

Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energie- wandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versor- gungsstrukturen

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der
Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus zur Erlangung des akademischen
Grades eines Doktor-Ingenieurs genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Diplom-Ingenieur

Thomas Woldt

geboren am 15.04.1977 in Cottbus

Vorsitzender:	Prof. Dr. rer. pol. habil. Daniel Baier
Gutachter:	Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch
Tag der mündlichen Prüfung:	19.12.2007

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energietechnik der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus in den Jahren 2003 bis 2007.

Dem Leiter des Lehrstuhls Energiewirtschaft, Herrn Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner sowie Herrn Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch gilt mein besonderer Dank für die Anregung dieser Arbeit und die stetige Begleitung und Förderung durch fachliche Gespräche.

Weiterhin möchte ich mich bei den Mitarbeitern von Siemens PSE in Wien, insbesondere Herrn Fuchs, für die Unterstützung beim dezentralen Energiemanagementsystem DEMS bedanken.

Ferner gilt mein Dank allen Kollegen des Institutes, die mich durch ihre ständige Diskussionsbereitschaft unterstützt haben.

Cottbus, im November 2007,

Thomas Woldt

1	Einleitung	1
1.1	Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2	Zielsetzung und Lösungsweg.....	4
2	Ordnungspolitische Rahmenbedingungen	6
2.1	Zur Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte.....	6
2.2	Energierechtliche Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.....	8
2.2.1	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.....	8
2.2.2	Energieeinsparverordnung.....	11
2.2.3	Ökosteuer.....	13
2.3	Zusammenfassung.....	13
3	Kraft-Wärme-Kopplung	14
3.1	Grundlagen.....	14
3.2	Dezentrale KWK-Anlagen.....	15
3.2.1	Zum Begriff Dezentralität.....	16
3.2.2	Technische Bewertungskennzahlen für KWK-Anlagen.....	18
3.2.3	KWK-Anlagenauslegung.....	19
3.2.4	Betriebsführungskonzepte für KWK-Anlagen.....	21
3.2.4.1	Wärmegeführter KWK-Anlagenbetrieb.....	21
3.2.4.2	Stromgeführter KWK-Anlagenbetrieb.....	22
3.2.5	Dezentrale KWK-Technologien für den kommunalen Bereich.....	23
3.2.6	Verbrennungsmotoren.....	23
3.2.7	Stirlingmotoren.....	24
3.2.8	Mikrogasturbinen.....	25
3.2.9	Brennstoffzellen.....	27
3.2.10	Niedertemperaturwärmespeicher.....	29
3.3	Zur Wirtschaftlichkeit dezentraler KWK-Anlagen.....	31
3.3.1	Methodik.....	32
3.3.2	Technische und ökonomische Parameter.....	34
3.3.2.1	Technische Parameter.....	34
3.3.2.2	Ökonomische Parameter.....	34
3.3.3	Ergebnisse.....	39
3.3.4	Sensitivitätsanalysen.....	40
3.3.5	Schlussfolgerungen.....	42
3.4	Hemmnisse für den Ausbau dezentraler KWK-Nutzung.....	42
3.5	Zusammenfassung.....	44
4	Dezentrale Energieversorgungsansätze	46

4.1	Exkurs: Besonderheiten des Elektroenergiesystems.....	46
4.2	Integrationsprobleme dezentraler Energiewandlungsanlagen	48
4.2.1	Stochastisches Einspeiseverhalten	48
4.2.2	Netzinfrastruktur und Leistungsfluss	48
4.2.3	Sonstige Einflüsse	50
4.3	Ansätze zur Systemintegration dezentraler Anlagen	50
4.3.1	Virtuelle große Kraftwerke	51
4.3.1.1	Methodik.....	51
4.3.1.2	Kritische Würdigung	53
4.3.2	Micro-Grids.....	54
4.3.2.1	Methodik.....	54
4.3.2.2	Kritische Würdigung	56
4.4	Integrationsansatz für den kommunalen Versorgungsbereich	56
4.4.1	Allgemeines	56
4.4.2	Kommunale Energieversorgungsaufgaben	58
4.4.3	Zielstellungen eines kommunalen Energieversorgungsansatzes.....	60
4.4.4	Übergeordnetes Betriebsführungskonzept	62
4.4.4.1	Allgemeines	62
4.4.4.2	Kommunikationsstrukturen und Versorgungscluster	63
4.4.4.3	Zur Notwendigkeit von ökonomischen Anreizen.....	66
4.4.5	Zusammenfassung.....	71
5	Ein Optimiermodell für kommunale Energieversorgungssysteme.....	73
5.1	Einordnung und Anwendungsbereich des Modells	73
5.1.1	Planungshorizonte in der Energiewirtschaft	73
5.1.2	Methodik	75
5.2	Dezentrales Energiemanagementsystem - DEMS	76
5.2.1	DEMS-Softwarearchitektur.....	77
5.2.2	Offline-Planungstool.....	78
5.2.2.1	Prognosebausteine	78
5.2.2.2	Einsatzplanung.....	79
5.3	Modellstruktur und Detaillierungsgrad.....	80
5.4	Modellabbildungsbereiche.....	81
5.4.1	Gesamtmodellldarstellung.....	81
5.4.2	Aggregierter Abbildungsbereich	82
5.4.3	Detaillierter Abbildungsbereich	85
5.4.4	Einzelkomponentenbereich	87

5.4.4.1	Thermische und elektrische Nachfrage.....	88
5.4.4.2	KWK-Anlagen und Zusatzheizkessel.....	89
5.4.4.3	Wärmespeicher	91
5.4.4.4	Verträge	91
5.5	Zusammenfassung und kritische Würdigung.....	93
6	Anwendung des Optimiermodells.....	95
6.1	Datengerüst für die Szenarien	95
6.1.1	Gebäudecharakteristika	95
6.1.2	Elektroenergie- und Wärmelastprofile	96
6.1.3	Technische Parameter von KWK-Anlagen	98
6.1.4	Technische Parameter von Zusatzheizkesseln	100
6.1.5	Technische Parameter von Wärmespeichern	100
6.1.6	Parameter von Energiebezugsverträgen	101
6.1.7	Elektroenergetische Topologie der Szenarien.....	102
6.2	Szenario 1 - Lokal geregelte Energiebereitstellung	103
6.2.1	Beschreibung.....	103
6.2.2	Ergebnisse	104
6.3	Szenario 2 - Übergeordnet geregelte Energiebereitstellung.....	110
6.3.1	Beschreibung.....	110
6.3.2	Ergebnisse	111
6.4	Szenario 3 - Ausbauszenario mit übergeordnet geregelter Energiebereitstellung	118
6.4.1	Beschreibung.....	118
6.4.2	Ergebnisse	120
6.5	Szenario 4 - Contracting-Szenario	125
6.5.1	Beschreibung.....	125
6.5.2	Ergebnisse	127
7	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung.....	129
7.1	Schlussfolgerungen.....	129
7.2	Zusammenfassung.....	131
8	Literaturverzeichnis.....	135
9	Abbildungsverzeichnis	148
10	Tabellenverzeichnis.....	152
11	Abkürzungsverzeichnis.....	153

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Wirtschaftlich rationales Handeln impliziert begrenzt vorhandene Ressourcen effizient einzusetzen und den erzielbaren Gesamtnutzen unter den gegebenen Rahmenbedingungen zu maximieren (vgl. z.B. [Wöhe 1996]). Dies gilt insbesondere auch für den Energieversorgungssektor, welcher mit begrenzt verfügbaren energetischen Ressourcen wirtschaften muss und dabei eine essenzielle Bedeutung für Industriestaaten hat. Neben der Wirtschaftlichkeit ergänzen die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit die übergeordneten energiepolitischen Zielkriterien zur Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung (vgl. [EnWG 2005]). Wenngleich die zum Teil interdependenten Kriterien dieses energiepolitischen Zieldreiecks langfristig gleichrangig verfolgt werden, so erlangen sie in der öffentlichen Wahrnehmung im Laufe der Zeit wechselnd unterschiedlich starke Bedeutung.

Infolge der zu beobachtenden Auswirkungen auf das Globalklima, welche auch auf die angestiegenen anthropogenen Kohlendioxidemissionen¹ zurückgeführt werden, hat das Umweltverträglichkeitskriterium in den letzten Jahren in Deutschland stärker an Bedeutung gewonnen. Die anthropogenen Emissionen verstärken den natürlichen Treibhauseffekt und tragen damit zu signifikanten Veränderungen des globalen Klimagleichgewichtes bei.² Als größtes Problem werden beim Klimawandel mehrheitlich die Folgen der Erhöhung der globalen Jahresmitteltemperaturen gesehen (vgl. hierzu z.B. [IPPC 2007a]). Aufgrund dieser Einschätzung fokussieren die nationalen und internationalen energie- und umweltpolitischen Diskussionen seit den Neunziger Jahren sehr stark auf den Bereich der klimarelevanten anthropogenen Emissionen und den Optionen, um diese auf ein langfristig tolerierbares Maß zu vermindern. Wenngleich bislang noch wenig Einigkeit über den Umfang der erforderlichen Gesamtreduktion und der jeweiligen einzelstaatlichen Beiträge besteht, so herrscht zumindest weitestgehend Konsens unter den meisten Industriestaaten über die Notwendigkeit einer weltweiten absoluten Reduktion der Treibhausgasemissionen. Infolgedessen hat sich Deutschland neben anderen Industriestaaten zu konkreten Minderungszielen bekannt und zu einer Reduktion seines Anteils von Treibhausgasemissi-

¹ Neben Kohlendioxid (CO₂) tragen auch noch andere Gase zu dem Treibhauseffekt bei. Das CO₂ hat jedoch Schätzungen zur Folge den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen (vgl. z.B. [Fees 1998]). Zudem führt die umfangreiche Zerstörung natürlicher CO₂-Senken - z.B. durch Abholzung tropischer Regenwälder - auch zu höheren CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre, da sich ceteris paribus die natürliche CO₂-Speicherfähigkeit reduziert.

