, in dem bereits im Zeitraum zwischen 1987 und 1993 umfangreiche Dämm-Maßnahmen durchgeführt wurden, stellt diesbezüglich eine Ausnahme dar (vgl. Abbildung 5.3-5).

Trotz eines Absatzrückgangs kann die Wärmeversorgung dieser Siedlungstypen (ST 5, vgl. Tabelle 3.2-1) vor allem für die kommunalen oder regionalen Energieversorger nach wie vor wirtschaftlich interessant sein, da die einzelnen Haushalte über die bestehende zentrale Verwaltung gebündelt werden bis hin zu der Situation, dass gegenüber dem Versorger in vielen Fällen die Wohnungsbaugesellschaft als "Kunde" für eine Fernwärme- oder Gaslieferung auftritt.

Diese Gegebenheiten bieten eine sehr gute Voraussetzung für die Entwicklung von Energiedienstleistungen, die sich zum Beispiel von einem Wärmedirektservice bis hin zu einer direkten Abrechnung mit den Mietern oder auf den Bereich des Gebäudemanagements (als Outsourcing-Maßnahme der Wohnungsbaugesellschaft) erstrecken können, und lassen insbesondere für die Energieversorgungsunternehmen, die als Netz- oder Vertriebs-/ Einzelhandelsunternehmen arbeiten (vgl. Kapitel 4.4.1) eine Strategie der Diversifizierung gegenüber einer Kostenführerschaft (vgl. Kapitel 4.3.1.1) als sinnvoller erscheinen. Vor dem Hintergrund, dass die Wohnungsbaugesellschaften als potenzielle Großkunden ihren Gasversorger langfristig überregional wählen können, bietet eine durch das Angebot von Energiedienstleistungen erhöhte Kundenbindung weitere Vorteile.

Ein zusätzlicher aus Sicht der Versorgungsunternehmen wichtiger Aspekt ergibt sich aus der Tatsache, dass eine Kooperation mit Wohnungsbaugesellschaften die Möglichkeiten für das Angebot von sogenannten "Paketleistungen" verbessert, bei denen die Wärme-, Gas-, Strom- und gegebenenfalls Wasserlieferungen durch einen einzigen Versorger erfolgen und gemeinsam abgerechnet werden. Durch die Zusammenführung einzelner Preisbestandteile wie zum Beispiel die Grundgebühr für Strom, Erdgas und Wasser können finanzielle Vorteile nicht nur für den Lieferanten, sondern auch für den Kunden entstehen (win-win-Option, vgl. Aussagen zur Spieltheorie in Kapitel 4.3.1.3), wodurch wiederum die Marktposition des Versorgungsunternehmens verbessert wird.

Im hier vorliegenden Fall entschied sich das Energieversorgungsunternehmen für eine Fortführung der Fernwärmeversorgung mit zentraler Wärmeerzeugung auf der Basis KWK und entsprach damit den auf Grundlage der Berechnungen ausgesprochenen Handlungsempfehlungen (vgl. Kapitel 5.3.6).

zu Fallstudie 2:

In einer zweiten Fallstudie wurde eine City-Blockrandbebauung (ST 8) untersucht, ein Siedlungstyp, der vor allem um die Jahrhundertwende sowie in den Nachkriegsjahren entstand und das Bild der bundesdeutschen Innenstädte prägt. Analog zum Siedlungstyp 5 ist auch in den Gebäuden dieses Siedlungstyps mit einem vergleichsweise hohen Rückgang des Endenergiebedarfs für die Raumwärme und Warmwasserbereitung zu rechnen, da bei den anstehenden Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle oder bei einer Erneuerung der vorherrschenden dezentralen Heizungsanlagen die bedingten Anforderungen der Energieeinsparverordnung zu erfüllen sind (vgl. Kapitel 2.1.3, Abschnitt "Anforderungen an den Gebäudebestand"). Rechnungen mit dem IKARUS-Raumwärmemodell ergaben für das hier betrachtete Stadtgebiet in Mannheim beispielsweise einen Rückgang des Endenergiebedarfs um 25% (Trendszenario) bzw. 47% (Reduktionsszenario) im Vergleich zu 20% (Trendszenario) bzw. 30% (Reduktionsszenario), die für den Gesamt-Gebäudebestand der Bundesrepublik ermittelt wurden (vgl. Tabelle 5.4-3).

Neben dem hieraus resultierenden Absatzrückgang, gibt es weitere Aspekte, die die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung negativ beeinflussen. So führt zum Beispiel die häufig inhomogene Eigentümerstruktur dazu, dass bei einer geplanten Umstellung des Energieträgers (Substitution von Kohle-Einzelöfen durch Gaszentralheizungsanlagen oder Umrüstung einer dezentralen Gasversorgung auf Fernwärme) mit einer Vielzahl von Kunden Verhandlungen zu führen sind und unter Umständen nicht alle Eigentümer oder zumindest nicht alle zum gleichen Zeitpunkt eine Umstellung vornehmen wollen. Zudem werden durch die vorliegende hohe Bebauungsdichte und die Lage in den Zentren der Städte die spezifischen Kosten für die Verlegung von Gas- oder Fernwärmeleitungen erhöht (vgl. Kostenansätze im Anhang-10).

Trotz dieser Voraussetzungen und auch nach Vorliegen der Ergebnisse der Modellrechnungen, die nur geringe betriebswirtschaftliche Vorteile für eine flächendeckende Fernwärmeversorgung (vgl. Abbildung 5.4-7) bei einer großen Anzahl von Unwägbarkeiten

(anzusetzende Sanierungskosten für die bestehende Gasverteilung, erforderliche Umrüstungsmaßnahmen in den Wohnungen usw.) aufwies, hat sich im Rahmen der "Fallstudie MVV I" das Versorgungsunternehmen für einen sukzessiven Rückbau des Gasversorgungsnetzes zugunsten einer vollständigen Fernwärmeversorgung der betrachteten Stadtgebiete entschieden.

Hier ist bei einem Vergleich einer zentralen Fernwärmeversorgung mit weiteren Varianten der Wärmeversorgung neben den betriebswirtschaftlichen Aspekten zu berücksichtigen, dass Fernwärmekunden - im Gegensatz zu Gaskunden - "gefangene Kunden" sind. Vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Energiemarktes und der zukünftig zu erwartenden Wechselaktivitäten der Gaskunden wird dieser Gesichtspunkt für die Unternehmensentwicklung zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Eine monetäre Bewertung dieses Einflusses auf das Unternehmensergebnis ist schwerlich möglich, jedoch soll an dieser Stelle noch einmal auf das unter Kapitel 4.3.2 bereits zitierte Ergebnis einer Untersuchung zur "Deregulierung der Energieversorgung: Auswirkungen auf Beschäftigung und Arbeitsverhältnisse" Bezug genommen werden: Bei einer Befragung von bundesdeutschen Energieversorgungsunternehmen zu den aktuellen Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarktes auf die Unternehmensstrategien wurden die Schwerpunkte - einheitlich von allen Befragten - auf "mehr Kundennähe" und "Stärkung des Dienstleistungsgedankens" gelegt [Pffaffenberger (1998), S. 11].

Auch in bezug auf die Wärmeversorgung von Gebäuden im innerstädtischen Bereich kann damit eine Fernwärme- gegenüber einer Gasversorgung auf lange Sicht Vorteile aufweisen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Preissensibilität der Verbraucher in bezug auf die sogenannten Kernprodukte Strom, Gas und Fernwärme gering ausgeprägt ist, sofern sie im Verbund mit weiteren Produkten (Value-added Services) angeboten werden (vgl. Kapitel 4.4.3.4). Unter dieser Voraussetzung entscheidet nicht die beste Kostenstruktur, sondern eine optimale Kundenorientierung über den wirtschaftlichen Erfolg eines Versorgungsunternehmens, so dass auch hier eine Strategie der Diversifizierung oder der Qualitätsführerschaft erfolgversprechend scheint.

Auf der anderen Seite ist anzunehmen, dass dieser durch inhomogene Eigentümerstrukturen und eine überwiegende Wohnbebauung mit vergleichsweise geringem kundenspezifischen Absatz geprägte Siedlungstyp nicht die optimalen Voraussetzungen für ein wirtschaftliches Interesse von Seiten der Erzeugungs- oder Großhandelsunternehmen bietet, die dortigen Verbraucher insofern keine relevante Zielgruppe für die nach Kostenführerschaft strebenden Energieversorger darstellen.

zu Fallstudie 3:

Im Rahmen einer dritten Fallstudie wurde ein Neubaugebiet betrachtet, das als typisch für Wohnungsbauprojekte in der Peripherie größerer Städte bezeichnet werden kann. Es handelt sich hier um eine Reihenhaussiedlung (Siedlungstyp 4) einschließlich eines kleineren Einkaufszentrums, in dessen Nähe ein Gewerbegebiet mit einigen Fachmärkten (Siedlungstyp 10) entstehen soll. Zusätzlich ist in etwa 8 bis 10 Jahren die Errichtung wei-

terer Wohneinheiten in Geschossbauweise (Siedlungstyp 5) geplant (zu den Roth'schen Siedlungstypen vgl. Tabelle 3.2-1).

Die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung von Neubaugebieten wird unter anderem bestimmt durch die im Vergleich zum Gebäudebestand niedrigeren spezifischen Kosten für die Verlegung der Versorgungsleitungen (vgl. Kostenansätze im Anhang-10) sowie durch den aufgrund eines höheren Wärmedämmstandards bzw. modernerer Heizungsanlagen niedrigeren spezifischen Endenergiebedarf für die Raumwärmebereitstellung.

Auf dieser Grundlage führten die Rechnungen mit dem Simulationsmodell zunächst zu einer unter ausschließlich wirtschaftlichen Gesichtspunkten getroffenen Empfehlung für eine Gasversorgung der Wohngebiete und einen Anschluss des Gewerbegebietes an das vom Versorgungsunternehmen betriebene Fernwärmenetz.

Von größerer Bedeutung als bei einer Versorgung im Gebäudebestand ist im Neubaubereich jedoch der durch eine Fernwärmeversorgung erzielte Effekt der Kundenbindung ("gefangene Kunden"), und hier gilt in besonderem Maße, dass es - wie im Kapitel 4.4.3.4 ausgeführt - den Energieversorger ein Vielfaches kostet, einen Kunden zu ersetzen als ihn zu halten. Aufgrund des für neue Gebäude anzusetzenden Sanierungszyklus von 30 bis 60 Jahren für die Gebäudehülle bzw. von 20 Jahren für Heizungsanlagen (vgl. Kapitel 2.4.2) haben nämlich die Versorgungsunternehmen auf absehbar lange Zeit kaum die Möglichkeit, eine Heizungsumstellung oder einen Energieträgerwechsel zu initiieren, während sie - im Falle einer Fern- oder Nahwärmeversorgung - über Jahrzehnte von einem zwar spezifisch niedrigen, aber gesicherten Absatz ausgehen können.

Wenn eine Fernwärmeversorgung von Neubaugebieten des betrachteten Typs nicht realisierbar ist, sollte - vor dem Hintergrund einer fortschreitenden Liberalisierung des Gasmarktes - das alternative Produktangebot Gas zum Zwecke der Kundenbindung mit zusätzlichen Dienstleistungen aufgewertet werden. Beispielhaft sei hierzu noch einmal auf das Kapitel 4.2.1.3 verwiesen, in dem der Anteil der Tarifkunden, die in Großbritannien seit der Marktöffnung im Jahre 1998 den Gasversorger gewechselt haben, mit 30% beziffert wird.

Die vorstehenden Ausführungen machen deutlich, dass auch im Neubaubereich - sofern es sich nicht um ausgewiesene Gewerbe- oder Industriegebiete mit einem hohen Strom- und/oder Wärmebedarf handelt - als Versorger vor allem die Netz- oder Vertriebs-/ Einzelhandelsunternehmen auftreten. Auch hier wird die Strategie der Diversifizierung gegenüber der Kostenführerschaft die bedeutendere Rolle spielen.

Die Marktposition der kommunalen oder lokalen EVU im Bereich der Wärmeversorgung von Neubaugebieten kann zudem durch aktuelle Entwicklungen zur Erweiterung der Geschäftsfelder von Versorgungsunternehmen gestärkt werden. Wie im Kapitel 4.3.2.4 ausgeführt, erfolgt im Rahmen verschiedener Projekte in der Bundesrepublik zurzeit eine Überprüfung der Möglichkeiten für eine Kostenreduzierung durch gemeinsame Wärmeversorgung von neu errichteten Doppel- oder Reihenhäusern. Um diese zu realisieren, ist es unter anderem erforderlich, zu einem frühen Zeitpunkt den Kontakt zum Bauherrn bzw.

Bauträger aufzunehmen sowie gezielte kundenspezifische Informationen zum Abbau der bestehenden Hemmnisse anzubieten. Stadtwerke oder kommunale Energieversorgungsunternehmen mit ihren engen Verflechtungen zur Gemeinde und ihrer Kenntnis der lokalen Strukturen bieten die erheblich besseren Voraussetzungen, um diese Bedingungen zu erfüllen.

zu Fallstudie 4:

Auch bei der letzten, unter Kapitel 5.6 dokumentierten Fallstudie waren Möglichkeiten für die Wärmeversorgung eines Neubaugebietes zu untersuchen, wobei es sich hier jedoch - anders als bei dem vorstehend beschriebenen Gebiet - um eine eher für die nördlichen Bundesländer typische Siedlung mit freistehenden Einfamilienhäusern auf vergleichsweise großen Grundstücken (Siedlungstyp 2) handelt. Die hieraus resultierende geringe Wärmedichte wurde durch einen in den Gebäuden realisierten erhöhten Wärmeschutz (Niedrigenergiehäuser und Passivhäuser, vgl. Kapitel 5.6.2) weiter reduziert, so dass die Simulationsrechnungen zwangsläufig auf eine Empfehlung zur Gasversorgung des Gebietes hinausliefen.

Dieses Ergebnis wurde dadurch bekräftigt, dass das Versorgungsgebiet der EWE AG nahezu flächendeckend von einem Gasnetz überzogen ist (Gebiet "links der Weser" zu über 90%, vgl. Kapitel 5.6.2), dass aufgrund jahrelanger Erfahrungen umfangreiche Kostensenkungspotenziale bei der Leitungsverlegung¹ erschlossen werden konnten und dass das Unternehmen sehr günstige Konditionen für den Erdgasbezug aufweist (vgl. Kapitel 5.6.5.4).

Das betrachtete Fallbeispiel ist vor diesem Hintergrund nicht allgemein auf Vorhaben zur Wärmeversorgung von "Einfamilienhaussiedlungen geringer Dichte" (Siedlungstyp 2) übertragbar, liefert jedoch in Anbetracht des hier realisierten Wärmedämmstandards einen Hinweis auf zukünftige Entwicklungen. So wird deutlich, dass die leitungsgebundene Wärmeversorgung von Neubaugebieten mit einem langfristig zu erwartenden weiteren Rückgang des spezifischen Endenergiebedarfs aller Voraussicht nach für ein Energieversorgungsunternehmen nur in Verbindung mit zusätzlichen Dienstleistungen (Wasser, Telekommunikation usw.) wirtschaftlich darstellbar ist. Die für die Versorgung entsprechender Wohngebiete "zuständigen" EVU konzentrieren sich hier noch einmal verstärkt auf die Gruppe der Netz- oder Vertriebs-/ Einzelhandelsunternehmen, während die Verbundstufe (Erzeugungs- oder Großhandelsunternehmen) die für eine Strategie der Kostenführerschaft erforderlichen Margen in diesem Kundensegment nicht erzielen kann.

Trotz der vorliegenden Rahmenbedingungen und der erzielten Berechnungsergebnisse entschied sich der Versorger EWE AG für eine Nahwärmelösung mit zentraler Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk, was dem Unternehmen - wie im Zusammenhang mit den bisher diskutierten Fallstudien bereits ausgeführt - in einem liberalisierten Energiemarkt durchaus strategische Vorteile verschaffen kann.

¹ Als spezifische Investitionen für die Unterverteilung Gas in Neubaugebieten werden angesetzt: EWE: 31 €/m, Bundesdurchschnitt: 75 €/m (vgl. Anhang-10)

Ein weiterer Aspekt, der unter Umständen ebenfalls zu dieser Entscheidung beigetragen hat, ist die Tatsache, dass die EWE AG als regionaler Energieversorger im ländlichen Raum von jeher darauf angewiesen ist, sowohl innerhalb des Unternehmens eine corporate identity zu unterstützen (vgl. Kapitel 4.4.2 / Ausführungen zum wirtschaftlichen Erfolg der "Hidden Champions") als auch eine enge Verbundenheit ihrer Kunden mit dem Unternehmen zu schaffen. Um diese zu festigen und damit auch langfristig - bei einem sinkenden Wärmeabsatz und im zunehmend liberalisierten Gasmarkt - eine zufriedenstellende Erlössituation zu schaffen, engagiert sich die EWE AG in die Entwicklung von neuen Geschäftsfeldern und Multi-Utility-Angeboten, in den offensiven weiteren Ausbau der leistungsgebundenen Energieversorgung sowie in die Entwicklung zukunftssträchtiger Versorgungstechniken. Letzteres spiegelt sich unter anderem in den Aktivitäten der EWE AG im Bereich der Brennstoffzellentechnologie (vgl. Kapitel 2.3.5) wieder, deren Einsatz für die Energieversorgung von Wohngebäuden mit der Schaffung von Nahwärmenetzen (s. Beispiel "Öko-Siedlung Heide") vorbereitet wird. Die EWE AG baut hier ein unternehmensinternes Know-how in Bereichen auf, die dem Versorgungsunternehmen auf lange Sicht und im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung des Gasmarktes Wettbewerbsvorteile sowohl gegenüber den Konkurrenten sichern, die mit Strategien einer Kostenführerschaft in das heutige EWE-Versorgungsgebiet drängen, als auch gegenüber den EVU, die die dortigen Kunden mit umfassenden Multi-Utility-Angeboten (vgl. Beispiel Centrica, Kapitel 4.3.3.3 c) umwerben.

6.2 Vergleichende Bewertung

6.2.1 Situation der Energieversorgungsunternehmen heute

Durch die 1998 erfolgte Neuregelung des Energiewirtschaftsrechtes wurde die bisherige Monopolstruktur aufgehoben, die Unternehmen der Energiewirtschaft müssen sich - wie andere Wirtschaftsbranchen auch - einem wettbewerblichen Markt stellen. Dieser beschränkt sich nicht nur auf das Gebiet der Bundesrepublik, sondern hat im Zuge einer wirtschaftlichen Globalisierung die europäische Ebene erreicht. Während unternehmerische Entscheidungen in der Energiewirtschaft bislang nach technischen Gesichtspunkten und nahezu ausschließlich unter dem Aspekt der "Versorgungssicherheit" getroffen wurden, spielen nunmehr aktuelle Entwicklungen des Marktes sowie individuelle Anforderungen von Seiten der Kunden eine maßgebliche Rolle (vgl. Kapitel 4.2.1).

Damit bestimmen Faktoren, die in anderen Wirtschaftsbereichen schon lange zum unternehmerischen Alltag gehören, nun zunehmend auch die strategischen Entscheidungen in der Energieversorgungswirtschaft. Die maßgeblichen Kräfte wurden dabei wie folgt identifiziert:

- Kunden
- Wettbewerb
- Wandel (vgl. Kapitel 4.3.2)

Diese Entwicklung spiegelt sich unter anderem in den Beiträgen der einschlägigen Fachzeitschriften wieder (vgl. "Energiewirtschaftliche Tagesfragen" im Literaturverzeichnis); hier sowie auch im direkten Kontakt mit den an der Untersuchung beteiligten Versorgungsunternehmen wird deutlich, dass die aktuelle Diskussion in den Unternehmen maßgeblich geprägt ist durch eine Reaktion auf die im Zuge der Liberalisierung und Globalisierung eingetretenen Veränderungen.

Aspekte eines sinkenden Wärmebedarfs in Gebäuden spielen zurzeit nur eine untergeordnete Rolle, denn wie die Berechnungen gezeigt haben, ist auf Bundesebene bis zum Jahre 2005 mit einem etwa konstanten Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Wohngebäuden zu rechnen (vgl. Abbildung 2.4-2). Danach jedoch wird für den Gebäudebereich bis 2020 ein - in Abhängigkeit von dem zugrunde gelegten Szenario der Wärmebedarfsentwicklung (Trend- bzw. Reduktionsszenario, vgl. Kapitel 2.4.3) - um 20 bis 30 % sinkender Bedarf prognostiziert (vgl. Kapitel 2.4.4). Berechnungen des Forschungszentrums Jülich zur weiteren Entwicklung des Wärmemarktes auf bundesdeutscher Ebene sowie die im Kapitel 3 dokumentierten Untersuchungen zum Versorgungsgebiet der Energie und Wasser Lübeck GmbH führen infolgedessen für einen Zeitraum nach 2005 zunächst zu einer Verminderung der Erlöse im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung und zu einer Reduzierung der Unternehmensergebnisse, die sich nur langfristig stabilisieren (vgl. Abbildung 3.4-8 und Abbildung 3.4-9). Eine Ausnahme bildet hier die Fernwärmesparte, deren Jahresergebnisse bei einer Wärmebedarfsentwicklung entsprechend den Trendszenario und unter der Voraussetzung einer Fernwärmeverdichtung im Versorgungsgebiet der EWL GmbH stetig ansteigen (vgl. Tabelle 3.4-9 / Variante 2.1).

Allgemein ist jedoch davon auszugehen, dass die Versorgungsunternehmen in der Bundesrepublik mit einem sinkenden Absatz im Wärmemarkt konfrontiert werden und dass -° vor dem Hintergrund eines liberalisierten Marktes - die entfallenden Erlöse nicht über adäquate Preisanpassungen kompensiert werden können. Diese Entwicklung führt zu einer weiteren Verschärfung des Wettbewerbs für die im Bereich der Gas- und Wärmeversorgung tätigen EVU.

Aus den vorstehenden Ausführungen wird deutlich, dass die Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik am Beginn eines drastischen Umstrukturierungsprozesses stehen. Die neu geschaffene Wettbewerbssituation und die auf lange Sicht stagnierenden bzw. schrumpfenden Märkte machen eine grundsätzliche Neuausrichtung der unternehmerischen Geschäftsstrategien erforderlich.

Dabei werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit zwei Ebenen für die Schaffung und Sicherung einer erfolgreichen Marktposition identifiziert. Zunächst einmal müssen die bisher streng hierarchisch gegliederten Versorgungsunternehmen interne Strukturen entwickeln, die eine flexible und individuelle Reaktion auf die Anforderungen des Marktes ermöglichen (vgl. Kapitel 4.4.2): "Wachsender Wettbewerb, europäischer Binnenmarkt und Wertewandel machen die Anpassungsfähigkeit der Unternehmen und somit ihre Unternehmenskulturen zur Überlebensfrage." [Simon (2000), S. 59]

Neben diesen "Strategien nach innen" ist ein Umdenken auch hinsichtlich des zukünftigen Marktauftrittes nach außen erforderlich.

In einem wettbewerblichen Markt müssen die Energieversorgungsunternehmen Vorteile - die auch als solche von den Kunden bewertet werden - gegenüber ihren Konkurrenten aufbauen, um langfristig zufriedenstellende Unternehmensergebnisse auf den gewählten Wertschöpfungsstufen bzw. in den definierten Versorgungssparten/Geschäftsfeldern zu erzielen.

6.2.2 Strategische Optionen

Es stellt sich die Frage, auf welche Weise die EVU auf die dargestellten Rahmenbedingungen angemessen, d.h. zum Vorteil ihrer langfristigen Geschäftsentwicklung reagieren können. Zweifellos macht die erforderliche grundlegende Umorientierung der Energieversorgungswirtschaft den Einsatz neuer Instrumente der strategischen Unternehmensführung notwendig. Weder die bisher praktizierte "Abarbeitung" der im Zusammenhang mit der Energieerzeugung und -verteilung anfallenden operativen Aufgaben noch eine Extrapolation von Veränderungen anhand der bisherigen Entwicklungen sind geeignet, den Unternehmenserfolg in einem dynamisch sich verändernden Markt zu gewährleisten (vgl. Kapitel 4.4.1).

Wie im Kapitel 4.4.3 ausgeführt, liefert die Betriebswirtschaftslehre hierzu zunächst zwei prinzipielle Ansätze: Während der marktorientierte Ansatz (Market-based View, vgl. Kapitel 4.3.1.1) davon ausgeht, dass Wettbewerbsvorteile auf der Grundlage einer optimalen

Positionierung des Unternehmens zu den herrschenden Wettbewerbskräften² erzielt werden, gründet der ressourcenorientierte Ansatz (Ressource-based View, vgl. Kapitel 4.3.1.2) den Erfolg eines Unternehmens auf der Analyse und dem Aufbau von spezifischen, unternehmenseigenen Fähigkeiten oder Kompetenzen.

Mittlerweile ist unumstritten, dass die erfolgreiche strategische Positionierung eines Unternehmens sowohl die Entwicklung eigener Kernkompetenzen und damit die Abgrenzung gegenüber der Konkurrenz als auch die Befriedigung relevanter Marktbedürfnisse der einzelnen Kundengruppen umfassen muss (vgl. Kapitel 4.4.3).

Konkret stehen den marktwirtschaftlich operierenden Unternehmen mit der "Kostenführerschaft" (vgl. Kapitel 4.4.3.3) und der "Diversifizierung" (vgl. Kapitel 4.4.3.4) zwei Strategien zur Verfügung, die Marktvorteile einerseits durch die Ausschöpfung von economies of scale (für den Absatz eines homogenen Produktes) und zum anderen durch eine hohe Kundenorientierung und das Angebot einer breiten Produktpalette realisieren sollen.

Praktische Beispiele für die Umsetzung der genannten Strategieoptionen liefern Wirtschaftsbranchen, die schon länger einem wettbewerblichen Markt ausgesetzt sind. Vor dem Hintergrund eines infolge der Globalisierung sinkenden Produktionskostenniveaus und aufgrund eines auch im Konsumgüterbereich weitgehend gesättigten Marktes überwiegen dabei Strategien, die auf die Entwicklung kundenspezifischer Angebote abzielen. Zu nennen ist hier unter anderem die Automobilindustrie, die neben ihrem Kernprodukt ein umfangreiches Sortiment von Dienstleistungen mit einem Schwerpunkt im Bereich der Finanzierungen und Versicherungen anbietet (vgl. Kapitel 4.3.3.3). Auf der anderen Seite versuchen beispielsweise große Unternehmen der chemischen Industrie, Markterfolge mit einer Strategie der Kostenführerschaft durch eine Konzentration auf Kernkompetenzen und die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen durch Kooperationen und Fusionen zu erzielen (vgl. Tabelle 4.3-2).

Die Entscheidung, welche Strategien für ein Energieversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten richtig sind, um langfristig die für ein Verbleiben im Wärmemarkt erforderlichen Erlöse zu erzielen bzw. die in dieser Sparte sinkenden Erlöse durch Aktivitäten in anderen Geschäftsfeldern zu kompensieren, ist unter anderem von der Wertschöpfungsstufe abhängig, auf der das jeweilige Unternehmen operiert (vgl. Kapitel 4.4.1). So bieten sich für die Erzeugungs- und Großhandelsunternehmen³ durch die Entwicklung von Handelskompetenz, den Aufbau eines Risikomanagements und die Nutzung von Skaleneffekten zur Kostensenkung gute Möglichkeiten für die Umsetzung einer Strategie der Kosten- oder Preisführerschaft.

² Die Regeln des Wettbewerbs werden nach Porter durch die folgenden Wettbewerbskräfte bestimmt: Markteintritt neuer Konkurrenten, Gefahr von Ersatzprodukten, Verhandlungsstärke der Kunden/Abnehmer sowie der Lieferanten und Rivalität unter den vorhandenen Wettbewerbern (vgl. Kapitel 4.3.1.1).

³ Diese umfassen zurzeit vor allem die Unternehmen der Stromwirtschaft. Bei fortschreitender Liberalisierung des Gasmarktes werden die Erdgasproduzenten sowie die Ferngasgesellschaften (vgl. Kapitel 2.2.2) eine vergleichbare Position erreichen.

Die Netz- oder Vertriebs- bzw. Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1) dagegen befinden sich weniger in einem Preis- sondern eher in einem qualitativen Wettbewerb. Ihre Geschäftsstrategien sind infolgedessen darauf ausgerichtet, Marktvorteile auf dem Wege einer Aufwertung ihres Kernproduktes (Strom, Gas, Wärme) durch das Angebot zusätzlicher Dienstleistungen (Value-added Services, vgl. Kapitel 4.4.3.4) zu erzielen.

Dieser Gruppe von Versorgungsunternehmen sind insbesondere die kommunalen EVU oder früheren Stadtwerke zuzurechnen, die - aus ihrer historischen Aufgabenstellung heraus - auch heute noch den weitaus überwiegenden Anteil an der Gas- und Wärmeversorgung von Tarifkunden leisten.

6.2.3 Strategische Entscheidungen

Betrachtet man die aktuellen strategischen Entwicklungen in den Versorgungsunternehmen der Bundesrepublik, so sind sie maßgeblich geprägt durch Bestrebungen

- zur Stärkung des Vertriebs- und Marketingbereiches,
- zur Rationalisierung,
- zur Erschließung neuer Geschäftsfelder und - nicht zuletzt -
- zur Entwicklung neuer Energiedienstleistungsangebote (vgl. Kapitel 4.3.2).

In bezug auf die Aktivitäten im Wärmemarkt werden diese Entwicklungen durch die Ausgliederung von Tochtergesellschaften ergänzt, die sich insbesondere in den Bereichen des Wärmedirektservice oder des (Heizungsanlagen-)Contracting engagieren.

Mit Ausnahme der Rationalisierungsmaßnahmen zur Erschließung von Kostensenkungspotenzialen, die lediglich - sofern sie in gewissem Umfang an diese weitergegeben werden - eine mittelbare Auswirkung auf die Endverbraucher haben, stehen der Aufbau und die Festigung der Kundenbeziehung im Zentrum aller weiteren genannten Entwicklungsbereiche.

Die in den jeweiligen Unternehmen getroffenen Entscheidungen werden dabei einerseits durch die historisch gewachsenen Strukturen (Wertschöpfungsstufe, auf der das Unternehmen tätig ist; Kernkompetenzen, die es entwickelt hat) und zum anderen durch die aus aktuellen Rahmenbedingungen (Liberalisierung, sinkender Wärmeabsatz) resultierenden Erfordernisse bestimmt.

Vor allem die im Bereich der Energieversorgung der Tarifkunden tätigen EVU sind inzwischen mit einem breiten Angebot von Energiedienstleistungen am Markt vertreten und versuchen, alle bestehenden Potenziale für die Kundenbindung auszuschöpfen.

Diese allgemein in den bundesdeutschen EVU zu beobachtenden Entwicklungen und strategischen Entscheidungsprozesse spiegeln sich auch in den unter Kapitel 5.3 bis 5.6 im einzelnen dokumentierten Fallstudien wieder. In einem zweiten Schritt geht es um die Beantwortung der Frage, welche Marktstrategien hier von den jeweils beteiligten Versorgungsunternehmen verfolgt werden, auf welcher Grundlage diese Entscheidungen beruhen und inwieweit zur Verfügung stehende strategische Instrumente zum Einsatz kommen.