² Insbesondere die ungewöhnlichen Wetterereignisse, welche zum Teil mit verheerenden Zerstörungen (z.B. Überflutungen dicht besiedelter Gebiete) einhergehen, werden als Zeichen eines stattfindenden Klimawandels mit anthropogenem Beitrag interpretiert (vgl. z.B. [IPPC 2007a]).

onen bis zum Zeitraum 2008-2012 um 21% gegenüber dem Basisjahr 1990 verpflichtet (vgl. z.B. [BMU 2005b]). Zur Erreichung der gesetzten Ziele werden von deutscher Seite im Rahmen der bestehenden Energietechnologieoptionen diverse Minderungsstrategien verfolgt, welche bisher sehr stark auf den stationären Energieversorgungsbereich fokussierten.³ Die Anstrengungen richten sich dazu auf die gesamte energetische Wandlungsreihe von der Erzeugung bis zur Endanwendung. Auf der Energienachfrageseite kann die Erschließung bestehender Energieeffizienzsteigerungspotenziale⁴ im Endverbraucherbereich zu den Reduktionszielen beitragen. Hierzu wird versucht die Endverbraucher im Rahmen von Aufklärungsmaßnahmen zur Verwendung energieeffizienterer Geräte zu motivieren und das Nutzerverhalten anzupassen, um Energieeinsparungen zu realisieren. Weiterhin werden durch stringenter Energieeffizienzvorgaben hohe Einsparungen insbesondere für den Gebäudebereich erwartet. Hier lassen sich erhebliche Potenziale durch energiesparende Bauweisen bzw. Wärmeschutzsanierungen erschließen. Aber auch bei Elektrogeräten des Endverbraucherbereichs werden mit der Einführung neuer energetischer Standards deutliche Effizienzsteigerungen erwartet.⁵

Auf der Erzeugerseite sind es neben der Erhöhung der Gesamtwirkungsgrade konventioneller thermischer Großkraftwerke⁶ vor allem die technologische Erschließung erneuerbarer Energiequellen und die verstärkte Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien, welche kurz- bis mittelfristig zu den Minderungszielen beitragen können. Weiterhin werden in Deutschland auf der Erzeugerseite im Großkraftwerksbereich so genannte CCS-Technologien⁷ als eine mögliche Option zur mittel- bis langfristigen Verringerung der klimarelevanten CO₂-Emissionen diskutiert. Die Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen kohlebefeuerter Großkraftwerke wird insbesondere dann Bedeutung erlangen, wenn der deutsche Ausstiegsbeschluss zur nuklearen Elektroenergieerzeugung umgesetzt wird und ein Großteil der Elektroenergiegrundlast durch neue fossil befeuerte Kraftwerke ersetzt werden muss. Tragende Säulen der deutschen Minderungsstrategie auf der Erzeugerseite sind die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen und der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Beiden Optionen wird vom Gesetzgeber auch für eine nachhalti-

³ Der stationäre Energieversorgungsbereich trägt in großem Maße durch die Verbrennung fossiler Energieträger zu den CO₂-Emissionen bei. Zukünftig können auch technologische Minderungsmaßnahmen in anderen volkswirtschaftlichen Bereichen (z.B. Verkehrsbereich) zur langfristigen Zielerreichung beitragen.

⁴ Energieeffizienzsteigerung bedeutet, dass eine Dienstleistung mit weniger energetischem Aufwand bereitgestellt werden kann.

⁵ Hier sei z.B. auf effizientere Haushaltsgeräte (so genannte „weiße Ware“) verwiesen.

⁶ Beispielsweise durch Realisierung höherer Dampfparameter mit thermisch beständigeren Materialien (vgl. hierzu z.B. [BMWA 2003]).

⁷ CCS ist die Abkürzung für Carbon Capture and Storage. Mit diesen Technologien lässt sich das bei den Verbrennungsprozessen entstehende Kohlendioxid abtrennen und verflüssigen. Anschließend kann es zu in geeigneten Lagerstätten transportiert und deponiert werden (vgl. z.B. [Josefsson 2007]).

ge Energieversorgung eine besondere Bedeutung zugesprochen, da sie im Hinblick auf eine effizientere Primärenergienutzung bzw. durch Primärenergieeinsparungen zu den genannten energiepolitischen Zielen beitragen können (vgl. [EnWG 2005]). Mit beiden Einzelstrategien sind konkrete Anlagenausbau- bzw. CO₂-Reduktionsziele verknüpft. So wurde für den Zubau regenerativer Energieanlagen ein konkretes Ausbauziel festgelegt, wonach der Anteil regenerativer Energien an der Elektroenergieversorgung bis zum Jahr 2010 mindestens 12,5% betragen soll und danach bis 2020 auf mindestens 20% erhöht werden soll (vgl. [EEG 2004]). Mit der stärkeren Nutzung von KWK-Technologien wird vom deutschen Gesetzgeber erhofft, die jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2010 um mindestens 20 Millionen Tonnen senken zu können (vgl. [KWKModG 2002]).

Während sich die geforderten Zubauraten im Bereich der regenerativen Energieanlagen, insbesondere durch die verstärkte Nutzung von Wind als Primärenergiequelle zur Elektroenergiebereitstellung sukzessive einstellen⁸, bleibt die Nutzung von KWK-Technologien in Deutschland hinter den bestehenden Potenzialen und definierten Zielen zurück. Insbesondere im dezentralen Anwendungsbereich lassen sich nur sehr ernüchternde Zubauraten konstatieren, obwohl das KWK-Anwendungspotenzial von verschiedenen Seiten als hoch eingeschätzt wird (vgl. hierzu z.B. [BMW 2006], [BMU 2005a], [DIW 2006], [Eikmeier et al. 2006], [UBA 2005]). In Deutschland wurde im Jahre 2002 mit ca. 56,2 TWh_{el} europaweit zwar die größte Menge Elektroenergie aus KWK-Anlagen produziert. Allerdings befindet sich Deutschland mit rund 10% KWK-Anteil an der gesamten Elektroenergie lediglich im Durchschnitt der EU-15-Staaten, der bei 9,9% liegt (vgl. Abbildung 1).

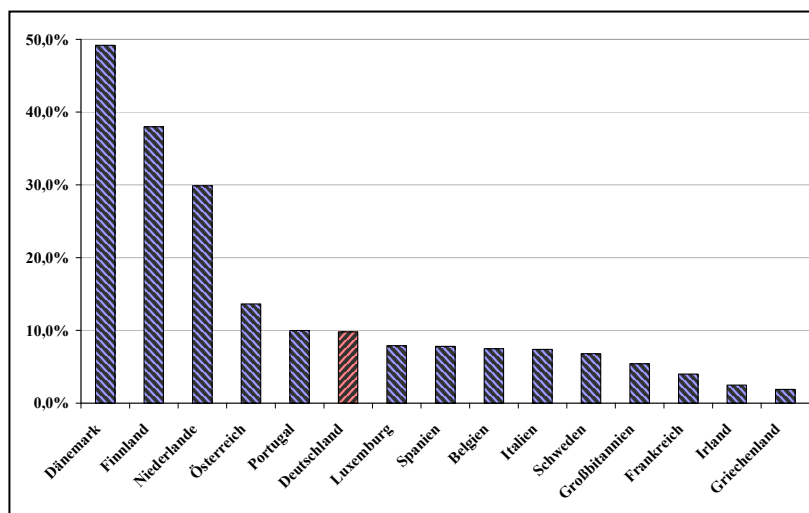


Abbildung 1: Anteil der produzierten Elektroenergie aus KWK-Anlagen an der Bruttoelektrizitätserzeugung des Jahres 2002 in den EU-15 Staaten

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [EUROSTAT 2006]

⁸ Der Anteil regenerativer erzeugter Elektroenergie am deutschen Brutto-Elektroenergieverbrauch betrug im Jahr 2005 bereits 10,4% (vgl. [BMU 2007]).

Die diesbezüglich führenden EU-15-Staaten Dänemark (49%), Finnland (38%) und die Niederlande (30%) haben einen wesentlich höheren KWK-Anteil vorzuweisen (vgl. [EUROSTAT 2006]).

Die weitere Erschließung von primärenergetischen Einsparpotenzialen durch die dezentrale Nutzung von KWK-Technologien stellt konsequenterweise ein explizites Ziel deutscher Förderpolitik dar. Ein auf förderpolitischen Anreizen basierender Zubau - ohne signifikanten marktgetriebenen Anteil - wird jedoch möglicherweise auf Dauer nicht ausreichend sein, um eine nachhaltige Anteilserhöhung in Deutschland zu erzielen. Langfristig wird es daher auch darauf ankommen, neben den technologischen Weiterentwicklungen bei den Anlagenherstellern, die Einbindung von dezentralen KWK-Anlagen in das bestehende Energieversorgungssystem zu unterstützen und so effizient wie möglich zu gestalten. Um den geforderten Zubau von KWK-Anlagen im dezentralen Bereich zu forcieren, müssen neben den legislativen Förderanreizen Methodiken erarbeitet werden, die geeignet sind, dezentralen KWK-Anlagen einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen und deren technische Integration in bestehende Versorgungsstrukturen - über den einfachen elektrischen Verteilnetzanschluss hinaus - zu unterstützen.

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Abgeleitet aus den skizzierten Notwendigkeiten liegt die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit in der Entwicklung eines methodischen Ansatzes, um Lösungsmöglichkeiten für eine technische, wirtschaftliche und anreizorientierte Integration kleiner dezentraler KWK-Anlagen im kommunalen Versorgungsbereich anzubieten. Als ein wissenschaftlicher Beitrag zur Energieforschung im dezentralen Energieversorgungsbereich, besteht ein Hauptanliegen in der Ableitung von Betriebsführungsmethodiken für kleine KWK-Anlagen, die sowohl den lokalen Versorgungszielen des jeweiligen Anlagenbetreibers gerecht werden, als auch bestehende Energieeffizienzpotenziale im kommunalen Versorgungsbereich erschließen können. Weiterhin wird der Fragestellung nachgegangen, ob diese Betriebsführungsmethodiken zu einer kosteneffizienteren Energieversorgung im kommunalen Versorgungsbereich führen können und ob daraus ein Beitrag für einen wirtschaftlichen KWK-Anlagenbetrieb resultieren kann. Hierzu wird ein auf dem dezentralen Energieversorgungsansatz basierendes mathematisches Optimiermodell für einen kleinen kommunalen Energieversorgungsbereich mit dezentralen Energieversorgungsanlagen verwendet. Mit dem Modell wird die Praxisrelevanz des Ansatzes zur Erschließung kommunaler Optimierungspotenziale für ein Versorgungsgebiet mit dezentralen KWK-Anlagen untersucht. Zudem wird der Frage nachgegangen, ob sich im Rahmen der Betriebsführungsmethodiken verteilnetzrestriktive Zustände berücksichtigen lassen und welche technischen und ökonomischen Konsequenzen sich für die Anlagenbetriebsführung bei einem sehr hohen Anteil dezentraler KWK-Anlagen ergeben würden.