Hierzu werden nachfolgend noch einmal die im Rahmen der Fallstudien untersuchten Fragestellungen und die in den beteiligten Versorgungsunternehmen diesbezüglich getroffenen Entscheidungen skizziert (vgl. Tabelle 6.1-1).

Gegenstand der **Fallstudie 1** war die Fortsetzung einer bestehenden Fernwärmeversorgung im Gebäudebestand. Das Interesse des hier betrachteten kommunalen Versorgungsunternehmens richtete sich zunächst darauf, seine Stromeigenerzeugungskapazitäten abzubauen, um den Erfordernissen des liberalisierten Marktes durch eine erhöhte Flexibilität besser gewachsen zu sein. Dies hätte zu einer Stilllegung des Heizkraftwerkes geführt, das mittels Wärmeauskopplung die Fernwärmeversorgung des Wohngebietes sicherstellte. Im Rahmen der Fallstudie waren daher Alternativen für eine Wärmeversorgung des Gebietes zu prüfen.

Trotz erheblicher Investitionen, die für eine erforderliche Sanierung des Fernwärmetransport- und Verteilungsnetzes zu berücksichtigen waren, wiesen die Modellrechnungen für eine Zeitperspektive bis 2020 geringfügige betriebswirtschaftliche Vorteile für die Variante einer Fernwärmeversorgung auf Basis KWK gegenüber den alternativ untersuchten Möglichkeiten aus. Obwohl die diesbezügliche Diskussion im betrachteten Versorgungsunternehmen noch nicht abgeschlossen ist, wird zurzeit erwartet, dass die bestehende zentrale Fernwärmeversorgung in diesem Stadtteil fortgesetzt und in anderen Gebieten im Rahmen von Verdichtungsmaßnahmen ausgebaut wird (telefonische Auskunft vom 19.3.2002). Parallel hierzu wurden den im Einzugsbereich des EVU ansässigen Wohnungsbaugesellschaften Dienstleistungen wie unter anderem eine Direktabrechnung der Wärmelieferung mit den Mietern angeboten. Das betrachtete Unternehmen entschied sich damit - trotz des bestehenden Risikos einer langfristigen Kapitalbindung - für eine Strategie der Diversifizierung mit der Zielsetzung einer nachhaltigen Stabilisierung seiner Kundenbeziehungen.

Die **Fallstudie 2** untersuchte Möglichkeiten für die Wärmeversorgung einer innerstädtischen Blockrandbebauung. Anlass für die Fragestellung nach einem Rückbau des Gasnetzes zugunsten einer Fernwärmeversorgung in diesem Gebiet war zunächst eine auf politischer Ebene getroffene Entscheidung zur Ausweisung von Gas- und Fernwärmeverangebieten (vgl. Kapitel 5.4.2).

Obwohl ein Rückbau des bestehenden Gasnetzes für das betrachtete Versorgungsunternehmen verwaltungstechnisch sehr aufwändig war (sukzessive Umstellung einzelner Straßenzüge mit individuellen Maßnahmen zur Substitution von Gasherden oder -heizungsanlagen in den betroffenen Wohngebäuden) und die ermittelten betriebswirtschaftlichen Vorteile gering und mit einem Risiko behaftet waren, wurde diese bereits in ersten Ansätzen praktizierte Strategie fortgeführt. Auch hier fiel die Entscheidung des Unternehmens, das sich laut Homepage als "Energieverteilungs- und Dienstleistungsunternehmen" (<http://www.mvv.de>, Abfrage vom 9.5.2002) betrachtet, zugunsten einer Strategie zur Kundenbindung durch Wärmelieferungsangebote.

In der **Fallstudie 3** wurden verschiedene Möglichkeiten für die Wärmeversorgung eines Neubaugebietes betrachtet, das sowohl Wohngebäude als auch ein größeres Gewerbegebiet umfasst (vgl. Kapitel 5.5.3).

Erst nach Berücksichtigung einiger in Abstimmung mit dem EVU als plausibel einzustufenden Kostensenkungsmaßnahmen im Bereich der Fernwärmeversorgung (vgl. Kapitel 5.5.5.5, Variation weiterer Parameter) konnte mit dieser Variante langfristig (ab 2020) das beste Unternehmensergebnis erzielt werden (vgl. Abbildung 5.5-7).

Das hier bestehende Risiko erschien jedoch zu groß, so dass sich das Versorgungsunternehmen für eine Gasversorgung der Wohngebiete entschied. Insbesondere unter dem Gesichtspunkt, dass bei einem für Neubaugebiete anzusetzenden Instandhaltungs- und Sanierungszyklus von 30 bis 60 Jahren (vgl. Kapitel 2.4.2) die Wärmeversorgungsstruktur über einen langen Zeitraum festgeschrieben ist und entsprechend auch der Wärmeabsatz - wenn auch auf einem verhältnismäßig niedrigen Niveau - konstant bleibt, erscheint es fraglich, ob hier eine unter strategischen Gesichtspunkten auf lange Sicht richtige Entscheidung getroffen wurde.

Gegenstand der **Fallstudie 4** war noch einmal eine Untersuchung zur Wärmeversorgung eines Neubaugebietes, wobei die wirtschaftlichen Bedingungen für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung hier durch eine geringe Bebauungsdichte und einen erhöhten Wärmedämmstandard ("Öko-Siedlung") verschärft waren.

Obwohl die Modellrechnungen zu eindeutig besseren Unternehmensergebnissen für die Variante der Gaseinzelversorgung (vgl. Tabelle 5.6-11) im Vergleich zu einer alternativ zu untersuchenden Nahwärmelösung mit zentraler Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk (vgl. Tabelle 5.6-12) führten, hat sich das regionale Energieversorgungsunternehmen - nach eigener Aussage "Dienstleister für Energie, Umwelt und Telekommunikation" (<http://www.ewe.de>, Abfrage vom 9.5.2002) - für die Realisierung einer Nahwärmeversorgung und damit durchaus im Sinne des angestrebten Unternehmensprofils entschieden.

6.2.4 Rolle des Produktportfolios

Der zu erwartende Rückgang des Wärmebedarfs in Gebäuden (vgl. Abbildung 2.4-2) sowie die resultierenden quantitativen Folgen für den Wärmemarkt sind erheblich, da sich für die EVU in dieser Unternehmenssparte zunächst keine Möglichkeiten bieten, die sinkenden Erlöse durch Absatzsteigerungen oder Preisanhebungen zu kompensieren.

Die im einzelnen zu verzeichnenden betriebswirtschaftlichen Auswirkungen sind jedoch von einer Vielzahl von Parametern abhängig und infolgedessen bestehen für die verschiedenen "Arten" von Energieversorgungsunternehmen unterschiedliche Möglichkeiten, durch die Festlegung ihrer Geschäftsstrategie und die Gestaltung ihres Produktportfolios hierauf zu reagieren.

Entscheidende Kriterien für die Auswahl eines erfolgversprechenden Produktportfolios unter Berücksichtigung eines sinkenden Absatzes im Wärmemarkt sowie vor dem Hintergrund der Liberalisierung der Energiemärkte sind

- die geografische Marktpositionierung (lokal, regional, national) des EVU,
- die im jeweiligen Versorgungsgebiet vorliegenden Siedlungsstrukturen sowie
- die Wertschöpfungsstufe, auf der das Unternehmen tätig ist.

Dabei stehen die geografische Positionierung und die vorliegenden Siedlungsstrukturen in einem engen Zusammenhang. Letztere sind - aufgrund der hohen Kosten für die Verlegung und Unterhaltung der Verteilungsnetze - von maßgeblicher Bedeutung für die wirtschaftlichen Auswirkungen eines sinkenden Wärmeabsatzes.

Wie im Kapitel 4.2.3 weiter ausgeführt, wurden hierzu im Rahmen der vorliegenden Untersuchung exemplarische Kennwerte ermittelt, die einen Eindruck zur betriebswirtschaftlichen Relevanz der Siedlungsstrukturen vermitteln. So wurden für den flächenspezifischen Gasabsatz Werte zwischen 2 GWh (im ländlichen Raum) und 30 GWh (in urbanen Siedlungen) pro Quadratkilometer des Versorgungsgebietes errechnet. Für den Hausanschluss eines Gas-Kunden sind im ländlichen Raum etwa 85 m, bei städtischer Bebauung nur 25 m Gasleitung erforderlich, wobei zusätzlich zu berücksichtigen ist, dass die durchschnittliche Anschlussleistung pro Hausanschluss im urbanen Raum aufgrund des größeren Bestandes an Mehrfamilienhäusern deutlich höher sein dürfte.

Die Fallstudien haben infolgedessen bei Betrachtung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung im Neubaubereich und/oder bei einem reduzierten spezifischen Wärmeabsatz in einzelnen Fällen Ergebnisse erbracht, die unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einer Empfehlung für eine dezentrale Wärmeversorgung der betrachteten Siedlungsgebiete führten. Die betriebswirtschaftlichen Vorteile waren jedoch meist gering, und die unter einem strategischen Gesichtspunkt positiven Effekte einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung blieben zunächst unberücksichtigt.

Hier bietet sich vor allem ein Handlungsfeld für lokale/kommunale EVU bzw. die Netz- oder Vertriebs-/Einzelhandelsunternehmen (vgl. Kapitel 4.4.1), die aus ihrer klassischen Aufgabe der Versorgung von Endverbrauchern/Tarifikunden heraus über einen direkten Zugang zum Kunden verfügen und das homogene Produkt Gas mit Value-added Services attraktiver gestalten oder den Kunden über eine Nah- oder Fernwärmeversorgung zum "gefangenen Kunden" machen können.

In bezug auf den Vertriebsbereich beschränken sich die erfolgversprechenden Absatzpotenziale für diese Unternehmen im Prinzip jedoch auf die Haushaltskunden, da sich Bündelkunden zunächst im Strom- und im Zuge der fortschreitenden Liberalisierung auch im Gasbereich bei der Auswahl ihres Versorgers eher anhand der Preisgestaltung als an individuellen Dienstleistungsangeboten orientieren. Dieses Kundensegment wird daher in der Regel für Regional- oder Verbundunternehmen interessant sein.

Die in den Fallstudien betrachteten Energieversorgungsunternehmen nutzen bereits die sich hier eröffnenden Chancen. Es handelte sich in der überwiegenden Zahl um lokale Energieversorger, die bestrebt sind, bestehende strategische Möglichkeiten der Kundenbindung auszuschöpfen. Die Unternehmen sind insbesondere auf der Wertschöpfungsstufe der Verteilung (Netzunternehmen) und des Vertriebs tätig und dort - in einem liberalisierten Energiemarkt, der durch einen zunehmenden Wettbewerb der EVU um die Gunst der Verbraucher gekennzeichnet ist - sehr gut positioniert, da sie Kundenbindung über individuelle Energiedienstleistungsangebote realisieren können.

Entsprechend fällt hier sowie auch allgemein auf der Ebene von kommunalen EVU oder Stadtwerken in der Bundesrepublik die strategische Entscheidung meist zugunsten einer Diversifizierung aus. Die seit jeher bestehende Nähe zum Kunden kann zu einem Vorteil für das Versorgungsunternehmen werden, wenn es gelingt, sie in eine verstärkte Loyalität zum Unternehmen umzuwandeln. Ein mit dieser Zielsetzung durch das EVU praktizierter Aufbau nachhaltiger Leistungsvorteile über eine Multi-Utility-Strategie gibt in der Folge eher den Weg in Richtung einer Qualitäts- als einer Quantitätsstrategie vor.

Ein Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten im Strombereich bzw. ein Einstieg in die Verbundebene bei der Gasversorgung erscheint angesichts der auf dem europäischen Markt bestehenden Überkapazitäten in Verbindung mit der erforderlichen hohen Investition/Kapitalbindung und der hieraus resultierenden mangelnden Flexibilität nicht sinnvoll.

Skaleneffekte können aller Voraussicht nach nicht in einer ausreichenden Größenordnung realisiert werden, um Strategien der Kostenführerschaft erfolgreich umzusetzen. Zudem ist der Aufbau von Handelskompetenz und eines Risikomanagements erforderlich, was kleinere Versorgungsunternehmen meist nur in Kooperation mit anderen realisieren können.

Um abzuschätzen, wie die derzeitige Entwicklung des Wärmemarktes von Seiten der hier maßgeblich tätigen Versorgungsunternehmen wahrgenommen wird, soll der Blick noch einmal auf die unter Kapitel 5 dokumentierten Fallstudien gerichtet werden.

Es zeigt sich, dass der Anlass der im einzelnen untersuchten Fragestellungen nicht primär durch den zu erwartenden Absatzrückgang im Wärmemarkt initiiert wurde, der offensichtlich zurzeit noch ein untergeordnetes Problem für die Unternehmen darstellt.

So bildete beispielsweise eine aus Gründen der Kosteneinsparung (Unterhaltung zweier paralleler Versorgungsnetze) getroffene Entscheidung zur Schaffung von Gas- und Fernwärmevorranggebieten eine Grundlage zur Fallstudie 2, ein akuter Handlungsbedarf resultierte aus einer in einzelnen Streckenabschnitten erforderlichen Sanierung des Gasnetzes. Die Untersuchung zielte dementsprechend - aus Sicht des betroffenen Versorgungsunternehmens - primär darauf ab, das konkrete zeitliche Vorgehen für eine entsprechende Umrüstung der betroffenen Stadtteile unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu bestimmen.

Eine ähnliche Konstellation bot sich in der Fallstudie 1, wo der Anlass für die Untersuchung ebenfalls aus der Tatsache erwuchs, dass das bestehende Fernwärmetransport- sowie auch das Verteilungsnetz im betrachteten Versorgungsgebiet sanierungsbedürftig waren. Zudem bestand von Seiten des beteiligten Versorgungsunternehmens ein Interesse an der Umstellung auf eine dezentrale Wärmeversorgung, da sich dann eine Möglichkeit für die Stilllegung eines Heizkraftwerkes und damit für den Abbau von Stromeigenerzeugungskapazitäten geboten hätte.

Die den Energieversorgungsunternehmen im Prinzip zur Verfügung stehenden Möglichkeiten der strategischen Entscheidungsfindung wurden unter Kapitel 6.2.2 erörtert. Die tatsächlich im Rahmen der Fallstudien getroffenen Unternehmensentscheidungen stimmen weitgehend mit den Erkenntnissen der vorliegenden Untersuchung überein.

Unter Umständen wäre es in Einzelfällen sinnvoll gewesen, deutlicher eine einmal gewählte Marktstrategie zu verfolgen und ein - gegebenenfalls höheres - betriebswirtschaftliches Risiko Kauf zu nehmen.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass für die im Wärmemarkt tätigen Unternehmen der Energieversorgungswirtschaft trotz einer sinkenden Nachfrage im Bereich der Raumwärme und unter Berücksichtigung der durch die Liberalisierung der Energiemärkte entstandenen neuen Wettbewerbssituation gute Chancen bestehen, in den hier relevanten Unternehmenssparten auch zukünftig zufriedenstellende betriebswirtschaftliche Ergebnisse zu erzielen.

Als strategische Option in Bezug auf den Wärmemarkt bietet sich dabei für die im allgemeinen auf der Stufe der Netz- oder Handels-/Vertriebsunternehmen tätigen lokalen und kommunalen EVU vor allem die Diversifizierung mit der primären Zielsetzung einer Stabilisierung der Kundenbindung an, bei der zum Beispiel das homogene Produkt "Gas" durch das Angebot kundenorientierter Energiedienstleistungen aufgewertet wird oder Wärmelieferungsverträge eine langfristige Kundenbindung sicherstellen.

Eine Strategie der Kostenführerschaft, die unter anderem auf der Erschließung von Kostensenkungspotenzialen durch Economies of scale basiert, und eine lokale Marktpositionierung schließen sich im Zeitalter der Globalisierung beispielsweise weitgehend aus, denn wenn eine Kostenführerschaft angestrebt wird, richtet sich die Marktpositionierung auf einen Breitenvertrieb aus und sollte dementsprechend stark quantitativ orientiert sein.