Im Anschluss an dieses einleitende Kapitel werden in Kapitel 2 die aktuellen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen in Deutschland diskutiert. Nach einer Überblicksdarstellung zu den Entwicklungen im Energieversorgungsbereich seit Beginn

der Liberalisierung europäischer Elektrizitätsmärkte und den resultierenden Auswirkungen auf die KWK-Nutzung in Deutschland, werden die wesentlichen legislativen Fördermechanismen vorgestellt und deren Anreizwirkung auf den Zubau kleiner KWK-Anlagen in Deutschland diskutiert.

Wesentliche Notwendigkeit einer verstärkten KWK-Nutzung stellen die verfügbaren KWK-Technologien für den dezentralen Energieversorgungsbereich und deren wirtschaftlicher Einsatz dar. Beginnend mit der Darlegung des KWK-Prinzips werden in Kapitel 3 die beim heutigen Stand der Technik möglichen Technologieoptionen für den dezentralen Bereich behandelt. Anschließend wird in diesem Kapitel eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für zwei KWK-Anlagentechnologien im Vergleich zu einer ungekoppelten Referenztechnologie unter den aktuellen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen durchgeführt. Abschließend werden in diesem Kapitel aus heutiger Sicht bestehende Hemmnisse, die einem KWK-Ausbau im kommunalen Versorgungsbereich entgegenstehen, dargestellt.

In Kapitel 4 werden zwei Ansätze zur Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen vorgestellt und im Hinblick auf eine Eignung für die kommunale Energiesystemintegration kleiner KWK-Anlagen diskutiert. Anschließend wird aufbauend auf den Ergebnissen des dritten Kapitels ein anreizorientierter Ansatz zur Integration kleiner KWK-Anlagen in kommunale Versorgungsstrukturen entwickelt. Es wird aufgezeigt, wie Zusatznutzen durch eine geregelte Anlagenintegration und Betriebsführung entstehen kann und wie sowohl KWK-Anlagenbetreiber und Kommunalversorger daran partizipieren können.

Kapitel 5 widmet sich der Entwicklung des mathematischen Optimiermodells, welches ein regional begrenztes kommunales Versorgungsgebiet mit elektrischer und thermischer Nachfrage- und Angebotseite abbildet. Die Vorgehensweise bei der Modellerstellung wird beschrieben und das Modell wird in den vorgesehenen Anwendungsbereich eingeordnet.

In Kapitel 6 wird das entwickelte Optimiermodell im Rahmen von Szenarienbetrachtungen für ein kommunales Versorgungsgebiet angewandt, um Untersuchungen zur anreizorientierten Integration kleiner KWK-Anlagen im Mehrfamilienhausbereich durchzuführen. Die wesentlichen Erkenntnisse der Kapitel 3 und 4 gehen in die Entwicklung der Szenariorahmenbedingungen ein. Insbesondere die ermittelten Daten einer umfangreichen Recherche zu den betrachteten KWK-Technologien fließen in die Szenarios ein. Die Ergebnisse der Szenarienbetrachtung werden dargestellt und hinsichtlich der zu untersuchenden Fragestellungen diskutiert.

Abschließend werden in Kapitel 7 die Schlussfolgerungen aus den einzelnen Szenarioergebnissen gezogen und die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung.

2 Ordnungspolitische Rahmenbedingungen

Ausgehend von einer kurzen Skizzierung der Entwicklungen, die im Zuge der Liberalisierungsbestrebungen europäischer Elektrizitätsmärkte stattgefunden haben, werden im Folgenden die wesentlichen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen für die KWK-Technologien (zur Definition von Kraft-Wärme-Kopplung vgl. Kapitel 3) in Deutschland aufgezeigt. Anschließend erfolgt eine Darstellung gesetzgeberischer Fördermechanismen, die hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf den Zubau von kleinen KWK-Technologien diskutiert werden.

2.1 Zur Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte

Die deutsche Energiewirtschaft ist seit Beginn der Liberalisierung¹ europäischer Elektrizitätsmärkte einem strukturellen Wandel unterworfen, der von tief greifenden Veränderungen im ordnungspolitischen Umfeld getragen wird. Durch den Erlass der Energienbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG 1996 wurde der erste Schritt zur wettbewerblichen Ausgestaltung europäischer Elektrizitätsmärkte getan, um einen einheitlichen Energiebinnenmarkt zu schaffen. Mit dieser Richtlinie wird das Ziel verfolgt eine schrittweise Marktöffnung in den Einzelstaaten umzusetzen. Hierzu wurden die Mitgliedsstaaten verpflichtet in der letzten Stufe mindestens ein Drittel ihrer Märkte dem internationalen Wettbewerb zugänglich zu machen (vgl. [EU 1996]). Mit der Realisierung eines länderübergreifenden EU-Elektrizitätsbinnenmarktes verband sich die Hoffnung niedrigerer Elektroenergiepreise, um somit die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Industrieunternehmen im zunehmenden globalen Wettbewerb zu erhöhen (vgl. [Fichtner 1999]).

Die Umsetzung der geforderten Rahmenbedingungen in nationales Recht erfolgte in Deutschland mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 (vgl. [EnWG 1998]). Der deutsche Gesetzgeber beschloss eine sofortige und vollständige Marktöffnung und ging damit über die geforderte stufenweise Anpassung nationaler Marktquoten hinaus. Dies bedeutet, dass seit dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle die Elektroenergieversorgung deutscher Kunden bis zur Endverbraucherebene nunmehr durch internationale Energieversorgungsunternehmen zulässig ist. Für die Forcierung des Endkundenwettbewerbes durch die Marktöffnung war die Aufhebung der Gebietsmonopole² deutscher Energieversorgungsunternehmen eine wesentliche Notwendigkeit. Mit diesem

¹ Anstelle des Begriffes Liberalisierung wird zuweilen auch der Begriff Deregulierung verwendet.

² Diese Gebietsmonopole wurden durch Demarkationsverträge zwischen den Energieversorgungsunternehmen festgelegt. Die Energieversorgungsunternehmen verpflichteten sich im Rahmen dieser Verträge, nicht im fremden Versorgungsgebiet tätig zu werden. Diese Vorgehensweise wurde im Wesentlichen durch das damalige Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung legitimiert, indem die Energiewirtschaft als Ausnahmebereich definiert wurde, der den Abschluss solcher, den Wettbewerb beschränkenden Verträge ermöglichte.

Schritt wurde es den Energieabnehmern erstmals möglich, sich den Elektroenergieversorger frei zu wählen und aktiv am Marktgeschehen teilzunehmen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt zur Ausgestaltung wettbewerblicher Marktstrukturen war die Etablierung von Großhandelsplätzen für Elektroenergie (z.B. die Termin- oder Spotmärkte der European Energy Exchange) an denen standardisierte Elektroenergieprodukte gehandelt werden können. Entgegen der behördlichen Preisfestlegung bilden sich Preise für Elektroenergie nunmehr am Markt durch Angebot und Nachfrage. Hiermit verbunden ergeben sich neue Risiken durch die Preisvolatilität für Anbieter und Nachfrager von Elektroenergie (vgl. [Horstmann et. al 2006]). Für große Energienachfrager (z.B. Stadtwerke oder große Industrieunternehmen) besteht die Möglichkeit durch strukturierte Elektroenergiebeschaffung mit einer entsprechenden Einkaufsstrategie die Großhandelsmarktrisiken (z.B. Preis- oder Volumenrisiken) und Elektroenergiebezugskosten zu minimieren (vgl. z.B. [Von der Hagen 2005]).

Die Elektroenergietransport- und Verteilungsnetze nehmen eine zentrale Stellung bei der wettbewerblichen Ausgestaltung der Energiemärkte ein, da deren Betreiber de facto ein natürliches Monopol besitzen.³ Ein diskriminierungsfreier und gleichberechtigter Netzzanschluss aller Elektroenergieanbieter und Nachfrager stellt eine wesentliche Voraussetzung für den Handel leitungsgebundener Produkte dar. Ohne auf die Besonderheiten des Regulierungsbedarfes natürlicher Monopole einzugehen, sei angemerkt, dass der diskriminierungsfreie Zugang zu den Elektroenergienetzen aller Netzebenen eine Grundvoraussetzung für den Markteintritt neuer Elektroenergieanbieter darstellt. Um diesbezüglich wettbewerbliche Rahmenbedingungen zu schaffen, ist der Gesetzgeber aufgefordert, in diesem Bereich für die notwendigen Voraussetzungen zu sorgen.

Infolge der Energiemarktliberalisierung kam es in Deutschland zunächst zu einem Verfall der Elektroenergiebezugpreise. Dieser wurde zum einen durch bestehende Überkapazitäten im Großkraftwerksbereich verursacht und zum anderen durch den einsetzenden aggressiven Preiswettbewerb⁴ um Bestands- und Neukunden im Industriebereich zwischen den Energieversorgungsunternehmen. Infolgedessen entwickelte sich die Relation von Input- zu Outputpreisen zu Ungunsten der KWK-Technologien und führte zu großen ökonomischen Problemen bestehender Anlagen (vgl. Kapitel 3.3). Für viele Betreiber von großen Bestandsanlagen war unter diesen Bedingungen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nicht

³ Bei den Transport- und Verteilungsnetzen leitungsgebundener Energieversorgung handelt es sich um natürliche Monopole, deren Dienstleistung aufgrund von Unteilbarkeiten durch ein (oder wenige) Unternehmen am kostengünstigsten bereitgestellt werden kann (vgl. z.B. [Cezanne 1997]). Um einen wettbewerbschädigenden Missbrauch der Monopolstellung dieser Unternehmen zu verhindern, nimmt der Gesetzgeber eine Aufsichts- und Regulierungsfunktion wahr, die auch darin besteht, einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu realisieren.