Die jeweilige Marktstrategie eines Versorgungsunternehmens sollte sich deutlich im gewählten Produkt- und Leistungsportfolio widerspiegeln, das auf der Grundlage der geografischen Marktpositionierung sowie anhand der Wertschöpfungsstufe, auf der das Unternehmen tätig ist, zusammengestellt werden muss.

Literatur- und Quellenverzeichnis

AGFW (2000a)

Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke: „Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien“ – Schlussbericht. Frankfurt 2000

Anwander (2002)

Anwander, Armin: Strategien erfolgreich verwirklichen – Wie aus Strategien echte Wettbewerbsvorteile werden, Springer Berlin, Heidelberg, New York 2002

Altfeld (1996)

Altfeld, Klaus: Energieversorgungsvarianten für Niedrigenergiehäuser im Vergleich, in: gas – Zeitschrift für wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieanwendung, Heft 1/1996

Aselmann (2001)

Aselmann, Wilhelm; Aselmann, Thomas: Der neue Energiemarkt: Chancen und Herausforderungen für kommunale Energieversorgungsunternehmen, in: Becker, Held, Riedel, Theobald (Hrsg.): Energiewirtschaft im Aufbruch, Analysen - Szenarien - Strategien, Köln 2001

ASUE (1995)

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): Wärmeversorgung in den neuen Bundesländern - Lösungen mit Erdgas, Kaiserslautern 1995

ASUE (1998)

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): Heizsysteme im Vergleich - Wirtschaftlichkeit und Auswirkungen auf Klima und Umwelt., Kaiserslautern 1998

Bauerschmidt (1997)

Bauerschmidt, Rolf: Liberalisierung der Energiemärkte - Umwelt- und energiewirtschaftliche Perspektiven, erschienen in: Energie und Umwelt - Strategien einer nachhaltigen Entwicklung, Münster 1998

BBR (2000)

Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung: Raumordnungsbericht 2000.

BEI (1997)

bremer energie institut, Traube, K., Clausnitzer, K.-D., Jahn, K.: Energieeinsparung im Wohnungsneubau – aktuelle Kosten-Nutzen-Verhältnisse bei Investitionen in zusätzlichen Wärmeschutz und in thermische Solaranlagen“, Bremen 1997

Bieta (1998)

Bieta, Volker; Siebe, Wilfried: Spieltheorie für Führungskräfte - Was Manager vom Militär über Strategie lernen können. Wien 1998

BINE (1998)

Bürger-Information Neue Energien (BINE): Wärmelieferung - Energiedienstleistung im Wohnungsmarkt, Bonn 1998

- BMBau (1994)
Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau: Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung – WärmeschutzV), Bonn 1994
- Bokämper (2001)
Bokämper, Stefan; Erdmann, Georg: „Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen-Heizgeräten unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Elektrizitäts- und Erdgasmarktes“. in: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung – Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme, in VDI-Berichte Nr. 1594; Düsseldorf 2001
- Bundesbaublatt (1999)
Schulz, Wolfgang, Eicke-Hennig, Werner: Elektrowärmepumpen – Anforderungen für den wirtschaftlichen und effizienten Einsatz zur Wohngebäudeheizung, Bundesbaublatt 8/99
- BWK (2000a)
Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 52 (2000), Nr. 4
- BWK (2000b)
Benchmarking in der Energiewirtschaft, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 52, Nr. 3
- BWK (2000c)
Gasmarkt Deutschland, in: Brennstoff, Wärme, Kraft, Bd. 52, Nr. 3
- Cahn von Seelen (1999)
Cahn von Seelen, Udo: Wettbewerb als Chance. in: „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“. Heft 7/99
- Corsten (1998)
Corsten, Hans: Grundlagen der Wettbewerbsstrategie, in: Teubner Studienbücher, Stuttgart/Leipzig 1998
- DIHT (2000)
Deutscher Industrie- und Handelstag (DIHT): Zukunftsperspektiven der deutschen Industrie - Grundsatzpapier, Bonn/Berlin 2000
- DIW (1999)
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Zur langfristigen Bevölkerungsentwicklung in Deutschland – Modellrechnungen bis 2050, DIW-Wochenbericht 42/99
- Elektrizitätswirtschaft (1999)
EWE beteiligt sich an internationalem Brennstoffzellen-Feldversuch, in: Elektrizitätswirtschaft, Heft 8 / 1999
- Ellwanger (2001)
Ellwanger, Nils; Dudenhausen, Roman: Energiehandel - Neues Geschäftsfeld oder Voraussetzung für das EVU der Zukunft, in: Becker, Held, Riedel, Theobald (Hrsg.): Energiewirtschaft im Aufbruch, Analysen - Szenarien — Strategien, Köln 2001
- Energiedepesche (1999)
Energiedepesche: Heizungsanlagen mangelhaft, in: Heft 2 / September 1999
- Energiedepesche (2001)
Energiedepesche: Fusionen: Das große Fressen, in Heft 2 / Juni 2001

- Energie-Spektrum (1999)
Erdgas jetzt mit Zusatznutzen – Neue Perspektiven für den Wettbewerb. in: Energie-Spektrum 3/99
- Energie-Spektrum (2000b)
Partnerschaft vor neuen Herausforderungen, in: Energie Spektrum 9/2000
- Energie-Spektrum (2000c)
Markeneinführung sicher meistern, in: energie Spektrum 5/2000
- Energie Spektrum (2001a)
Faktor Mensch als Chance erkennen, in: Energie Spektrum 12/2001
- Energie Spektrum (2001b)
Blick über den Tellerrand, in: Energie Spektrum 12/2001
- EnEV (2001)
Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV), Bundesgesetzblatt Nr. 59, Teil I vom 21.11.2001
- EnWG (1998)
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 24. April 1998
- EUROHEAT (1999)
EUROHEAT & POWER - Fernwärme international: NRW-Gesetzesentwurf zur Gemeindeordnung gefährdet die Existenz von Stadtwerken. Heft 3/1999
- ET (1999a)
Wie stark ist der Wettbewerb. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999), Heft 3
- ET (1999b)
Marketinganforderungen für Energiedienstleistungsunternehmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999), Heft 3
- ET (2000a)
Risikobereitschaft und Risikomanagement von Energieversorgern. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 8
- ET (2000d)
Strategieentwicklung in dynamischen Märkten. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 10
- ET (2000e)
Unternehmensleitbild als erfolgreicher Beitrag zur Neuausrichtung. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 10
- ET (2000f)
Voraussetzungen für den deutschen Gaswettbewerb, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 4
- ET (2000g)
Organisatorische Reaktionen im liberalisierten Strommarkt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 10

- ET (2000h)
Kundenbindung durch Produktbündel, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg. (2000), Heft 12
- ET (2001a)
Stadtwerke – die Zukunft liegt im Verteilungsgeschäft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), Heft 7
- ET (2001b)
Kundenorientierung durch Service Excellence, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), Heft 8
- ET (2001c)
Strategische Allianzen und Corporate Ventures, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), Heft 9
- ET (2001d)
Zukunft der EVU - EVU der Zukunft, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg. (2001), Heft 6
- EWE (1999 ff.)
Energieversorgung Weser-Ems AG: Geschäftsbericht 1998, 1999 und 2000. Oldenburg
- EWL (1995)
Energie und Wasser Lübeck GmbH: Stadtplan Lübeck mit Eintragung der Fernwärme- und Gasversorgungsleitungen. Lübeck 1995
- EWL (2000)
Energie und Wasser Lübeck GmbH: Geschäftsbericht 1999. Lübeck 2000
- EWU (1999)
Energiewirtschaft, Wärmeversorgung, Umwelttechnik (EWU) Engineering GmbH: Kennziffernkatalog: Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft, Ausgabe 1999, Berlin 1999
- Feist (1998)
Feist, Wolfgang (Hrsg.): Tagungsband zur 2. Passivhaus-Tagung 27./28. Darmstadt 1998
- Fürböck (1999)
Martin Fürböck: Wie reagieren die kommunalen Versorgungsunternehmen auf die veränderten Bedingungen? Mit welchen Konzepten ist es möglich, Klimaschutzziele im liberalisierten Energiemarkt umzusetzen? Kurzfassung des Vortrags im 399. Kurs des Instituts für Städtebau Berlin „Kommunaler Klimaschutz/Solarorientierter Städtebau“. Berlin 1999, Vortrag 399/5
- Gahl (2001)
Gahl, Andreas: Marketingstrategien für kleine und mittlere Stadtwerke, in: Becker, Held, Riedel, Theobald (Hrsg.): Energiewirtschaft im Aufbruch, Analysen – Szenarien – Strategien, Köln 2001
- GasRL (1998)
Richtlinie 98/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

- GEWOBA (1962/63)
Aktiengesellschaft Wohnen und Bauen mbH: Bauvorhaben 73/ Bremen Neue Vahr, 1. bis 5. Bauabschnitt. Lagepläne 1:2.500. Bremen 1962/63
- Hamel (1995)
Hamel, G., Prahalad, C. K.: Wettlauf um die Zukunft - Wie Sie mit bahnbrechenden Strategien die Kontrolle über Ihre Branche gewinnen und die Märkte von morgen schaffen. Wien 1995
- Hamburg (2001)
Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg: Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas durch Energieeinsparung, Homepage
http://www.umweltrecht.de/recht/energie/laender/hh/klig_ges.htm, Abfrage 1/2001
- Hammer (1996)
Hammer, Michael; Champy, James: Business Reengineering. Die Radikalkur für das Unternehmen. 6. Auflage. Frankfurt am Main / New York 1996
- Heinloth (1997)
Heinloth, Klaus: Die Energiefrage. Bedarf und Potenziale, Nutzung, Risiken und Kosten, Braunschweig/Wiesbaden 1997
- Heinrich (1994)
Heinrich, G.: Akzeptanz, Nutzererwartung und -verhalten zum energiesparenden Bauen und Wohnen, in: VDI-Berichte Nr. 1157, Düsseldorf 1994
- Herbek (2000)
Herbek, Peter: Strategische Unternehmensführung. Kernkompetenzen, Identität und Visionen, Umsetzung, Fallbeispiele. Wien/Frankfurt 2000
- Hennicke (1997)
Hennicke, Peter: Der Wandel zum Energiedienstleistungsunternehmen: Ökologie als Kernproblem energiewirtschaftlichen Handelns, erschienen in: Energie und Umwelt – Strategien einer nachhaltigen Entwicklung, Münster 1998
- Hill (2000)
Hill, Regina: Stadtwerke im liberalisierten Markt. in: Energie Spektrum 9/2000
- Hille (1999)
M. Hille: Wärmeversorgung von Gebäuden – Stand und Entwicklung von Nachfrage und Angebot. Bremen 1999
- Hirschl (2000)
Hirschl, Bernd; Konrad, Wilfried; Scholl, Gerd: Nutzungsregime im Wandel - Ökoefiziente Dienstleistungen für einen nachhaltigen Konsum. In: Ökologisches Wirtschaften, Berlin, Heft 5 / 2000
- HLH (2001)
Heizung, Lüftung/Klima, Haustechnik: Erdgas aus der Steckdose. in: HLH Bd.52 (2001), Nr. 7(Juli 2001)
- Hüppelshäuser (1998)
H. Hüppelshäuser: Neue Chancen für Erdgas bei der Warmwasserbereitung. in: Haustechnik 2000 - Lösungen für einen veränderten Markt, ASUE (Hrsg.), Frankfurt 1998

ISI (1999)

Fraunhofer - Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI): Hemmnisabbau bei der rationellen Energieverwendung - Wohn- und Verwaltungsgebäude, Karlsruhe 1999

IWU (1989)

Institut Wohnen und Umwelt: Altbaumodernisierung und -sanierung, Bericht für die Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages, Darmstadt 1989

IWU (1995)

Institut Wohnen und Umwelt: Einsparungen beim Heizwärmebedarf – ein Schlüssel zum Klimaproblem, Darmstadt 1995

IWU (1997)

Institut Wohnen und Umwelt: Baustelle Klimaschutz – Potenziale und Strategien für eine Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Beheizung von Gebäuden, Darmstadt 1997

Karbenn (1999)

Karbenn, Frank, Schenk, Stephan: Energiehandel in der Gaswirtschaft, in: „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Heft 1/2 1999

Kern (1998)

H. Kern: Welche neuen Anforderungen stellt der Markt aus Sicht der Gasversorgungsunternehmen? Nutzen von Kosteneinsparungspotenzialen in der häuslichen Gasanwendung, in: Haustechnik 2000 – Lösungen für einen veränderten Markt, A-SUE (Hrsg.), Frankfurt 1998, S. 73-89

Kleemann (1999)

Kleemann, M.; Kuckshinrichs, W.; Heckler, R.: CO₂-Reduktion und Beschäftigungseffekte im Wohnungssektor durch das CO₂-Minderungsprogramm der KfW, Jülich 1999

Kleemann (2000a)

Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G., Hille, M.: Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden – Ergebnisse. Jülich/Bremen 2000

Kleemann (2000b)

Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G., Hille, M.: Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Wärmebereitstellung in Gebäuden – Materialien. Jülich/Bremen 2000

Kleemann (2001)

Kleemann, M., Krüger, B., Heckler, R.: Auswirkungen der Wärmebedarfsentwicklung auf Versorgungsunternehmen am Beispiel der GEW Köln, Teil 1 - Zusammenfassende Ergebnisanalysen. Jülich 2001

Knyphausen (1993)

Knyphausen-Aufsess, Dodo zu: Why are firms different? – Der „Ressourcenorientierte Ansatz“ im Mittelpunkt einer aktuellen Kontroverse im strategischen Management. in: DBW 53 (1993)

Knyphausen (1995)

Knyphausen-Aufsess, Dodo zu: Theorie der strategischen Unternehmensführung - State of the Art und neue Perspektiven. Wiesbaden 1995

Löbbe (1997)

Sabine Löbbe: Marktdynamik und Dienstleistungsstrategien für EVU. München 1997

LVA (1994 ff.)

Landesvermessungsamt Schleswig-Holstein: Topographische Karte 1:25000, Normalausgabe Nr. 2229 Krummesse. Kiel 1994
Normalausgabe Nr. 2030 Bad Schwartau. Kiel 1995
Normalausgabe Nr. 2031 Travemünde. Kiel 1995
Normalausgabe Nr. 2130 Lübeck. Kiel 1995
Normalausgabe Nr. 2230 Ratzeburg. Kiel 1995
Normalausgabe Nr. 2129 Hamberge. Kiel 1999

Meffert (1997)

Meffert, H. und Bruhn, M.: Dienstleistungsmarketing: Grundlagen - Konzepte - Methoden. Wiesbaden 1997

Meixner (1998)

H. Meixner: Klein-Blockheizkraftwerke - Kraftzwerke vor einem Siegeszug. in: Haustechnik 2000 - Lösungen für einen veränderten Markt, ASUE (Hrsg.). Frankfurt 1998

Mügge (1993)

Mügge, G.: Die Bandbreite des Heizwärmeverbrauchs. Analyse theoretischer Einflussgrößen und praktischer Verbrauchsmessungen, Dissertation TU Berlin, VDI-Verlag, Düsseldorf 1993

MVV (1999 ff.)

Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft (MVV) mbH: Geschäftsberichte 1998/99 und 1999/2000. Mannheim

Nalebuff (1996)

Nalebuff, Barry; Brandenburger, Adam: Coopetition - kooperativ konkurrieren - Mit der Spieltheorie zum Unternehmenserfolg. Frankfurt/New York 1996

Nast (1996)

Peter-Michael Nast: Die Konkurrenzfähigkeit von Nahwärmesystemen in Neubaugebieten. in: EUROHEAT & POWER – Fernwärme international 7-8/1996

Ossenbrink (1998)

Ossenbrink, H.: Energiedienstleistung der Zukunft: Eine Chance für Erneuerbare Energien in: Solarzeitalter, Heft 4/1998

Paul (1999)

Paul, Reinhard: Liberalisierung der Energiemärkte und neue Strategien der Stadtwerke. Vortrag im 399. Kurs des Instituts für Städtebau Berlin „Kommunaler Klimaschutz/Solarorientierter Städtebau“, Berlin 1999, Vortrag 399/5

Pfaffenberger (1998)

Pfaffenberger, W., Scheele, U., Salge, K.: Deregulierung der Energieversorgung: Auswirkungen auf Beschäftigung und Arbeitsverhältnisse – Kurzfassung. Bremen 1998

PHI (1997)

Passiv Haus Institut: Nutzerverhalten, Protokollband Nr. 9 des "Arbeitskreis kostengünstige Passivhäuser". Darmstadt 1997

Porter (1992)

Porter, Michael E.: Wettbewerbsvorteile (Competitive advantage): Spitzenleistungen erreichen und behaupten, Frankfurt/Main 1992

Prognos (1996)

Prognos AG: Energiereport 2 / Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020. Stuttgart 1996

Prognos (1999)

Prognos AG: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Berlin/Basel 1999

Roebers (1998)

Roebers, H.-J.: Neue kostengünstige Techniken und Trends in der Gasinstallation in den Niederlanden, in: Haustechnik 2000 - Lösungen für einen veränderten Markt, ASUE (Hrsg.). Frankfurt 1998

Rollberg (1996)

Rollberg, Roland: Lean Management und CIM aus Sicht der strategischen Unternehmensführung, Wiesbaden 1996

Roth (1980)

Roth, Ueli: „Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen“. Büro für Raumplanung, Zürich 1980

Schiffer (1999)

Schiffer, Hans-Wilhelm: Energiemarkt Deutschland. Köln 1999

Schmitz (1999)

Gerhard Schmitz: Gaswirtschaft – Gastechnik – Energiewirtschaftliche und energiepolitische Entwicklungen. in: BWK, Heft 4., April 1999

Schulz (1999)

Schulz, Wolfgang: Energieeinsparmaßnahmen im Wohnungsbau, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8/99

Seifried (1994)

Seifried, Dieter; Stark, Norbert: Energiedienstleistungen – Strategien und Marketingansätze für eine ökologische Energieversorgung, Freiburg 1994

Simon (1997)

Simon, Hermann: Die heimlichen Gewinner (Hidden Champions). Die Erfolgsstrategien unbekannter Weltmarktführer, Frankfurt/Main 1997

Simon (2000)

Simon, Hermann: Das große Handbuch der Strategiekonzepte – Ideen, die die Businesswelt verändert haben, Frankfurt/Main 2000

Stadtwerke (1996)

Stadtwerke Bremen AG: Übersichtsplan "Fernwärmeversorgung in Bremen", Bremen 1996

Stadtwerke (1998a)

Stadtwerke Bremen AG: Kooperations-Memorandum zur Stromerzeugung und -beschaffung der Stadtwerke Bremen AG, Bremen 1998

Stadtwerke (1998b)

Stadtwerke Bremen AG: Die Stromerzeugungsanlagen der Stadtwerke Bremen AG, Bremen 1998

Stahlschmidt (2000)

Sabine Stahlschmidt: Netzzugang und Liberalisierung im internationalen Vergleich. in: „Brennstoff, Wärme, Kraft“, Bd. 52, Jg. 2000, Nr. 10

- Stat. Amt (1988)
Statistisches Amt der Hansestadt Lübeck: Straßen- und Wohnplatzverzeichnis auf der Grundlage der Volks-, Gebäude- und Wohnungszählung 1987. Lübeck 1988
- Stat. BA (1998)
Statistisches Bundesamt: Im Blickpunkt: Die Bevölkerung der Europäischen Union heute und morgen - mit besonderer Berücksichtigung der Entwicklung in Deutschland. Stuttgart 1998
- Stat. BA (2001)
Statistisches Bundesamt: Statistisches Jahrbuch 2001 für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin 2001
- Stat. LA (1996)
Statistisches Landesamt Bremen: Ausstattung der Wohngebäude und Wohnungen im Lande Bremen. in: Statistische Monatsberichte 48. Jg. (1996) Heft 5
- Strom RL (1997)
Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
- swb (2000)
swb AG: Geschäftsbericht 1999. Bremen 2000
- TBE (1996a)
Technische Beratung Energie GmbH: Wärmeetlas und Emissionskataster für die Hansestadt Lübeck. Duisburg 1996
- TBE (1996b)
Technische Beratung Energie GmbH: Wärmeetlas und Emissionskataster für die Hansestadt Lübeck – Datenbestand. CD-ROM, Stand 8.10.1996. Duisburg 1996
- Technomar (1998)
Technomar GmbH (Hrsg.): Jahrbuch Energie-Contracting 1998. München 1998
- Traube (2001)
Traube, Klaus; Schulz, Wolfgang: Aktuelle Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung. Ökologische und ökonomische Wirkung eines mittelfristigen Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung zur Nah-/Fernwärmeversorgung in Deutschland. Frankfurt 2001
- UBA (1994)
Umweltbundesamt (Hrsg.): Ermittlung des ökologischen Problembewusstseins in der Bevölkerung. Berlin 1994
- UBA (1999)
Umweltbundesamt (Hrsg.): Politiksznarien für den Klimaschutz II, Szenarien und Maßnahmen zur Minderung von CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2020. Berlin 1999
- VDEW (1998)
Vereinigung Deutscher Elektrizitätsversorgungsunternehmen (VDEW) e.V.: VDEW-Statistik 1998 / Leistung und Arbeit. CD-ROM, 1998
- VEA (1999)
Bundesverband der Energieabnehmer e.V.: Energiepreise für Industrie in der EU. Pressemitteilung. Hannover 1999

- VEA (2000a)
Bundesverband der Energieabnehmer e.V.: „Von Wettbewerb keine Spur!“. Pressemitteilung des VEA vom 3. 1. 2000. Hannover 2000
- VEA (2000b)
Bundesverband der Energieabnehmer e.V. (VEA): „Mittelstand gründet Erdgaspool“. Pressemitteilung des VEA vom 31.1 2000. Hannover 2000
- VV I (1998)
Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelte vom 22. Mai 1998
- VV II (1999)
Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999
- Wagner (1997)
Wagner & Co: Firmenprospekt. Marburg 1997
- Winkens (1993a)
Winkens, H.P.: IKARUS - Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien: Teilprojekt 4 „Daten: Umwandlungssektor“ Unterbereich „Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung. Endbericht 6/93, Teil A
- Winkens (1993b)
Winkens, H.P.: IKARUS - Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien: Teilprojekt 4 „Daten: Umwandlungssektor“ Unterbereich „Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung. Endbericht 6/93, Teil B
- Witt (1999)
Witt, J., Leuchtner, J.: Passivhäuser: Nischenprodukt oder Zukunftsmarkt? Eine Marktpotenzialstudie, Freiburg 1998; erschienen in: Feist, 3. Passivhaus Tagung 1999, Tagungsband. Darmstadt 1999

1. Basisdaten

Bei dem gewählten "Beispiel-EVU" handelt es sich um ein Versorgungsunternehmen in einer Stadt mit 200.000 Einwohnern, das über eine vergleichsweise weit ausgebaute Fernwärmesparte verfügt und etwa ein Drittel des Stromabsatzes durch Eigenerzeugung in einem Steinkohle-Heizkraftwerk abdeckt.

Die für die geplanten Berechnungen wesentlichen Kennzeichen des betrachteten Unternehmens wie die Absatz- und Erlössituation sowie die Siedlungsstruktur sind in den nachfolgenden Tabellen zusammengestellt.

Tabelle A - 1: Absatz- / Erlösstruktur "Beispiel-EVU"; Quelle: [AGFW (2000a), S. 212]

	Absatz [GWh/a]	Jahresumsatz 1999 [Mio. €]
Strom	1.000	86
Fernwärme	700	29
Gas	1.354	32

Tabelle A - 2: Siedlungsstruktur "Beispiel-EVU"; Quelle: [AGFW (2000a), S. 212]

		Fläche
ST 2	Ein- bis Dreifamilienhäuser, geringe Dichte	k. A.
ST 4	Reihen- und Doppelhäuser (RDH), dichte Anordnung, Bestand und Neubau	1,6 km ²
ST 5	Zeilenbebauung, 3-5 geschossige große Mehrfamilienhäuser (GMH) und Hochhäuser	6,6 km ²
ST 7	Städtische Blockrandbebauung, kleine Mehrfamilienhäuser (KMH), große Mehrfamilienhäuser (GMH)	3,0 km ²
ST 8	City-Bebauung mit großer Dichte, KMH, GMH, Kleinverbraucher	3,6 km ²
ST 10	Gewerbegebiet, Neubau Gewerbegebiet	3,1 km ²

Tabelle A - 3: Versorgungsstruktur "Beispiel-EVU"; Quelle: [AGFW (2000a), S. 212]

Fernwärmeversorgung:		
	Fernwärme-Anteil 1999	Absatz 1999
ST 2:	0%	0 GWh
ST 4:	24 %	275 GWh
ST 5:	72 %	320 GWh
ST 7:	24 %	60 GWh
ST 8:	48 %	15 GWh
ST 10:	18 %	30 GWh
Gasversorgung:		
innerhalb der Fernwärmeversorgungsgebiete		654 GWh
außerhalb der verdichteten Zone (z. B. ST 2)		700 GWh

2. Ermittlung des Wärmeabsatzes

Mit dem IKARUS-Raumwärmemodell (vgl. Kapitel 2.4.1) wird in einem ersten Schritt die zukünftige Entwicklung des Endenergiebedarfs bezogen auf die im betrachteten Versorgungsgebiet vorliegenden Siedlungstypen (vgl. Tabelle A - 2) berechnet.

Für die Entwicklung des Wärmeabsatzes (Raumwärme und Niedertemperatur-Prozesswärme) ergibt sich - bezogen auf die einzelnen, im Versorgungsgebiet des "Beispiel-EVU" gemäß [AGFW (2000a)] vorliegenden Siedlungstypen - aus den Rechnungen mit dem Unternehmensmodell das folgende Ergebnis:

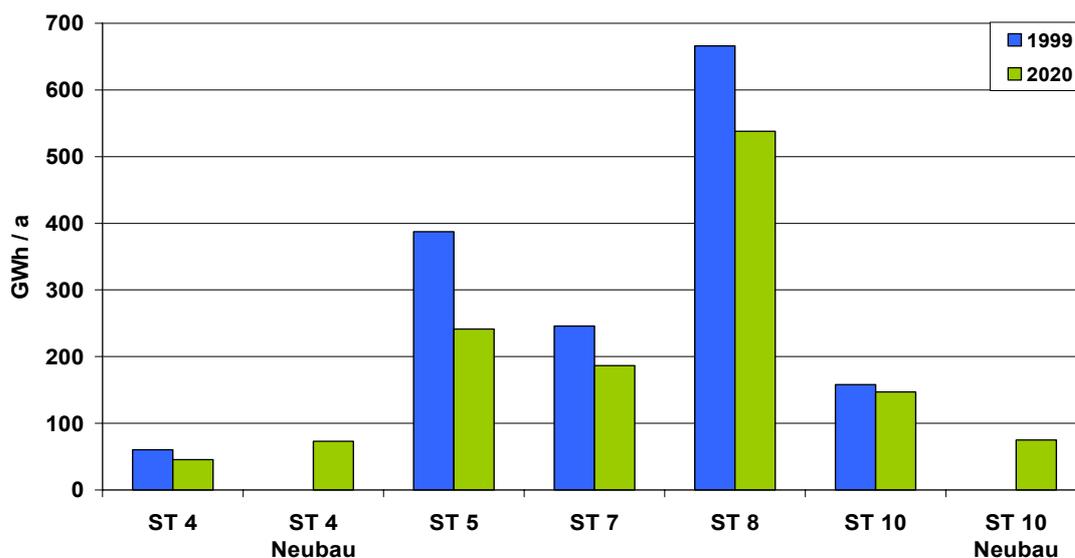


Abbildung A - 1: Entwicklung des Wärmeabsatzes (Raumwärme, NT-Prozesswärme) für die einzelnen Siedlungstypen des "Beispiel-EVU"; Quelle: [bremer energie institut]

3. Berechnung der Absatzentwicklung

Mit Hilfe dieses Modells wird dann die Absatzentwicklung - getrennt für die Fernwärme- und die Gas-Sparte sowie für unterschiedliche Versorgungsvarianten errechnet. Dazu ist es in einem ersten Schritt erforderlich, die zu betrachtenden Varianten für die zukünftige Entwicklung der Fernwärme festzulegen. Vorausgesetzt wurde jeweils eine Fernwärmeanbindung sowohl zentrumsnaher Neubaugebiete (ST 4 / Reihen- und Doppelhäuser) als auch neuer Gewerbegebiete (ST 10). Die Unterschiede zwischen den drei definierten Varianten "Fernwärme-Zubau", "Stagnation" und "Rückgang" liegen infolgedessen darin, ob und in welchem Maße Verdichtungsmaßnahmen in den bereits fernwärmeerschlossenen Gebieten bzw. angrenzenden Bereichen durchgeführt werden:

Zubau: In allen betrachteten Siedlungstypen - mit Ausnahme von ST 5 (Zeilenbebauung), der ohnehin bereits als überwiegend fernwärmeversorgt eingestuft wird - finden erhebliche FW-Verdichtungsmaßnahmen statt.

Stagnation: In diesem Szenario wird der Fernwärmeabsatz lediglich in den Siedlungstypen 8 (City-Bebauung) / 7 (Blockrandbebauung) noch um 25 % / 10 % gesteigert.

Rückgang: Hier wird auf jegliche Fernwärmeverdichtungsmaßnahme verzichtet.

Exemplarisch ist nachfolgend die Versorgungsstruktur in den Jahren 1999 und 2020 für die Variante "Zubau" dargestellt.

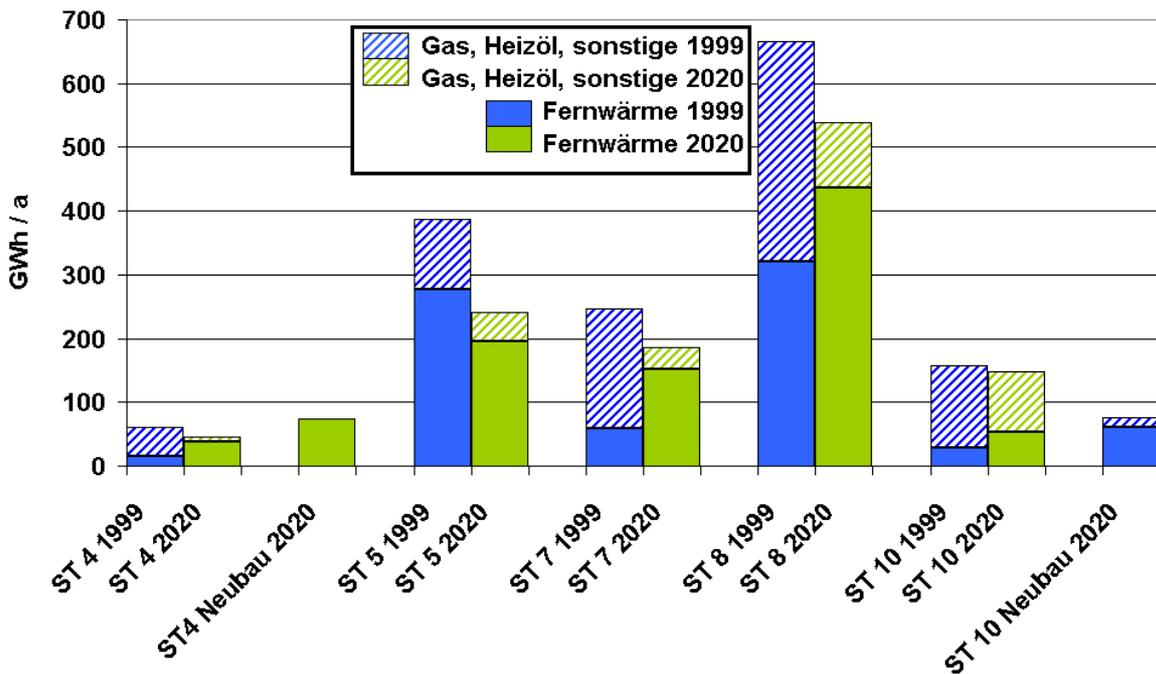


Abbildung A - 2: Absatzentwicklung Fernwärme "Beispiel-EVU" in der Variante "Zubau"; Quelle: [bremer energie institut]

Entsprechende Rechnungen werden mit dem Simulationsmodell für die Entwicklungsvarianten "Stagnation" und "Rückgang" durchgeführt.

4. Berechnung der Spartenergebnisse

Um in einem nächsten Schritt die Ergebnisse in den einzelnen Sparten zu kalkulieren, müssen die Kosten für die Energieerzeugung/ -verteilung, Wartung, Instandhaltung, Personal usw. erfasst werden. Hierzu ist die Wärmeerzeugungssituation des "Beispiel-EVU" aufzunehmen [AGFW (2000a), S. 214 ff.].

Es wird unterstellt, dass die Grundlast des Wärmebedarfs im Ausgangszustand durch ein Kohle-Heizkraftwerk (HKW) aus dem Jahre 1985 und die Spitzenlast durch erdgasbefeuerte Spitzenlastkessel gedeckt werden; die Wärmeeinspeisung erfolgt zu 70% durch das HKW und zu 30% durch den Spitzenkessel. Dies entspricht der Versorgungssituation etlicher fernwärmeorientierter Stadtwerke. Um das mögliche Spektrum für die energetische Effizienz bei der Wärmeerzeugung zu berücksichtigen, werden zwei Varianten des Heizkraftwerkes betrachtet, die eine identische Wärmeauskopplung bei identischem Brennstoffeinsatz ausweisen, sich aber in den Stromkennwerten grundlegend unterscheiden:

Tabelle A - 4: Technische Daten der Fernwärme-Erzeugung; "Beispiel-EVU"; Quelle: [AGFW (2000a), S. 216]

<u>Kohle-HKW</u>	
- günstige Bedingungen	103 MW _{el} / 77 MW _{el} , 132 MW _{th} , 285 MW _{Br} , Stromkennziffer = 0,58, Stromverlustkennziffer = 0,2
- ungünstige Bedingungen	95 MW _{el} / 55 MW _{el} , 132 MW _{th} , 285 MW _{Br} , Stromkennziffer = 0,42, Stromverlustkennziffer = 0,3
<u>erdgasbefeuerte Spitzenkessel</u>	etwa 200 MW _{th}

Die spezifischen Kostenansätze für die vorgegebene Erzeugungsstruktur werden in der folgenden Tabelle A - 5 aufgelistet.

Tabelle A - 5: Spezifische Kosten der Fernwärme-Erzeugung, "Beispiel-EVU"; Quelle: [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

Kohle-HKW	spezifische Kosten	Einheit
spezifische Investitionskosten	1.585	€/kW _{el}
WIS, Versicherung, Verwaltung in % der Invest./a	3,5	%
Personalkosten (0,75 Personen/ MW _{el})	51	T€/(P*a)
Hilfs- und Betriebsstoffe + Entsorgung	1,3	€/MWh _{th}
Brennstoffkosten	5,7	€/MWh _{th}
Spitzenlastkessel		
spezifische Investitionskosten	92	€/kW _{el}
WIS, Versicherung, Verwaltung in % der Invest./a	2,5	%
Personalkosten (0,025 Personen/ MW _{el})	51	T€/(P*a)
Brennstoffkosten	13,3	€/MWh _{th}

5. Beispielrechnung

Auf der Grundlage der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Basisdaten werden für jeden der im Versorgungsgebiet des "Beispiel-EVU" definierten Siedlungstyp die Investitionskosten für die Fernwärmeverteilung errechnet. Exemplarisch sind in der nachfolgenden Tabelle die Ergebnisse für den Siedlungstyp 4 (Reihenhaussiedlung, dichte Anordnung) zusammengestellt.

Tabelle A - 6: Investitionskosten für eine Fernwärmeverteilung im Siedlungstyp 4 des "Beispiel-EVU"; Quelle: Berechnung nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

	Einheit:	ST 4
Technische Daten:		
Höchstlast-Wärmedichte	MW/km ²	15
Wärmedichte	MWh/km ²	24
Mittlerer Durchmesser bei Temperatur-Spreizung 70 K	mm	61
Spezifische Kosten: 180 €+1.800€ d (d = Durchmesser in m)	€/m '99	289
Investitionskosten für die Unterverteilung	T€/km ²	3464
Spezifische Investitionskosten der Unterverteilung	T€/MW Höchstlast	229
Investitionskosten der Hausanschlüsse:		
Anschlusslänge	m	8
Anschlüsse pro km ² bei Endausbau	Anzahl	1632
spezifische Investitionskosten	€/m	230
Investitionskosten für Anschluss pro km ²	T€	3003
spezifische Investitionskosten der Anschlussleitungen	T€/MW Höchstlast	198
spezifische Investitionen der Unterverteilung	T€/MW Höchstlast	427

Werden die weiteren der Fernwärmeverteilung zuzuschlagenden Kosten für Pumpstationen, Pumpenstrom, Verwaltung usw. berücksichtigt, ergeben sich für die einzelnen Siedlungstypen folgende Gesamtkosten der Fernwärmeverteilung:

Tabelle A - 7: Gesamtkosten für die Fernwärmeverteilung bezogen auf einzelne Siedlungstypen ("Beispiel-EVU", Datenbasis 1999); Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

	Einheit:	ST 4	ST 4 Neubau	ST 5	ST 7	ST 8	ST 10	ST 10 Neubau
Annuität	€/MWh	11,92	10,52	7,01	9,48	4,46	3,72	4,98
Pumpstationen/ Pumpenstrom	€/MWh	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Verwaltung und Vertrieb	€/MWh	5,62	5,62	5,62	5,62	5,62	5,62	5,62
sonst. Kosten	€/MWh	1,11	0,77	1,11	1,11	1,62	1,62	0,77
Summe:	€/MWh	19,16	17,42	14,25	16,72	12,21	11,47	11,88
Anteil des Typs an der gesamten FW-Versorgung (Ausgangssituation)		8%	14%	30%	14%	17%	10%	8%

Aus der Summe der Fernwärmeerzeugungs- und verteilungskosten können nun die Fernwärmegestehungskosten für das betrachtete "Beispiel-EVU" ermittelt werden, differenziert nach der unterschiedlichen Effizienz der Wärmeerzeugung (vgl. Tabelle A - 4) und jeweils für die definierten drei Varianten der Fernwärmeentwicklung (Zubau, Stagnation und Rückgang). Die Ergebnisse sind in der Tabelle A - 8 zusammengestellt.

Tabelle A - 8: Errechnete Fernwärmegestehungskosten für das "Beispiel-EVU" bei unterschiedlicher Effizienz der Wärmeerzeugung und für 3 definierte Varianten der FW-Entwicklung; Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

Fernwärmekosten (€/MWh)	1999	Günstige Bedingungen 2020			Ungünstige Bedingungen 2020		
		Zubau	Stagnation	Rückgang	Zubau	Stagnation	Rückgang
Fernwärmeverteilung	14,80	16,90	13,80	12,30	16,90	13,80	12,30
Fernwärmeerzeugung							
• Kohle-HKW (einschließlich Stromgutschrift)	31,20	14,80	22,50	30,70	19,43	27,10	35,30
• Spitzenlastkessel	25,60	23,01	23,52	23,52	24,03	24,03	24,03
Summe Fernwärmeerzeugung	29,70	17,40	22,50	28,63	21,00	26,10	32,21
Fernwärmelieferkosten	44,50	34,30	36,30	40,90	37,32	39,90	44,50

Es wird deutlich, dass die höchsten Erzeugungskosten aufgrund einer geringeren Auslastung der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage bei der Variante "Rückgang" auftreten, die andererseits jedoch durch den Verzicht auf einen weiteren Fernwärmeausbau die geringsten Fernwärmeverteilungskosten aufweist. Die Spannbreite der gesamten Fernwärmegestehungskosten als Summe von Erzeugung und Verteilung beträgt in 2020 rund 7 €/MWh.

Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zum einen zu beachten, dass der anlegbare Fernwärmepreis für eine entsprechende Wärmeversorgung bei etwa 40,90 €/MW_{th} liegt und dass in den angegebenen Gestehungskosten - abgesehen von 5,60 €/MWh, die in den Verteilungskosten enthalten sind - noch keine Gewinnmarge für das Versorgungsunternehmen berücksichtigt wurde. Es zeigt sich aber, dass die Fernwärmesparte in den Varianten "Zubau" und "Stagnation" in 2020 zumindest kostendeckend ist.

Auf der Basis der Fernwärmeabsatzentwicklung wurden mit den ermittelten Werten für die Fernwärmegestehungskosten die Erlöse der Fernwärmesparte des "Beispiel-EVU" berechnet.

Die Strom- und die Gassparte waren in der Ausgangsversion des Simulationsmodell, die zur Untersuchung von Fragestellungen der Fernwärmeversorgung entwickelt wurde, nur grob abgebildet. Die Ergebnisse dieser Sparten werden daher nachfolgend lediglich in einer Zusammenfassung dargestellt [vgl. Tabelle A - 8 und Tabelle A - 9].

Tabelle A - 9: Absatzentwicklung der Gas-Sparte, "Beispiel-EVU"; Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

<u>Absatzentwicklung in Fernwärmeversorgungsgebieten in GWh/a:</u>				
	1999		2020	
		Zubau	Stagnation	Rückgang
Haushaltskunden	458	255	501	643
Industriekunden	196	196	196	196
<u>Absatzentwicklung außerhalb in GWh/a:</u>				
	1999		2020	
Haushaltskunden	630		567	
Industriekunden	70		70	

Tabelle A - 10: Entwicklung der spezifischen Erlöse und Kosten der Strom-Sparte, "Beispiel-EVU"; Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

<u>Spezifische Erlöse nach Kundengruppen:</u>		
	<u>1999</u>	<u>2020</u>
Sondervertragskunden	0,06 ct/kWh	0,04 - 0,05 ct/kWh
Gewerbekunden	0,10 ct/kWh	0,08 - 0,09 ct/kWh
Haushaltskunden	0,12 ct/kWh	0,10 - 0,11 ct/kWh
<u>Spezifische Kosten:</u>		
Eigenerzeugung	2,3 ct/kWh	2,7 ct/kWh
Fremdbeschaffung	2,3 – 3,5 ct/kWh	2,3 - 3,5 ct/kWh
durchschn. Verteilungskosten	2,2 ct/kWh	2,2 - 2,3 ct/kWh
Konzessionsabgabe SVK	1,12 ct/kWh	1,12 ct/kWh
Konzessionsabgabe TK	0,46 ct/kWh	0,46 ct/kWh

Die für die strategischen Entscheidungen des betrachteten "Beispiel-EVU" relevanten Ergebnisse sind nachfolgend noch einmal für die Fernwärme- und für die Strom-Sparte unter Berücksichtigung der bereits genannten Sensitivitäten grafisch dargestellt.

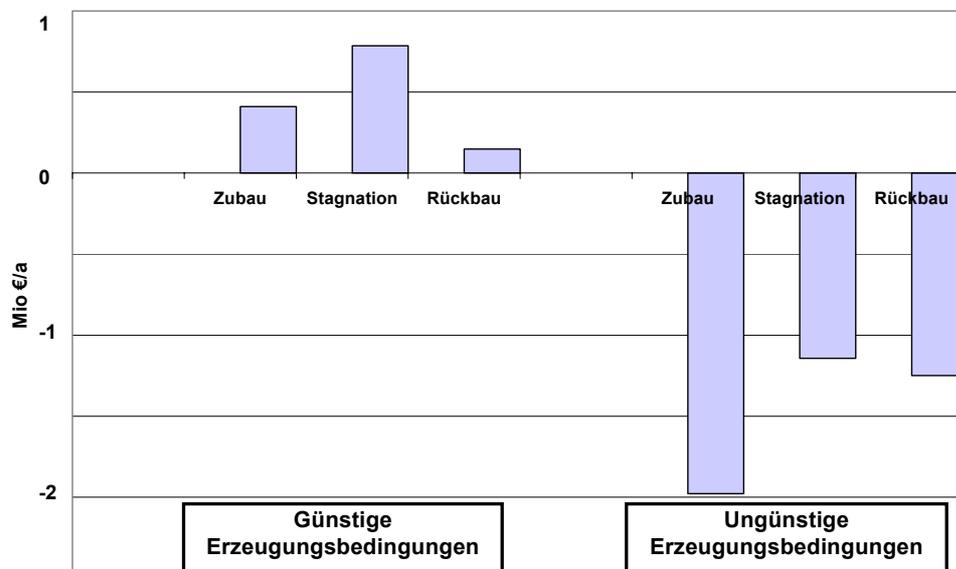


Abbildung A - 3: Ergebnis der Fernwärmesparte des "Beispiel-EVU" in 2020 für 3 Varianten bei unterschiedlichen Erzeugungsbedingungen; Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

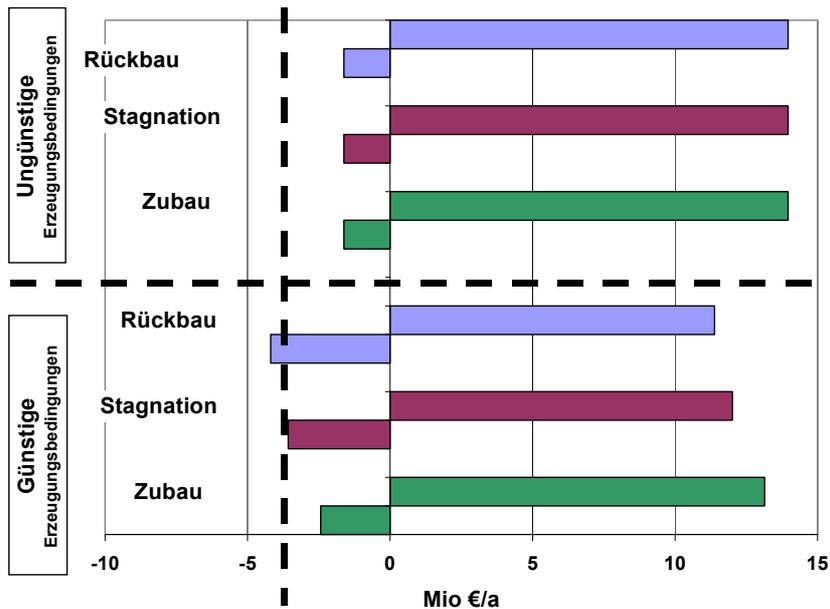


Abbildung A - 4: Ergebnis der Stromsparte des "Beispiel-EVU" in 2020 für 3 Varianten bei unterschiedlichen Erzeugungsbedingungen; Quelle: Berechnungen nach [AGFW (2000a), S. 217 ff.]

Wärmeatlas und Emissionskataster

Die "Objektdatei" des Wärmeatlas umfasst insgesamt 41.413 Datensätze und liefert zu jeder Kundenadresse die Kenndaten des jeweiligen Objektes sowie Informationen zum "Heizenergiebedarf", zum "Erdgaspotenzial", zu den CO₂-Emissionen im Ist-Zustand usw.