⁴ Zum Preiswettbewerb als Wettbewerbsstrategie vgl. z.B. [Porter 1999], [Meffert 2000].

mehr möglich. Zudem war in diesem Umfeld eine Breitenanwendung von kleinen dezentralen KWK-Anlagen nicht realisierbar. Da dieser Zustand mit den langfristigen KWK-Ausbauzielen nicht vereinbar war, implementierte der Gesetzgeber unterschiedliche Förderinstrumentarien, um die Realisierung eines wirtschaftlichen KWK-Anlagenbetriebes zu unterstützen.⁵ Nachfolgend werden die wesentlichen Instrumente vorgestellt und kurz hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf den Zubau kleiner KWK-Anlagen diskutiert.

2.2 Energierechtliche Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Mit der Anerkennung der Förderwürdigkeit von effizienten KWK-Technologien wurden vom deutschen Gesetzgeber u. a. mit dem Erlass des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), der Energieeinsparverordnung (EnEV) und der Ökosteuer verschiedene energiepolitische Förderinstrumente geschaffen, welche ihre Anreizwirkung auf den Zubau dezentraler KWK-Anlagen in Art und Umfang unterschiedlich entfalten. Die Förderwürdigkeit wird insbesondere mit der primärenergetischen Vorteilhaftigkeit bei der dezentralen Nutzung von KWK-Technologien gegenüber der getrennten Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie im Endverbraucherbereich begründet (vgl. Kapitel 3.1).

2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Die stärksten ökonomischen Anreize zur vermehrten Anwendung dezentraler KWK-Technologien werden derzeit vermeintlich mit dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (nachfolgend KWKModG) gesetzt, da hier implizit eine unmittelbare Technologieförderung stattfindet. Um einen Beitrag⁶ zu den CO₂-Minderungszielen zu erreichen, wird durch das KWKModG auf der einen Seite bestehenden KWK-Anlagen ein befristeter Schutz gewährt sowie deren Modernisierung gefördert. Andererseits werden im Rahmen dieses Gesetzes insbesondere kleine KWK-Anlagen bis zu elektrischen Anlagenleistungen von 2 MW_{el} stärker gefördert. Die besondere Begünstigung hat zum Ziel, den Ausbau dieses Leistungsbereiches im Breitenmaßstab zu forcieren und auch die Markteinführung von Brennstoffzellen zu unterstützen (vgl. [KWKModG 2002]). Der deutsche Gesetzgeber verfolgt also hiermit explizit das Ziel einer breiten Anwendung kleiner KWK-Anlagen. Das Förderschema des KWKModG sieht eine direkte Vergütung von Elektroenergie aus KWK-Anlagen vor, die in ein Netz der allge-

⁵ Es zeigt sich, dass in den Ländern mit besonders hohem KWK-Anteil der Zubau durch staatliche Fördermaßnahmen initiiert und begleitet wurde (vgl. [Mez et al. 1999]). Diesen Beispielen folgend, wurde in Deutschland ein ähnlicher Weg legislativer Technologieförderung eingeschlagen.

⁶ Konkret wird das Ziel verfolgt mit der verstärkten Nutzung von KWK-Anlagen bis 2010 mindestens 20 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr zu reduzieren (vgl. [KWKModG 2002]).

meinen Versorgung mit Elektrizität einspeisen (vgl. Abbildung 2). Für den aktuellen Gültigkeitszeitraum des Gesetzes von 2002 bis 2010 werden von staatlicher Seite Fördermittel in Höhe von insgesamt etwa 4,5 Mrd. € in Form direkter Zuschlagszahlungen bereitgestellt (vgl. [Krewitt et al. 2004]). Neben diesen staatlichen Zuschlagszahlungen, sind die Einspeisevergütung und die Kompensationszahlung für die vermiedenen Netznutzungsentgelte Bestandteil der Gesamtvergütung, welche für die eingespeiste Elektroenergie von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber zu zahlen sind.

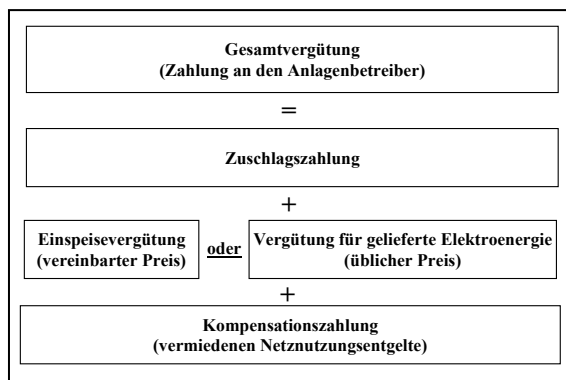


Abbildung 2: Anteile der Vergütung für Elektroenergie aus KWK-Anlagen bei Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Elektrizitätsversorgung

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [KWKModG 2002], [ASUE 2002]

Der deutsche Gesetzgeber nimmt hinsichtlich der Höhe und der Dauer der staatlichen Zuschlagszahlungen anlagenspezifische Differenzierungen vor. Höhe und Dauer des Zuschlags richten sich nach der jeweiligen Anlagenkategorie, d.h. nach dem Zeitpunkt der Aufnahme des Dauerbetriebs der KWK-Anlage sowie nach der Größe der elektrischen Anlagenleistung. Die Zuschlagszahlungen der einzelnen Jahre des Förderzeitraumes sind in Tabelle 1 dargestellt. Das Ziel, insbesondere dezentrale KWK-Anlagen kleinerer Leistungen zu fördern, spiegelt sich in den höheren Zuschlägen für Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW_{el} (insbesondere im Bereich bis 50 kW_{el}, die bis Ende 2005 in Betrieb gegangen sind) wider.

Tabelle 1: Zuschlagszahlungen nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung i.d.F.v. 19.03.2002

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
alte Bestandsanlagen (Inbetriebnahme bis zum 31.12.1989)	1,53	1,53	1,38	1,38	0,97				
neue Bestandsanlagen (Inbetriebnahme einer neuen Anlage oder einer mit mindestens 50 % Kostenaufwand modernisierten Anlage zw. 01.01.1990 und 31.03.2002)	1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	
modernisierte Anlagen (alte Bestandsanlage, modernisiert und zw. 01.04.2002 und 31.12.2005 wieder in Dauerbetrieb genommen)	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
neue kleine KWK-Anlagen (größer 50 kW _{el} bis zu 2.000 kW _{el}) (Inbetriebnahme ab 01.04.2002) und bis zu 50 kW _{el} (Inbetriebnahme nach dem 31.12.2005)	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
neue kleine KWK-Anlagen bis 50 kW _{el} (Inbetriebnahme zw. 01.04.2002 und 31.12.2005)	5,11 Cent für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebes								
neue Brennstoffzellen (Inbetriebnahme ab 01.04.2002)	5,11 Cent für einen Zeitraum von 10 Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebes								

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [KWKModG 2002]

Die Einspeisevergütung ist der Anteil, der zwischen dem KWK-Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, für die eingespeiste Elektroenergiemenge vereinbart wurde. Kann zwischen beiden Parteien keine Einigung über die Höhe dieser Vergütung erzielt werden, so gilt für die Vergütung der „übliche Preis“⁷ als vereinbart. Die Höhe der Vergütung für den KWK-Anlagenbetreiber wird sich auch bei Erzielung einer Vereinbarung mit dem Netzbetreiber in den meisten Fällen in der Nähe des üblichen Preises befinden. Der durchschnittliche Quartals-Baseloadpreis an der European Energy Exchange nimmt damit eine Art Indikatorfunktion ein. Mit Kopplung eines Teils der Gesamtvergütung an den durchschnittlichen EEX-Baseloadpreis wird ein Teil des Marktrisikos durch kurzfristige Preisvolatilitäten berücksichtigt. Die Entwicklung des durchschnittlichen Quartals-Baseloadpreises ist mit Beginn des dritten Quartals 2000 in der Abbildung 3 dargestellt.

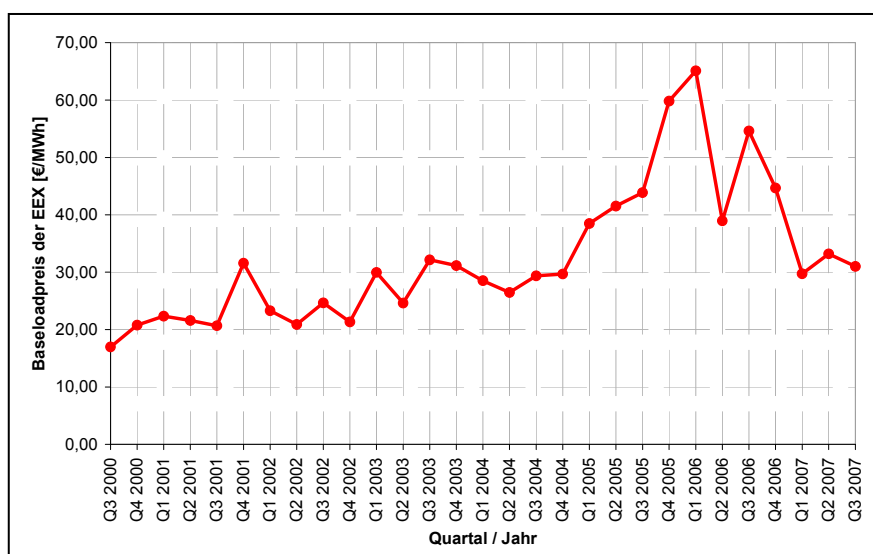


Abbildung 3: Entwicklung des durchschnittlichen Quartals-Baseloadpreises an der European Energy Exchange für den Zeitraum 2000-2007

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [EEX 2007], [BKWK 2007]

Es ist zu erkennen, dass der durchschnittliche Baseloadpreis bis zum vierten Quartal des Jahres 2005 tendenziell angestiegen ist, also für KWK-Anlagen eine günstige Entwicklung genommen hat. Zu Beginn des Jahres 2006 hat sich dieser Trend umgekehrt.

Den dritten Anteil der Gesamtvergütung stellt die Kompensationszahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte durch geringere Nutzung höherer Spannungsebenen dar. Da Energieversorgungsunternehmen, in deren elektrisches Netz eingespeist wird, weniger Elektro-

⁷ Im Rahmen des am 01. August 2004 in Kraft getretenen Artikelgesetzes zur Novellierung des EEG wurde auch eine Veränderung des KWKModG beschlossen. Wörtlich heißt es in der novellierten Gesetzesformulierung: „Als üblicher Preis gilt der durchschnittliche Preis für Baseload-Strom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal“ (vgl. [EEG 2004]).

energie aus der vor gelagerten Netzebenen beziehen müssen, wird der hierdurch vermiedene Anteil der Netznutzungsentgelte an die KWK-Anlagenbetreiber weitergereicht. Die Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte hat nach den anerkannten Regeln der Technik zu erfolgen (vgl. hierzu [VVII 2001]).

Unter Berücksichtigung der bis zum 31.12.2005 eingespeisten Menge zuschlagsberechtigter Elektroenergie in Höhe von lediglich ca. 1,165 TWh_{el} aus allen KWK-Anlagen bis zu einer Leistung von 2 MW_{el} lässt sich feststellen, dass der festgelegte Grenzwert in Höhe von etwa 14 TWh_{el}⁸ vor dem geplanten Außerkrafttreten des Gesetzes im Jahre 2010 nicht annähernd erreicht werden wird (vgl. z.B. [BAFA 2005], [Leprich et al. 2004]). Trotz verlängerter Zuschlagsregelung mit Höchstförderung in Höhe von 5,11 cent/kWh_{el} für 10 Jahre im Bereich kleiner Anlagen mit Leistungen bis zu 50 kW_{el}, die bis zum 31.12.2008 in Dauerbetrieb gegangen sind, muss der bisher realisierte Zubau in diesem Bereich skeptisch betrachtet werden. Hinsichtlich der Wirkung des KWKModG für den Ausbau kleiner KWK-Anlagen muss somit konstatiert werden, dass die derzeitigen Impulse nicht ausreichend sind, um einen signifikanten Beitrag zu den mit diesem Gesetz verknüpften CO₂-Minderungszielen erbringen zu können. Wenngleich es auch noch weitere Gründe für die geringe Nutzung von KWK-Technologien des kleineren Leistungsbereiches gibt (vgl. Kapitel 3.4), so stellt der unzureichende Beitrag des KWKModG zur Generierung ökonomischer Anreize einen zentralen Punkt dar.

2.2.2 Energieeinsparverordnung

In Anbetracht der Tatsache, dass in Deutschland ein erheblicher Teil des Endenergiebedarfes auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser entfällt (vgl. Kapitel 4.4.2), lassen sich durch bauliche und energieanlagentechnische Verbesserungen in diesem Bereich große Energiemengen einsparen. Die Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung EnEV) setzt genau in diesem Bereich an. Die EnEV wurde mit dem Ziel erlassen, bestehende Einsparpotenziale zu erschließen und den thermischen Energiebedarf im Endverbraucherbereich signifikant zu senken. Insbesondere soll eine Reduktion des Heizenergiebedarfes im Neubaubereich in Höhe von 30% erreicht werden (vgl. z.B. [Cziesielski et al. 2002]). Im Vergleich zu der vorhergehenden Wärmeschutzverordnung⁹ geht die EnEV über die Festlegung von Vorschriften zum baulichen Wärmeschutz hinaus. Im Rahmen der EnEV werden die Wärmeschutzvorschriften mit der Verwendung effizienter Anlagentechnik zur Wärmebereitstellung als gleichrangige Maßnahmen zur Energiebedarfssenkung im Gebäudebereich kombiniert. Der Fokus liegt somit nicht mehr nur auf der Begrenzung des jährlichen Gebäudeheizwärmebedarfes. Denn mit der Festlegung von Grenzwerten für den

⁸ Mit 1,165 TWh_{el} wurde die zuschlagsberechtigte Menge lediglich zu 8% ausgenutzt [Leprich et al. 2004].

⁹ In der letzten gültigen Fassung von 1995 vor dem Außerkrafttreten (vgl. [WSchVO 1995]).

Jahresprimärenergiebedarf der Gebäude wird eine ganzheitliche energetische Bilanzierung des thermischen Gebäudeenergiebedarfes erforderlich. Durch die Betrachtung der gesamten energetischen Reihe werden Aspekte der Energiewandlungseffizienz stärker berücksichtigt. Mit der Verknüpfung von Gebäudewärmeschutzmaßnahmen und Energieanlagen-technik werden somit im Rahmen einer integralen primärenergetischen Effizienzbewertung für einzelne Gebäude bauliche und anlagentechnische Energieeffizienzsteigerungspotenziale kombiniert. Somit wird dem Gebäudeplaner ein größerer Handlungsspielraum zur Senkung des Primärenergiebedarfes ermöglicht. Die Anlagentechnologie zur Wärmebereitstellung geht in die Ermittlung des Primärenergiebedarfes über Aufwandszahlen ein (vgl. z.B. [DIN 2003]). Aufgrund der vergleichsweise günstigen Anlagenaufwandszahlen¹⁰ für dezentrale KWK-Anlagen und des damit reduzierbaren Primärenergiebedarfes eröffnet sich bei einer KWK-Anwendung für den Gebäudeplaner hinsichtlich des zu realisierenden Gebäudewärmeschutzes ein etwas großzügigerer Handlungsspielraum (vgl. [Schettler-Köhler et al. 2003]). Zudem wird durch die EnEV - zumindest indirekt - auch ein Anreiz zum Zubau kleiner KWK-Anlagen geschaffen, da die Begrenzung des einzuhaltenden Jahres-Primärenergiebedarfes für Neubauten aufgehoben wird, wenn die Gebäude mindestens zu 70% mit Wärme aus KWK-Anlagen versorgt werden (vgl. [EnEV 2002]).

Verschiedene KWK-Anlagentypen zur Einzelgebäudeversorgung sind bereits marktverfügbar und mit ihnen lässt sich technologisch eine Endenergiebereitstellung realisieren (vgl. Kapitel 3.2.5). Insofern ergibt sich bereits bei der Gebäudeplanung die Option eine effizientere Versorgungstechnologie¹¹ zur Endenergiebereitstellung zu berücksichtigen und parallel die Investitionen im Wärmeschutzbereich zu reduzieren. Die mittelfristigen Gesamtauswirkungen der EnEV auf den Zubau kleiner KWK-Anlagen durch die genannte Aufhebung der Primärenergiebedarfsbegrenzung und die besseren Anlagenaufwandszahlen sind aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar. Gegenläufige Anreizwirkungen werden durch die EnEV jedoch insbesondere durch die stringenteren Wärmebedarfsbegrenzungen generiert. Denn durch den damit mittelfristig tendenziell sinkenden Wärmebedarf neu zu errichtender Gebäude, dürften insbesondere die jährlichen Auslastungsfaktoren von KWK-Anlagen weiter sinken und einen wirtschaftlichen Betrieb bestehender Anlagen negativ beeinflussen. Aus diesem Grund liegt der Anwendungsbereich kleiner KWK-Anlagen aus heutiger Sicht zumeist im älteren Gebäudebestand. Zukünftig ist es jedoch auch vorstellbar, dass die Anlagenhersteller mit der Entwicklung kleinerer KWK-Aggregate diesem Trend Rechnung tragen.

¹⁰ Hiermit wird implizit auch in der EnEV die bessere Primärenergieausnutzung gekoppelter Energiewandlungsanlagen berücksichtigt.

¹¹ Das Europäische Parlament definiert in der Richtlinie 2004/8/EG z.B. KWK-Anlagen als hocheffizient, wenn durch die kombinierte Bereitstellung von Wärme und Elektroenergie, Einsparungen von mehr als 10% zu erzielen sind (vgl. [EU 2004]).

2.2.3 Ökosteuer

Seit dem Beginn der ökologischen Steuerreform im Jahre 1999 wird über eine Stromsteuer und eine erhöhte Mineralölsteuer die Verwendung von Energie für den Endverbraucher verteuert. So wird Elektroenergie, die von Endverbrauchern aus den Elektroenergienetzen bezogen wird oder aus Eigenerzeugungsanlagen, die eine elektrische Leistung größer als 2 MW_{el} aufweisen, mit einer Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/kWh_{el} belegt. Parallel dazu werden aber gleichzeitig steuerliche Vorteile für KWK-Anlagen geschaffen (vgl. [ASUE 2003]). So werden über Ausnahmeregelungen bei der Energiebesteuerung positive Anreize für die Nutzung von KWK-Anlagen zur Endenergiebereitstellung gesetzt. Elektroenergie aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung nicht größer als 2 MW_{el} ist von der Stromsteuer befreit. Also werden auch hier insbesondere kleine KWK-Anlagen gefördert. Zudem sind KWK-Anlagen mit sehr hohen monatlichen oder jährlichen Nutzungsgraden vollständig von der gesamten Mineralölsteuer und nicht nur vom Ökosteueranteil befreit. Für Erdgas, Heizöl und Flüssiggase, die in KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% eingesetzt werden, wird die gesamte Mineralölsteuer erstattet. Die Steuerbefreiung auf den eingesetzten Energieträger schafft komparative Kostenvorteile bei den Brennstoffkosten gegenüber konventionellen, ungekoppelten Energieversorgungstechnologien. Insofern ist aufgrund des vergleichsweise höheren Brennstoffbedarfes bei gekoppelten Anlagen die Anreizwirkung dieses Steuervorteils als positiv zu bewerten, der für sich allein genommen allerdings keinen breiten KWK-Anlagenzubau im dezentralen Bereich auslösen wird.

2.3 Zusammenfassung

Mit Beginn der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte, hat sich in Deutschland aufgrund verschiedener Gründe die ökonomische Situation für KWK-Anlagen signifikant verschlechtert. Dies führte zu einem Zustand der Stagnation, der mit den deutschen KWK-Ausbauzielen nicht vereinbar ist. Da in anderen europäischen Ländern mit vergleichsweise hohem KWK-Anteil ein sukzessiver Zubau durch staatliche Maßnahmen initiiert und begleitet wurde, wird vom deutschen Gesetzgeber eine ähnliche Förderpolitik mit unterschiedlichen Instrumentarien verfolgt. Diese beinhalten verschiedene Anreizstrukturen, die einerseits über eine direkte Förderung von Elektroenergie aus KWK-Anlagen entsprechende Anstöße für einen Zubau schaffen sollen. Andererseits wurde im Rahmen von Ausnahmeregelungen für die Besteuerung von Input- und Outputfaktoren eine verbesserte Situation für KWK-Anlagen gegenüber konventionellen Anlagen und dem Bezug von Elektroenergie aus dem öffentlichen Netz geschaffen. Aus heutiger Sicht lässt sich abschätzen, dass ein Zubau in der erhofften Größenordnung durch die bestehende legislative Anlagenförderung nicht stattfinden wird. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die gesetzten Förderanreize oftmals nicht ausreichend sind, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu gestalten. Insofern muss konstatiert werden, dass die deutschen Ausbauziele insbesondere für kleine KWK-Anlagen unter den bestehenden Rahmenbedingungen wahrscheinlich nicht erreicht werden.