Objektadresse		Bezirk: <input type="text" value="2093"/>			
		Straße: <input type="text" value="ABSALONSHORSTER WEG"/>	HNr+Z: <input type="text" value="49"/>		
Objektkenndaten		Typ: <input type="text" value="4"/>	Bemerkungen:		
<input type="button" value="Info"/>	Baujahr: <input type="text" value="A"/>	<input type="text"/>			
	Geschosse: <input type="text" value="1,5"/>				
Normierte Verbrauchs- und Prognosewerte	Heizenergiebedarf: <input type="text" value="28983"/>	kWh/a	Strom: <input type="text"/>	kWh/a	
	EG-Potential: <input type="text" value="28983"/>	kWh/a	NStromAnteil: <input type="text"/>	kWh/a	
	Gas: <input type="text" value="0"/>	kWh/a	Fernwärme: <input type="text"/>	kWh/a	
	Heizzentrale: <input type="text"/>		Heizwerk: <input type="text"/>		
Emissionswerte		IstCO ₂ : <input type="text" value="6912"/>	kg/a	IstSO ₂ : <input type="text" value="9"/>	kg/a
		ProgCO ₂ : <input type="text" value="5289"/>	kg/a	ProgSO ₂ : <input type="text" value="0"/>	kg/a

Abbildung A - 5 Ansicht "Objekt-Datei", Wärme- und Emissionskataster Lübeck; Quelle: [TBE (1996a)]

Dabei sind die einzelnen Objekte in einer ersten Angabe einem der genannten statistischen Bezirke zugeordnet (Beispiel in der vorstehenden Abbildung: "Bezirk 2093", d.h. Strecknitz/Rothebeck im Stadtteil St. Jürgen).

Die Daten zur Gebäudeanzahl, zu den Gebäudetypen, zum "Heizenergiebedarf" usw. werden nicht explizit für diese statistischen Bezirke angegeben; über eine entsprechende Abfrage aus der Access-Datenbank können sie jedoch relativ einfach für jeden statistischen Bezirk aufsummiert werden.

Der Wert für den "Heizenergiebedarf", der in der Datenbank angegeben ist, basiert auf den tatsächlich abgerechneten Gas- bzw. Fernwärmeverbräuchen. Gebäude mit unbekanntem Verbrauchswerten - in denen z.B. die Wärmeversorgung über eine Ölheizung erfolgt - wurden nach Auskunft der Energie und Wasser Lübeck GmbH über den Vergleich mit ähnlichen Gebäuden mit bekannten Verbräuchen eingestuft.

Die Angabe "EG-Potenzial" stellt den potenziellen Gasabsatz bei Vollversorgung des Gebäudes mit diesem Energieträger dar. Bei "Gas" und "Fernwärme" sind gegebenenfalls die abgerechneten Verbräuche der einzelnen Objekte angegeben.

Das Stadtgebiet Lübecks ist in 10 Stadtteile gegliedert, die wiederum in 156 sogenannte statistische Bezirke unterteilt sind.

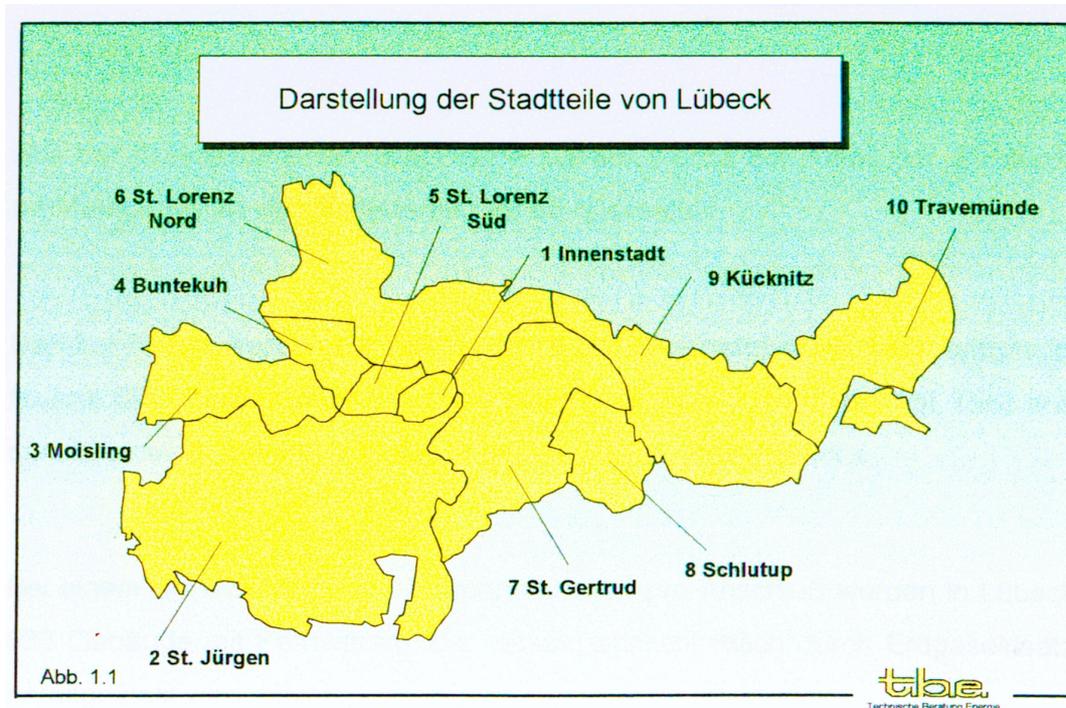


Abbildung A - 6: Darstellung der Stadtteile von Lübeck; Quelle: [TBE (1996a), S. 3]

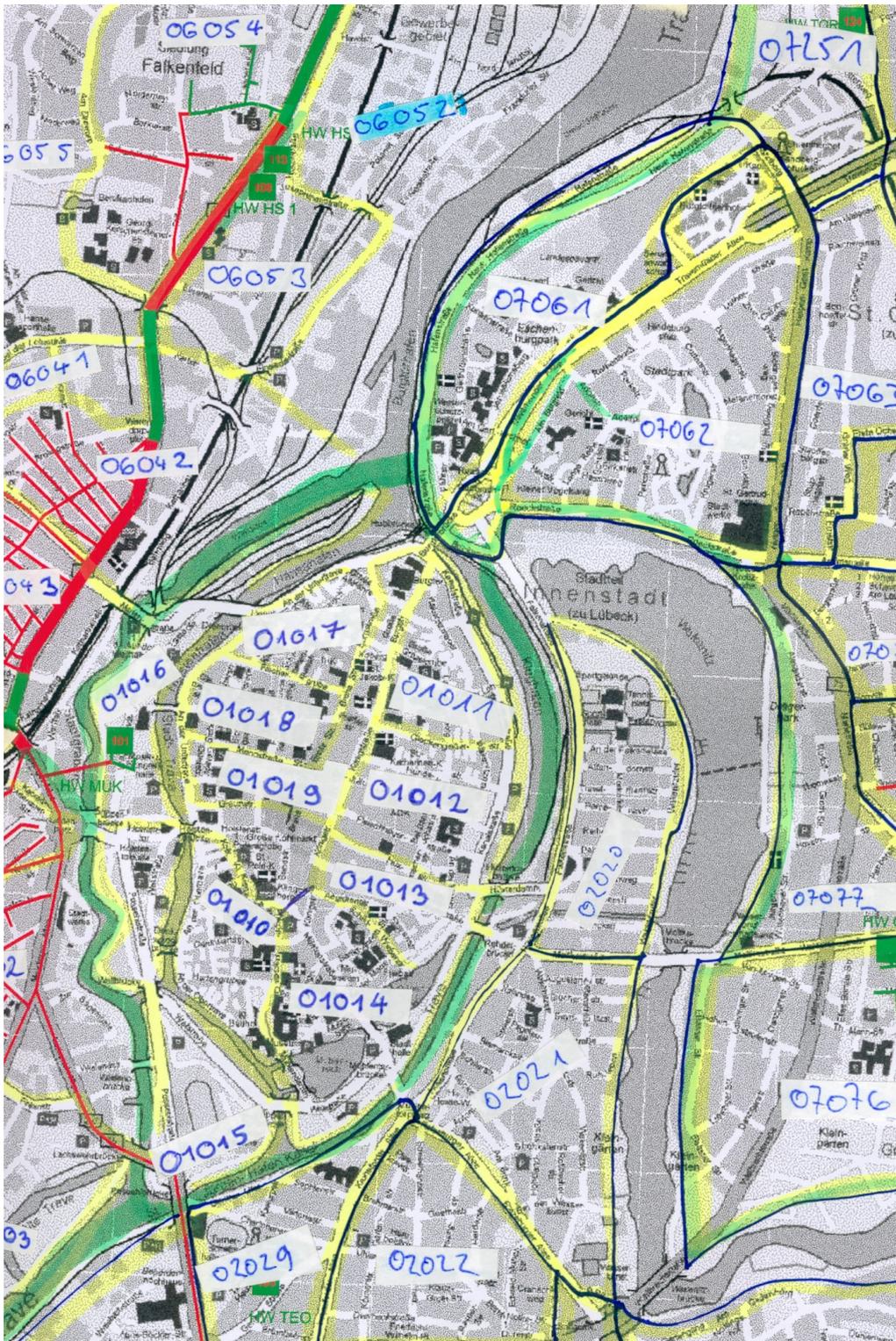
"Straßen- und Wohnplatzverzeichnis der Hansestadt Lübeck"

Tabelle A - 11: Auszug aus dem "Straßen- und Wohnplatzverzeichnis der Hansestadt Lübeck"; Quelle: [Stat. Amt (1988), S. 15]

Straße	Hausnummer	Wohn- gebäude	Woh- nungen	Haus- halte	Ein- wohner
02 St. Jürgen					
02.02 Hüxtertor/Mühlentor/Gärtnergasse					
02.02.7					
Behringstr.		51	74	74	159
Billrothstr.		23	133	133	266
Dorfstr.	12-60	25	72	71	142
Feldstr.		31	118	117	197
Friedrich-Ebert-Hof		8	58	59	83
Friedrichstr.	2-Ende, 7-Ende	46	289	288	504
Heidstr.		6	45	45	103
Helmholtzstr.		32	193	192	328
Hirtenstr.		37	112	116	240
Kronsforder Allee	68-118, 75-127Z	82	358	357	578
Robert-Koch-Str.		28	298	292	451
Röntgenstr.	2-Ende	18	171	169	263
Trendelenburgstr.	2-Ende, 27-Ende	19	110	110	174
Virchowstr.		39	53	54	120
Summe		445	2084	2077	3608

Statistische Bezirke in Lübeck

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Auszug aus dem Stadtplan Lübecks mit Markierung einiger statistischer Bezirke



Grün umrandet: Stadtteil, **Gelb** umrandet: statistischer Bezirk (mit Kennziffer)

Abbildung A - 7: Auszug aus dem Stadtplan Lübeck mit Markierung der statistischen Bezirke; Quelle: [eigene Darstellung]

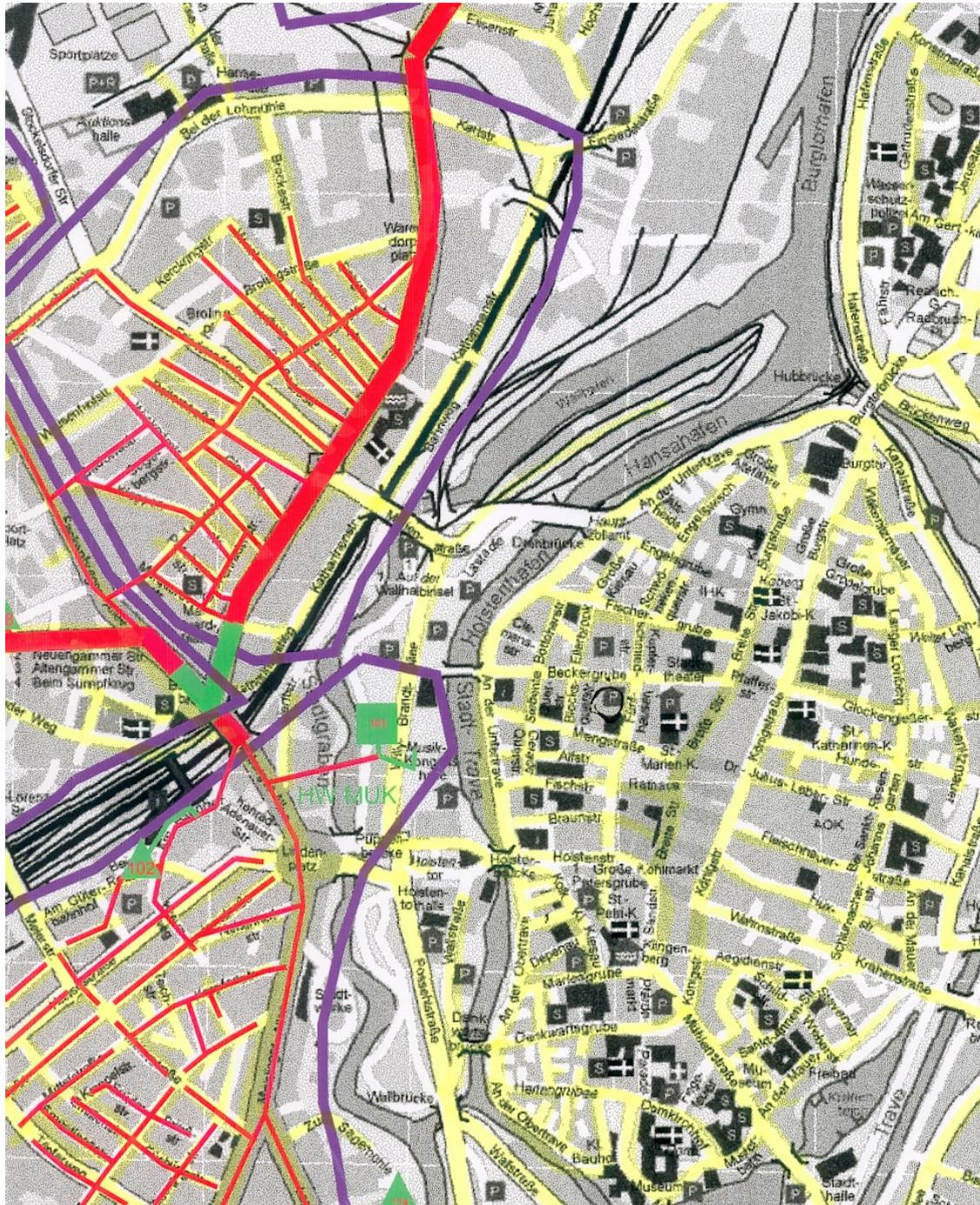


Abbildung A - 8: Auszug aus dem Stadtplan Lübeck mit Eintragung der FW- und Gasversorgungsleitungen; Quelle: [EWL (1995)]

Messtischblätter zum Versorgungsgebiet der EWL GmbH

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Auszug aus einem Messtischblatt, auf dem ein Teil des Versorgungsgebietes der EWL GmbH im Maßstab 1: 25.000 dargestellt ist.