3 Kraft-Wärme-Kopplung

3.1 Grundlagen

Unter Kraft-Wärme-Kopplung¹ wird im Allgemeinen die gleichzeitige Bereitstellung von mechanischer Energie² und nutzbarer Wärme mit Energiewandlungstechnologien verstanden. KWK-Anlagen unterscheiden sich damit von den großen zentralen Energiewandlungsanlagen (z.B. Kondensationskraftwerken). Denn bei der klassischen zentralen Erzeugung von Elektroenergie mit Dampfkraftprozessen in Großkraftwerken muss ein Großteil der bei den Energiewandlungsprozessen entstehenden Wärme über Kühltürme abgedampft und ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden. Dieser brennstoffenergetische Verlustanteil steht damit einer weiteren Nutzung nicht mehr zur Verfügung. Die theoretisch mögliche Ausnutzung der Brennstoffenergie im Dampfkraftprozess wird durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt. Die hohen Abwärmemengen resultieren aus der Notwendigkeit eine hohe Temperaturdifferenz zwischen Prozesstemperatur und Eingangstemperatur herzustellen. Im Unterschied zum reinen Kondensationskraftwerksprozess wird bei KWK-Anlagen das Wärmepotenzial nicht zu großen Teilen ungenutzt an die Umgebung abgegeben, sondern Verbrauchern als Nutzwärme zugeführt. Auf diese Art erreichen KWK-Anlagen bei Vorliegen entsprechender Wärmesenken einen besseren Brennstoffausnutzungsgrad, womit sich der bei getrennter Bereitstellung von Elektroenergie und Nutzwärme in der Regel höhere Primärenergiebedarf reduzieren lässt.³ Aus diesem Grund gilt das KWK-Prinzip als effiziente Möglichkeit der dezentralen Nutzenergiebereitstellung, welches mit verschiedenen Technologien realisiert werden kann (vgl. Kapitel 3.2.5).

Neben der primärenergetischen Vorteilhaftigkeit, die aus den höheren Brennstoffnutzungsgraden resultiert, wird ein weiterer großer Vorteil in der Nutzung der Brennstoffexergie⁴ zur dezentralen Bereitstellung von elektrischer Energie gesehen (vgl. Abbildung 4). Der

¹ Vereinzelt findet man in deutschsprachiger Literatur auch den Begriff Wärme-Kraft-Kopplung. Im englischen Sprachgebrauch werden die Begriffe Combined Heat and Power (CHP) oder Cogeneration verwendet.

² Die mechanische Energie wird meistens mit gekoppelten Generatoren in Elektroenergie gewandelt.

³ Es sei darauf hingewiesen, dass es auch Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung im Kondensationskraftwerksprozess gibt, sodass ein Teil der Wärme über Wärmetransportnetze Verbrauchern zugeführt werden kann. Dies ist allerdings mit Einbußen beim elektrischen Kraftwerkswirkungsgrad verbunden und zudem ist der Wärmetransport über weitere Strecken nur mit erheblichen thermischen Verlusten möglich.

⁴ Unter Exergie wird der Brennstoffenergieanteil verstanden, der sich unter Umgebungsbedingungen in jede andere Energieform umwandeln lässt. Während Exergie damit gewissermaßen den „wertvolleren“ Anteil der Energie darstellt, ist Anergie nur noch in Wärme umsetzbar. Wärme auf Umgebungstemperaturniveau besteht zu 100% aus Anergie ([vgl. Piller et al. 2002]). Bei der Wärmeversorgung im kommunalen Niedertemperaturbereich, wird die gesamte Brennstoffenergie (Primär- bzw. Sekundärenergie) ohne Nutzung der Arbeitsfähigkeit mit Brennkesseln in Niedertemperaturwärme umgewandelt.

primärenergetische Exergieanteil des eingesetzten Brennstoffes wird also nicht allein durch Umwandlung in Niedertemperaturwärme⁵ entwertet, sondern noch zur dezentralen Erzeugung höherwertiger⁶ Elektroenergie verwendet (vgl. hierzu [Schmitz et al. 2005]).

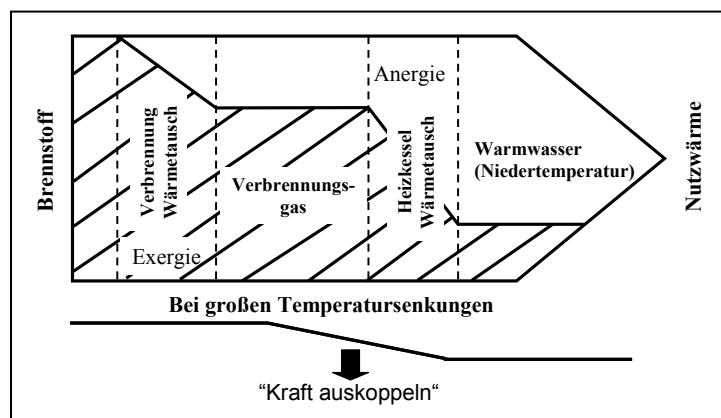


Abbildung 4: Primärenergienutzung mit KWK-Anlagen durch Auskoppelung von Kraft bei der Wandlung von chemischer Brennstoffenergie in Wärme

Quelle. Eigene Darstellung in Anlehnung an [Schmitz et al. 2005], [Schaumann 2002]

Infolgedessen ist es im Hinblick auf die primärenergetische Wandlungseffizienz geboten, auch bei dezentraler Nutzung von KWK-Anlagen möglichst viel, der im Brennstoff gebundenen Exergie zur Auskoppelung von Kraft und Bereitstellung von Elektroenergie zu nutzen und anschließend erst den verbleibenden Anergieanteil dem Abnehmer als Niedertemperaturwärme zuzuführen. Zudem verringert die dezentrale Bereitstellung von Elektroenergie am Ort bzw. in der Nähe des Bedarfes die elektroenergetischen Verluste, die beim Transport, der Umspannung und der Verteilung von den zentralen Kraftwerken bis zum Endverbraucher entstehen. Die dezentrale Endenergiebereitstellung mit KWK-Anlagen setzt jedoch grundsätzlich den mitunter leitungsgebundenen Transport und die Verteilung der Primär- bzw. Sekundärenergieträger (z.B. Erdgas) zu den verteilten Energiewandlungsanlagen voraus, sodass auch hier mit entsprechenden Verlusten zu rechnen ist.

3.2 Dezentrale KWK-Anlagen

Im folgenden Kapitel werden mit einer kurzen Einordnung des Begriffes „Dezentralität“ in den Energieversorgungsbereich beginnend, verschiedene Kennzahlen zur techno-ökonomischen Charakterisierung von KWK-Anlagen vorgestellt. Hierfür werden zunächst verschiedene Zuordnungskriterien für den dezentralen Energieanlagenbereich erörtert. Anschließend werden dezentrale KWK-Technologien entsprechend des heutigen Technologiestandes anhand des Kennzahlenschemas dargestellt und diskutiert.

⁵ Unter Niedertemperaturwärme wird zumeist Wärme im Temperaturbereich bis etwa 150°C verstanden.

⁶ Zur Verwendung der Exergie als Qualitätsgröße für effiziente Energienutzung vgl. z.B. [Baehr 1992], [Schaumann 2001] und [Schaumann 2002].

3.2.1 Zum Begriff Dezentralität

Der Dezentralitätsbegriff wird im umgangssprachlichen Gebrauch für verschiedene Aspekte verwendet. Bezogen auf energiewirtschaftliche bzw. energietechnische Diskussionen wird zum einen die tendenzielle Entwicklung zu einem höheren Anteil kleinerer Energiewandlungseinheiten an den bestehenden, zentral geprägten Energieversorgungsstrukturen mit dem Begriff dezentraler der Energieversorgung verbunden (vgl. z.B. [Müller et al. 2000], [Lovins et al. 2002], [Hennig 2005], [Schlebusch et al. 2006]). Zum anderen gelten die Prozesse, welche zu veränderten Strukturen und zu neuen Versorgungsansätzen⁷ im Energieversorgungssystem führen, als Ausdruck zunehmender Dezentralisierung (vgl. z.B. [Beckhaus 2002], [Bitsch et al. 2002], [Santjer et al. 2002], [Pehnt et al. 2006]). Während bei der zweiten, prozessorientierten Sichtweise die Integrationsnotwendigkeit der Energiewandlungsanlagen dominiert und diese zwangsläufig zu neuen Versorgungsmodellen und Strukturen führt, fokussiert erstere auf die Anlagentechnologie zur Bereitstellung von Endenergien. Hierbei wird die Begriffsdiskussion zur Dezentralität zumeist auf die Fragestellung reduziert, ob eine Energiewandlungsanlage zentralen oder dezentralen Charakter hat und damit beantwortet, ob sie eine kleine oder große elektrische Leistung hat. Einheitliche Zuordnungsvorschriften existieren bislang noch nicht. Zuweilen findet sich eine pauschale Zuordnung regenerativer Energiewandlungsanlagen und KWK-Anlagen als wesentliche Säulen einer zukünftigen Elektrizitätsversorgung, welche aus Effizienzgründen zu dezentralen Strukturen tendiert (vgl. z.B. [Hasse 1994]). Im Allgemeinen jedoch, werden Grenzwerte bezüglich der installierten elektrischen Anlagenleistung als Abgrenzungsmerkmal vorgeschlagen, aber auch andere Kriterien wie z.B. die Spannungsebene des Netzanschlusspunktes oder Betriebsführungsaspekte⁸ werden diskutiert. Hinsichtlich des Leistungskriteriums wird eine Anlage nach der elektrischen Nettonennleistung klassifiziert. In [EU 2004] wird vorgeschlagen, eine Anlage zum Bereich der Klein-KWK-Anlagen (small scale cogeneration) zuzuordnen, wenn die Nettoleistung $1.000 \text{ kW}_{\text{el}}$ nicht überschreitet. Eine etwas subtilere Einteilung von dezentralen KWK-Technologien in Leistungsgrößenklassen ließe sich in Anlehnung an [BMU 2005a] wie folgt vornehmen:

- Mikro-KWK: $\leq 15 \text{ kW}_{\text{el}}$ ⁹
- Kleinst-KWK: $\leq 50 \text{ kW}_{\text{el}}$
- Klein-KWK: $\leq 2.000 \text{ kW}_{\text{el}}$
- Große KWK: $> 2.000 \text{ kW}_{\text{el}}$

⁷ Zur Herkunft der Dezentralisierungsforderung vgl. z.B. [Hasse 1994], [Lovins et al. 2002].

⁸ Hierzu wird vorgeschlagen, eine Anlage als dezentral zu charakterisieren, wenn sie weder zentral geplant und/ oder gesteuert wird (vgl. [Fuchs et al. 2003]).

⁹ Während [Pehnt et al. 2006] auch diese Leistung für Mikro-KWK-Anlagen definieren, wird in [EU 2004] eine Grenze von $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ festgelegt. [Simader et al. 2004] hingegen legen eine Grenze von $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ fest.

Danach wäre eine KWK-Anlage also als dezentral zu charakterisieren, wenn die abgegebene elektrische Nettoleistung nicht größer als $2.000 \text{ kW}_{\text{el}}$ ist.¹⁰

Eine etwas mehr netztechnologische Sichtweise orientiert sich an dem Netzanschlusspunkt der Anlage. Hier wird die Netzspannungsebene als Differenzierungskriterium verwendet. So wird in [Schulz 2006] vorgeschlagen, alle Energiewandlungsanlagen, die an Spannungsebenen bis zu 30 kV angeschlossen sind, als dezentrale Anlagen zu definieren. [Fuchs et al. 2003] charakterisieren eine Elektroenergieerzeugungsanlage als dezentral, wenn sie an das Mittel- oder Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Der deutsche Gesetzgeber hingegen definiert eine dezentrale Erzeugungsanlage als eine Anlage, welche verbrauchs- und lastnah an das Verteilungsnetz angeschlossen ist, womit der Aspekt der Energiebereitstellung am Ort des Bedarfes als ein wichtiges Dezentralitätsmerkmal hervorgehoben wird (vgl. [EnWG 2005]).¹¹

Die Berücksichtigung der Nachfrageseite im Rahmen von Begriffsdefinitionen ist insbesondere für KWK-Anlagen durchaus sinnvoll, da für eine dezentrale Anwendung von KWK-Technologien immer ein lokaler Nutzwärmebedarf Voraussetzung ist. Diesbezüglich ließen sich Anlagen, welche kommunale Verbrauchsschwerpunkte¹² wie z.B.:

- Ein- oder Mehrfamilienhäuser oder ganze Wohngebiete,
- Hotelanlagen,
- Krankenhäuser,
- Hochschulen,
- Wäschereien,
- Universitäten,
- oder Schwimmbäder

verbrauchsnahe energetisch versorgen - ohne eine Wärmeverteilung über größere Fernwärmenetze vorzunehmen - als dezentrale Anlagen charakterisieren. Ebenso könnten dann auch KWK-Anlagen zur lokalen Versorgung kleinerer Industriegebiete mit einer Wärmeverteilung über Nahwärmenetze als dezentrale Energiewandlungsanlagen charakterisiert werden.

Aufgrund der Interdependenzen¹³ zwischen den dargestellten Kriterien und der Unschärfe bei den Grenzwertdefinitionen lässt sich eine eindeutige Zuordnung einer Energiewand-

¹⁰ Im Übrigen stellt diese Leistungsgrenze auch ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal im Hinblick auf die Differenzierung bei den Fördersätzen im KWKModG dar (vgl. Kapitel 2.2).

¹¹ Hier stellt sich allerdings die Frage, ob z.B. eine einzelne Windenergieanlage, die lastfern an einem Elektroenergieverteilnetz angeschlossen ist, nicht auch als dezentrale Anlage einzuordnen wäre.

¹² Für einen Überblick zu kommunalen BHKW-Einsatzpotenzialen vgl. z.B. [Gailfuß 1998].

¹³ So werden z.B. Anlagen größerer elektrischer Leistungen aufgrund der zulässigen Netzbetriebsmittelbelastungen ohnehin zumeist nicht an das Niederspannungsnetz angeschlossen.

lungsanlage zu dem dezentralen Anlagenbereich zumeist nur bedingt vornehmen. Die Erfüllung eines der Kriterien kann im Allgemeinen jedoch als ausreichende Bedingung angesehen werden. Im Rahmen dieser Arbeit gelten KWK-Anlagen, welche verbrauchs- bzw. lastnah an die elektrischen Verteilnetze angeschlossen sind, deren elektrische Nettoleistung $2.000 \text{ kW}_{\text{el}}$ nicht überschreitet und deren Betriebsführung nicht zentral geplant und gesteuert wird, als dezentrale Energiewandlungsanlage.

3.2.2 Technische Bewertungskennzahlen für KWK-Anlagen

Die Effizienzbewertung von Energiewandlungsanlagen zur Elektrizitäts- und Wärmezeugung lässt sich anhand verschiedener Gütemaße vornehmen. Im Rahmen von technologieorientierten Bewertungen werden - abgeleitet aus In- und Outputbetrachtungen - verschiedene energetische Kennzahlen (z.B. Wirkungs- oder Nutzungsgrade) gebildet und als Vergleichsmaßstab herangezogen. Diese Kennzahlen beschreiben die energetische Wandlungseffizienz der Anlagen und ermöglichen deren techno-ökonomische Charakterisierung. Im Unterschied zu ungekoppelten Energiewandlungsanlagen, die allein elektrische oder thermische Nutzenergie bereitstellen, basieren KWK-Anlagen auf Koppelprozessen, welche als Output mit den Nutzenergiearten Elektroenergie und Wärme gleichzeitig zwei Produkte bereitstellen. Zur Abgrenzung zu konventionellen Anlagen wurden zur Effizienzbewertung für Anlagen mit Koppelproduktion die nachfolgend dargestellten Kennzahlen¹⁴ eingeführt, welche sich im Wesentlichen auf die in [VDI 2001] definierten Größen beziehen.

Brennstoffausnutzungsgrad:

Der Brennstoffausnutzungsgrad ω definiert das Verhältnis von der Summe der abgegebenen elektrischen und thermischen Nettonutzleistungen und dem zugeführten Brennstoffenthalpiestrom.

$$\text{Gleichung (3.1):} \quad \omega = \frac{\dot{Q}_{\text{th, netto}} + P_{\text{el, netto}}}{\dot{m}_{\text{Br}} \cdot H_{\text{u}}}$$

Der Brennstoffenthalpiestrom errechnet sich aus der zugeführten Brennstoffmenge \dot{m}_{Br} und dem Heizwert H_{u} des eingesetzten Brennstoffes. Der Heizwert H_{u} beschreibt die frei werdende Reaktionswärme bei vollständiger Verbrennung des Brennstoffes, sofern das bei der Verbrennung gebildete Wasser in gasförmigem Zustand anfällt (vgl. [VDI 2001]). Die elektrische Nettonutzleistung ist die Leistung, welche an den Generatorklemmen abzüglich der internen Verluste (z.B. Umrichter und Hilfsenergiebedarf) abgenommen werden kann.

¹⁴ Es sei darauf hingewiesen, dass vielfach auch noch für die Bewertung von KWK-Anlagen die bekannten Wirkungsgradkennzahlen verwendet werden.

Zur Ermittlung des Brennstoffnutzungsgrades werden hier die elektrische Nettonutzleistung und die Nutzwärmeleistung als thermodynamisch gleichwertig betrachtet. Dies bedeutet, dass eine Differenzierung hinsichtlich der Arbeitsfähigkeit (Exergieanteil) nicht vorgenommen wird (vgl. Kapitel 3.1).

Stromkennzahl:

Neben dem Brennstoffnutzungsgrad dient die Stromkennzahl σ zur Bewertung von KWK-Anlagen. Sie beschreibt als das Verhältnis von abgegebener elektrischer Nettonutzleistung zum abgegebenen Nettonutzwärmestrom.

$$\text{Gleichung (3.2):} \quad \sigma = \frac{P_{\text{el, netto}}}{\dot{Q}_{\text{th, netto}}}$$

Auch hier werden die beiden Nutzenergien als thermodynamisch gleichwertig angenommen.

Stromausbeute:

Die Stromausbeute¹⁵ β beschreibt das Verhältnis von elektrischer Nettogleistung zum zugeführten Brennstoffenthalpiestrom.

$$\text{Gleichung (3.3):} \quad \beta = \frac{P_{\text{el}}}{\dot{m}_{\text{Br}} \cdot H_{\text{u}}}$$

Wärmeausbeute:

Die Wärmeausbeute¹⁶ α beschreibt das Verhältnis von Nettonutzwärmestrom zum zugeführten Brennstoffenthalpiestrom.

$$\text{Gleichung (3.4):} \quad \alpha = \frac{\dot{Q}_{\text{th}}}{\dot{m}_{\text{Br}} \cdot H_{\text{u}}}$$

3.2.3 KWK-Anlagenauslegung

Um den dargestellten primärenergetischen Vorteil gegenüber der getrennten Bereitstellung im Rahmen wirtschaftlicher KWK-Anwendungen umzusetzen, sind entsprechende Wärmenetzen¹⁷ eine Grundvoraussetzung. Ein großes Anwendungspotenzial für dezentrale KWK-Technologien lässt sich im kommunalen bzw. städtischen Energieversorgungsbe-

¹⁵ Die Stromausbeute wird häufig als der elektrische Wirkungsgrad η_{el} der KWK-Anlage bezeichnet.

¹⁶ Die Wärmeausbeute entspricht also dem thermischen Wirkungsgrad η_{th} der KWK-Anlage.

¹⁷ Hiermit sind lokale Wärmenutzungspotenziale im unmittelbaren Nahbereich der KWK-Anlage gemeint, die einen verlustbehafteten Wärmetransport über weitere Strecken nicht erfordern.

reich identifizieren, da hier der thermische Endenergiebedarf von Haushalten und Gewerbebetrieben (z.B. Brauchwasser- und Heizwärme im Haushaltsbereich) die benötigten lokalen Wärmesenken im Niedertemperaturbereich schafft. Eine Anlagenauslegung¹⁸ entsprechend der Energiebedarfsstruktur wird sich bei KWK-Anwendungen vordergründig am thermischen Bedarf orientieren. Problematisch ist in diesem Zusammenhang der saisonal sehr stark schwankende Wärmebedarf im kommunalen Versorgungsbereich. Denn insbesondere in den Sommermonaten ist der Anlagenbetrieb durch die stark reduzierte oder ganz fehlende Wärmenachfrage aufgrund des außentemperaturabhängigen Heizwärmebedarfes nur eingeschränkt möglich. Infolgedessen reduzieren sich die erzielbaren jährlichen Anlagennutzungsgrade sehr stark. Dies bedeutet, dass bereits bei der Anlagenauslegung- bzw. Dimensionierung die jeweiligen thermischen Bedarfsstrukturen Berücksichtigung finden müssen.