Abbildung A - 9: Auszug aus "Messtischblatt" Lübeck; Quelle: LVA (1995), Normalausgabe Nr. 2130 Lübeck]

Tabelle A - 12: Beispiele für "typische Siedlungstypen" im Versorgungsbereich der EWL GmbH; Quelle [eigene Aufstellung]

Bezirk	Gebiet	Statist. Bezirk	Siedlungstyp nach Roth
1010	Innenstadt		9
1011	Innenstadt		9
1012	Innenstadt		9
1013	Innenstadt		9
1017	Innenstadt		9
1019	Innenstadt		9
2023	St. Jürgen	Hüxtertor/ Mühlentor/ Gärtnergasse	2
2025	St. Jürgen	Hüxtertor/ Mühlentor/ Gärtnergasse	4
2092	St. Jürgen	Strecknitz/Rothebek	2
2094	St. Jürgen	Strecknitz/ Rothebek	2
2095	St. Jürgen	Strecknitz/Rothebek	2
3191	Moisling	Niendorf/ Moorgarten	2
3210	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	2
3211	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	5
3213	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	2
3216	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	2
3218	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	5
3219	Moisling	Alt-Moisling/ Genin	4
4222	Buntekuh		4
4225	Buntekuh		4
4227	Buntekuh		2
4228	Buntekuh		2
5034	St. Lorenz Süd		4
5036	St. Lorenz Süd		5
6047	St. Lorenz Nord	Holstentor-Nord	4

Bezirk	Gebiet	Statist. Bezirk	Siedlungstyp nach Roth
6242	St. Lorenz Nord	Dornbreite/Krempelsdorf	2
6245	St. Lorenz Nord	Dornbreite/Krempelsdorf	2
7070	St. Gertrud	Marli/ Brandenbaum	5
7074	St. Gertrud	Marli/ Brandenbaum	2
7083	St. Gertrud	Eichholz	2
7085	St. Gertrud	Eichholz	2
7086	St. Gertrud	Eichholz	2
7252	St. Gertrud	Karlshof/ Israelsdorf/Gothmund	2
7253	St. Gertrud	Karlshof/ Israelsdorf/Gothmund	2
7254	St. Gertrud	Karlshof/ Israelsdorf/Gothmund	2
7255	St. Gertrud	Karlshof/ Israelsdorf/Gothmund	2
7256	St. Gertrud	Karlshof/ Israelsdorf/Gothmund	2
8263	Schlutup		2
9274	Kücknitz	Dänischburg/ Siems/Rangenberg/ Wallberg	2
9281	Kücknitz	Herrenwyk	2
9290	Kücknitz	Alt-Kücknitz/Dummersdorf/ Roter Hahn	2
9291	Kücknitz	Alt-Kücknitz/Dummersdorf/ Roter Hahn	4
9294	Kücknitz	Alt-Kücknitz/Dummersdorf/ Roter Hahn	4
9295	Kücknitz	Alt-Kücknitz/Dummersdorf/ Roter Hahn	2
9296	Kücknitz	Alt-Kücknitz/Dummersdorf/ Roter Hahn	2
10320	Travemünde	Alt-Travemünde/Rönnau	2
10324	Travemünde	Alt-Travemünde/Rönnau	2
10328	Travemünde	Alt-Travemünde/Rönnau	2
10332	Travemünde	Priwall	4
10341	Travemünde	Teutendorf	2
10351	Travemünde	Brodten	2

WBG Nr.	Anzahl WE	Anzahl Gebäude	Baujahr	Anteil Gewerbe	Verteilung im Stadtgebiet	Raumwärme-Versorgung	Wärmedämm-Standard	geplante Maßnahmen
1	3 bis 90 WE pro Gebäude	300		10 %	gesamtes Stadtgebiet	FW, Gas-EH, Gas- und Öl-ZH, NSSH	Es wurden sukzessive Maßnahmen durchgeführt, 85% der Fenster isolierverglast.	kein Etat für WD-Maßnahmen vorhanden, keine flächendeckenden Maßnahmen geplant
2	48 WE	4	1960	0 %	vor allem Moising	Fernwärme	Isolierverglasung 100%, 1 Giebel gedämmt	in den nächsten 5 Jahren keine Maßnahmen geplant
3	411 WE	34	??	0 %	vor allem St. Lorenz Süd	Gas- und Öl-ZH, FW, auch Gas-EH	unbekannt (?)	Wegen Verkauf des Unternehmens ist WD zurzeit kein Thema
4	840 WE (Eigenbesitz)	36	1925-97	0 %	St. Lorenz Nord und Süd, St. Gertrud, Schlutup	Gas- und Öl-ZH, FW, auch Gas-EH	je 1 Objekt mit Wärmeverbund-Fassade ausgerüstet in 2000 und in 2001	Wegen Wohnwertverbesserung sollen in den kommenden Jahren jährlich 2-3 Objekte komplett gedämmt werden.
5	1313 WE	???	ab 1949	0 %	gesamtes Stadtgebiet	FW, Gas- und Öl-ZH	Fast 100% Isolierverglasung, 30% Außenwanddämmung, 25% Dämmung der Kellerdecken u. obersten Geschossdecken, insgesamt sind ca. 25% des Bestandes umfassend wärmetechnisch saniert.	Erweiterung der Maßnahmen auf alle Gebäude unrealistisch, nur Einzel-Maßnahmen geplant wie Heizungsanlagen-Erneuerung im Zuge der EnEV
6	3.500 WE (Eigenbesitz)		1952-70	zu vernachlässigen	Moising	vorrangig Ölheizung, große Zentrale für 300 WE (70er Jahre), im Sommer auf Gas-Betrieb umschaltbar (Betrieb durch EWL)	Umfangreiche Dämm-Maßnahmen wurden durchgeführt. 100% Isolierverglasung seit 70er Jahren (k-Wert 2,8); bei WD-Maßnahmen werden Scheiben gewechselt (k-Wert 1,3-1,6). Ansonsten Vollwärmeschutz+ Dämmung Kellerdecke + Dämmung oberste Geschossdecke bei Sanierung/Modernisierung. Bisher ca. 50% abgeschlossen.	Sukzessive weitere Wärmeschutzmaßnahmen in Verbindung mit Sanierung/Modernisierung geplant. Noch nicht alle Häuser aus den 50er Jahren saniert "und jetzt sind schon wieder die aus den 70ern dran". Wegen zu erwartender weiterer Verschärfungen der rechtlichen Vorgaben werde "man nie fertig".
7	5.000 WE 6-150 WE/Gebäude	???	1900-99	1 %	Gebäude über Stadtgebiet verteilt, Schwerpunkt St. Jürgen	FW, Gaszentral- und Gasetagenheizung	Fast alle Altbauten bereits saniert mit Vollwärmeschutz Fassade, Dämmung Keller- und obere Geschossdecke, 95-100% Isolierverglasung	In 2007 Fertigstellung von 262 WE in NEH-Standard, weitere Dämm-Maßnahmen nicht geplant

8	2.500 WE (Eigenbesitz)	Mitte der 40er bis Mitte 50er Jahre	max. 2 %	gesamtes Stadtgebiet, Schwerpunkt St. Gertrud	Gas-ZH, einige (600 WE) FW, wenige Öl-Heizungen	100% Isolierverglasung; Wärmedämm-Verbindungssystem in 5 Gebäuden (150 WE), keine Kellerdeckendämmung; bei Neueindeckung von Dächern wird oberste Geschossdecke gedämmt (realisiert bei ca. 35% des Bestandes)	Dämmung oberste Geschossdecke geht weiter. In 2002 Wärmedämmverbundsystem für 55 WE geplant.
9	4.700 WE 4.500 (Eigentum) 200 (Verwaltg.)	145 26% bis 54 23% bis 64 23% bis 74 8% bis 84 3% bis 94 17% ab 95	2-3 GE	Gebäude über Stadtgebiet verteilt, Schwerpunkt St. Lorenz Nord	FW, Gas-ZH und -EH, wenig Ölheizungen, keine NSSH	3 NEH-Musterprojekte (108 WE, Sanierung, 108 WE, 2002; 84 WE, Sanierung, 2002; 32 WE, Neubau, mit WRG) 95% Isolierverglasung; Dämmung der Kellerdecke oder oberster Geschossdecke nur in neuen Bauvorhaben oder bei Modernisierung; Wärmedämm-Verbindungssystem realisiert bei 500 WE	Flächendeckende Fassadendämmung soll in 5 Jahren abgeschlossen sein
10	800 WE	1938-77	1 Gewerbe objekt, 1 Mischnut zung		Gas-ZH (97 WE), ÖL-ZH (24 WE), Gas-EH (restl. WE)	Isolierverglasung bei 288 WE in 33 Gebäuden; Fassadendämmung 273 WE in 32 Gebäuden, keine Maßnahmen bei Kellerdecken oder obersten Geschossdecken	Planung zurzeit noch unklar; Wärmedämmung aber nur in Zusammenhang mit Sanierungstätigkeiten
11	9.244 WE	250 WE in hist. Gebäuden in der Altstadt 200 WE 1918-1935, 4400 WE (3-4 Geschosse 1949- 1968, 1000 WE (Hochhäuser) 1967- 70; 2500 WE 1970-1990, 900 WE seit 19990	gut 1 %	Gebäude über Stadtgebiet verteilt (jeder Stadtteil), Schwerpunkt St. Lorenz Nord	Der Großteil der WE wird von zwei verschiedenen EVU mit Fernwärme versorgt, an zweiter Stelle steht Gas. Kohleanteil unter 1 %	Bis auf teilw. denkmalgeschützte Altbauten in der Innenstadt sind 95 % der WE Isolierverglasst. NEH-Standard seit 1990 bei einigen Neubauten realisiert. Bei Neubauten seit 96 ein Drittel im NEH-Standard. NEH-Standard maßgeblich für die in jüngerer Vergangenheit durchgeführte Modernisierungen.	Aktuell laufende oder für die nächsten zwei Jahre geplante größere Modernisierungsmaßnahmen für insgesamt 1.026 WE der Baujahre 49 - 67
12	3.500 WE 2.500 (Eigentum) 1.000 (Verwaltg.)	1923 - 98	1 %	Gebäude über Stadtgebiet verteilt, Schwerpunkte Buntekuh	Fernwärme-, Öl/(Gas-)Zentralheizungen; in Einzelfällen Gaseta-genehzigungen	Altbau wird seit einigen Jahren kontinuierlich umgerüstet, Fenster zu 90 % isolierverglast	500 TDM/a für Wärmedämmung usw., Maßnahmen abgeschlossen in 6-8 Jahren
13	1.000 WE	Mitte der 60er bis Anfang der 70er Jahre	1 Gaststät- te und ein Kiosk	Bestand vor allem in St. Jürgen	Bestand liegt an FW-Trasse, daher komplette FW-Versorgung durch EWL	100% Isolierverglasung, ansonsten keine Dämm-Maßnahmen	Öffentlich geförderter Wohnungsbau, "nichts Großartiges geplant" außer üblichen Instandhaltungmaßnahmen

Tabelle A - 13: Zusammenstellung der statistischen Bezirke Lübecks mit vorwiegend gewerblicher Nutzung; Quelle: [eigene Zusammenstellung]

Bezirk	Stadtteil / Bezirksname	Gesamt- fläche m ²	Siedlungs- fläche m ²	Endenergie- verbrauch kWh/a	Wärme- dichte MWh/a*km ²
2028	St. Jürgen: Hüxtertor/Mühlentor/ Gärtnergasse	1.646.000	1.278.000	135.805.187	106.264
4221	Buntekuh	3.402.000	826.000	27.976.867	33.870
9271	Kücknitz: Dänischburg/ Siems/ Rangenberg/ Wallberg	2.555.000	854.000	11.383.906	13.330
9275	Kücknitz: Dänischburg/ Siems/ Rangenberg/ Wallberg	459.000	31.000	1.021.296	32.945
9276	Kücknitz: Dänischburg/ Siems/ Rangenberg/ Wallberg	722.000	356.000	25.178.708	70.727
9283	Kücknitz: Herrenwyk	1.515.000	1.194.000	41.145.977	34.461

1. Investitionen

1.1.	Fernwärmeerzeugung		
	neue GuD-Anlage (30 MW _{el}):	820 €/kW _{el}	
	Spitzenlastkessel (40 MW _{th}):	61 €/kW _{th}	
	Nutzungsdauer KWK-Anlage:	20 Jahre	
	Nutzungsdauer Spitzenlastkessel:	20 Jahre	
	realer Zinssatz:	6 %	
1.2.	Unterverteilung Fernwärme		
	Siedlungstyp 1-4:	ca. 250 €/m	Hausanschluss: 230 €/m
	Siedlungstyp 2 Neubau:	ca. 150 €/m	Hausanschluss: 140 €/m
	Siedlungstyp 5, 6:	ca. 350 €/m	Hausanschluss: 330 €/m
	Siedlungstyp 7-9:	ca. 450 €/m	Hausanschluss: 260 €/m
	Nutzungsdauer Netz:	30 Jahre	
1.3.	Unterverteilung Gas		
	Siedlungstyp 1-4:	ca. 75 €/m	Hausanschluss: 100 €/m
	Siedlungstyp 2 Neubau:	ca. 50 €/m	Hausanschluss: 100 €/m
	Siedlungstyp 5, 6:	ca. 120 €/m	Hausanschluss: 100 €/m
	Siedlungstyp 7-9:	ca. 145 €/m	Hausanschluss: 100 €/m
	Siedlungstyp 10:	ca. 145 €/m	Hausanschluss: 100 €/m

2. Betriebskosten

2.1.	KWK-Anlagen		
	Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung:	Kohle: 2,5 % der Investitionen/a Gas: 1,5 % der Investitionen/a	
	Hilfs- und Betriebsstoffe:	6 €/MWh _{th}	
	Personalkosten:	50.000 €/Person a	
	Anzahl Personen:	Kohle: 0,75 Personen / MW _{el} Gas: 0,30 Personen / MW _{el}	
2.2.	Heizkessel		
	Wartung, Instandhaltung Versicherung, Verwaltung:	2,5 % der Investitionen/a	
	Personalkosten:	50.000 €/Person a	
	Anzahl Personen:	0,025 Personen/MW _{th}	
2.3.	Fernwärmeverteilung		
	spez. Kosten für Pumpstationen und Pumpstrom:	0,5 €/MWh	
	spez. Kosten für Verwaltung und Vertrieb:	6,0 €/MWh	
	spez. Kosten für Mittelverteilung:	0,8 €/MWh	

3. Energiepreise

Strom-Fremdbezug:	35 €/MWh
Strom-Eigenerzeugung:	30 €/MWh
Gas:	11 €/MWh
Kohle:	6 €/MWh

4. spezifische Erlöse

Fernwärme:	48 €/MWh
Gas:	28 €/MWh
Strom:	82 €/MWh

Tabelle A - 14: Zugang der Wohn- und Gewerbegebäude im Neubaugebiet Sandhofen-Nord; Quelle: [eigene Abschätzung auf der Grundlage von Angaben der MVV Energie AG]

Bereich I: südlich der Autobahn: Wohnen (vgl. Abbildung 5.5-1)

	Anzahl	Gebäudetyp	Wohnfläche
2002	10	MFH	7.190 m ²
	12	RDH	3.080 m ²
2003	3	MFH	5.436 m ²
	40	RDH	7.500 m ²
2004	30	RDH	6.514 m ²
	8	EFH	1.440 m ²
2005	31	RDH	6.690 m ²
Summe	134		37.850 m ²

Bereich I: südlich der Autobahn: Einkaufszentrum (vgl. Abbildung 5.5-1)

		Nutz- bzw. Verkaufsfläche
2003	Kellergaragen	4.950 m ²
2005	EKZ	11.000 m ²

Bereich I: nördlich der Autobahn: Gewerbegebiet

		Verkaufsfläche
2004	IKEA	20.000 m ²
2005	Fachmärkte	10.000 m ²
2006	Fachmärkte	7.000 m ²

Bereich II: südlich der Autobahn: Wohnen

	Anzahl	Gebäudetyp	Wohnfläche
2010	30	MFH	9.000 m ²
2011	30	MFH	9.000 m ²
2012	30	MFH	9.000 m ²
2013	30	MFH	9.000 m ²
2014	30	MFH	9.000 m ²
Summe	150		45.000 m ²

Erklärung:

Die vorliegende Dissertation mit dem Titel

Strategieoptionen für Energieversorgungsunternehmen als Reaktion auf einen rückläufigen Absatz im Wärmemarkt

ist von mir ohne fremde Hilfe angefertigt worden. Es sind keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet worden. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Bremen, den 15. Mai 2002

Maren Hille