Häufig bilden geordnete Ganglinien zu versorgender Wärmelasten die Grundlage zur Anlagenauslegung (vgl. z.B. [Vogelsang 1997], [Biermann 1998], [Stein 1999], [VDI 1999a], [Sawillion 2002]). Mit der Intension, möglichst hohe Jahresnutzungsgrade und lange Betriebsphasen im optimalen Auslegungspunkt zu realisieren, werden große KWK-Anlagen deshalb zumeist nicht auf den thermischen Spitzenbedarf ausgelegt, sondern lediglich auf einen Anteil davon. In [Gailfuß 1998] wird diesbezüglich ein Richtwert von 30% der thermischen Spitzenlast vorgeschlagen. Zusätzlich muss zur Abdeckung der Maximallast dann eine Zusatzfeuerung vorgesehen werden, welche aus Redundanzgründen auf den maximalen thermischen Bedarf ausgelegt werden kann, um bei längeren Ausfallzeiten der KWK-Anlage die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Bei kleinen KWK-Anlagen, welche nur einen oder wenige thermische Abnehmer versorgen, wird eine komplexe individuelle Anlagenplanung- und Auslegung aufgrund des hohen Aufwands nur selten vorgenommen. Insbesondere das häufige Fehlen genauer Messdaten zur Ermittlung von Elektroenergie- und Wärmelastgängen erschwert eine exakte Anlagenauslegung. Infolgedessen werden sich Planer dezentraler KWK-Anlagen im unteren Leistungsbereich auf Erfahrungswerte stützen, um eine hinreichend genaue Auslegung zu realisieren. In diesem Leistungsbereich ist es sinnvoller standardisierte Anlagencharakteristika¹⁹ zur Herstellung größerer Stückzahlen festzulegen und auf diese Art Kostendegressionseffekte zu realisieren. Eine an den Wärmebedarf angepasste Anlagenregelung kann dann durch eine Leistungsregelung oder durch die Integration von Wärmespeichern realisiert werden. Da bei den meisten marktgängigen KWK-Anlagen dieses Leistungsbereiches eine Leistungsregelung nicht möglich ist, bietet sich die Verwendung von thermischen Niedertemperaturspeichern an (vgl. Kapitel 3.2.10). Ein weiterer Weg die Anlagennut-

¹⁸ Einen guten Überblick über Anlagenauslegungsverfahren bietet [Vogelsang 1997].

¹⁹ Dies bedeutet, dass Anlagenhersteller für diesen Leistungsbereich Standardleistungsklassen mit festgelegtem thermischen und elektrischen Output anbieten.

zungsgrade durch einen Betrieb auch in den Sommermonaten zu erhöhen wird in der dezentralen Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung gesehen (vgl. hierzu z.B. [Wolf 2005], [Franzke 2005]). Hierzu wird das in den Sommermonaten überschüssige Wärmepotenzial genutzt, um dezentral Kälte für entsprechende Anwendungen (z.B. Gebäudeklimatisierung) bereitzustellen.²⁰

3.2.4 Betriebsführungskonzepte für KWK-Anlagen

Als potenzielle KWK-Anlagenbetreiber im kommunalen Bereich kommen aus heutiger Sicht z.B. Wohnungsgesellschaften, Kleingewerbebetriebe, Independent Power Producer oder auch einzelne private Eigenheimbesitzer in Frage. Abhängig von dem jeweiligen Betriebsführungsziel und der Auslegung lassen sich verschiedene Anlagenfahrweisen definieren. KWK-Anlagen liefern beim Betrieb die beiden Nutzenergieformen Wärme und Elektroenergie. Für die Realisierung von Betriebsführungskonzepten stellt sich damit grundsätzlich die Frage nach welcher der beiden Outputgrößen die KWK-Anlagenregelung zu erfolgen hat. Eine allgemeingültige Aussage für eine zu bevorzugende Betriebsführung lässt sich nicht treffen, da diese vom konkreten Anwendungsfall abhängt. Grundsätzlich lässt sich jedoch eine Unterscheidung in einen wärmegeführten und stromgeführten²¹ Anlagenbetrieb vornehmen. Unter der Annahme, dass ein leistungsmodulierter Anlagenbetrieb bei kleinen KWK-Anlagen nur im Rahmen gewisser Grenzen möglich ist, werden nachfolgend kurz diese beiden Betriebsführungsoptionen beschrieben.²²

3.2.4.1 Wärmegeführter KWK-Anlagenbetrieb

Bei einer wärmegeführten Betriebsweise folgt die KWK-Anlage, soweit im Rahmen der technologischen Begrenzungen möglich, der lokalen Wärmenachfrage. Überschreitet der Wärmebedarf die abgegebene thermische Nennleistung, muss ein Zusatzaggregat (z.B. Zusatzkessel) die verbleibende thermische Nachfrage abdecken. Unterschreitet die thermische Nachfrage den Bereich der mindestens abzugebenden thermischen Leistung, besteht die Möglichkeit die überschüssige Leistung in einem Pufferspeicher zwischenspeichern und zu Zeiten höherer Nachfrage wieder auszuspeichern (vgl. Kapitel 3.2.10). Sollte kein Pufferspeicher vorhanden sein, so muss die KWK-Anlage ausgeschaltet und der gesamte Wärmebedarf von dem Zusatzaggregat abgedeckt werden. Die dritte Möglichkeit besteht in einem Weiterbetrieb der KWK-Anlage, wenn die überschüssige thermische Energie an die Umgebung als Abwärme abgegeben werden kann.

²⁰ In [Gailfuß 1998] findet sich eine Übersicht zu den verschiedenen Kälteanlagentechnologien.

²¹ Korrekterweise müsste es elektroenergiegeführter Betrieb heißen, umgangssprachlich hat sich allerdings auch hier stromgeführt eingebürgert.

²² Die meisten KWK-Technologien im unteren Leistungsbereich lassen sich nicht beliebig stufenlos regeln, sondern sind an feste Input-Outputrelationen gebunden.

Da in allen drei Fällen der thermische Bedarf die Anlagenregelungsgröße darstellt, ist eine Kopplung mit dem Elektroenergienetz zwingend notwendig.²³ In Zeiten, in denen der elektrische Output die lokale elektrische Nachfrage übersteigt, wird Elektroenergie in das Verteilnetz zurückgespeist. Umgekehrt muss, wenn die lokale elektrische Nachfrage den elektrischen Anlagenoutput überschreitet und wenn die Anlage ausgeschaltet ist, Elektroenergie aus dem Netz bezogen werden. Nach heutiger Gesetzeslage wird dem Anlagenbetreiber im ersten Fall eine Einspeisevergütung gewährt, insofern er in ein Netz der öffentlichen Versorgung einspeist (vgl. Kapitel 2.2.1). Im zweiten Fall wird für den Elektroenergiefremdbezug ein Entgelt entsprechend der jeweiligen Elektroenergietarife an den Versorger gezahlt.

3.2.4.2 Stromgeführter KWK-Anlagenbetrieb

Beim stromgeführten Anlagenbetrieb orientiert sich die Betriebsweise am lokalen elektrischen Bedarf. Die KWK-Anlage fährt im Rahmen des bestehenden Regelpotenzials die elektrische Nachfrage nach und versucht so viel wie möglich elektrischen Eigenbedarf abzudecken. Überschreitet der elektrische Bedarf die abgegebene elektrische Nennleistung der KWK-Anlage, muss zusätzlich Elektroenergie aus dem elektrischen Versorgungsnetz bezogen werden. Unterschreitet der elektrische Bedarf die mindestens abzugebende elektrische Leistung muss die Anlage ausgeschaltet werden und der Elektroenergiebedarf wird komplett aus dem elektrischen Versorgungsnetz gedeckt.

Da in einer konsequenten und komplett stromgeführten Betriebsführung die elektrische Nachfrage abgefahren wird, wird theoretisch keine Elektroenergie in das Versorgungsnetz zurückgespeist. Diese Art der dauerhaften stromgeführten Betriebsführung dürfte für die meisten KWK-Anlagen aufgrund der dann sehr geringen Nutzungsdauern ökonomisch wenig interessant sein. Eine Ausnahme bietet der kurzfristige stromgeführte Anlagenbetrieb, wenn die gleichzeitig erzeugte Wärme komplett lokal verwendet werden kann oder aber in einem Wärmespeicher zwischengespeichert wird. Zudem ist eine solche Betriebsführung nur mit Anlagen möglich, die elektrisch leistungsmodulierend betrieben werden können.

Für den dezentralen Bereich der KWK-Nutzung werden in den meisten Fällen die Anlagen wärmegeführt betrieben, sodass die Elektroenergie je nach lokaler Nachfrage verwendet oder in das Elektroenergienetz eingespeist wird. Um den Anlagenbetrieb zumindest kurzfristig von der thermischen Nachfrage zu entkoppeln ist die Installierung von thermischen Pufferspeichern eine zwingende Notwendigkeit. Diese Art der teilweise stromgeführten Betriebsführung würde dann nach anderen Gesichtspunkten stattfinden (z.B. Netzführungsaspekte oder Kostenoptimierung eines Anlagenportfolios).

²³ Die Möglichkeit einer kurzfristigen Speicherung der Elektroenergie in Batteriespeichern wird hier nicht betrachtet.

3.2.5 Dezentrale KWK-Technologien für den kommunalen Bereich

Die verstärkte Nutzung dezentraler KWK-Anlagen wird zumeist mit dem Argument der primärenergetisch besseren Wandlungseffizienz gegenüber getrennter lokaler Bereitstellung der Nutzenergien Wärme und Elektroenergie gefordert. Eine wesentliche Voraussetzung zur Erschließung kommunaler Potenziale mit dezentralen KWK-Technologien liegt in deren Verfügbarkeit. Heute existieren bereits verschiedene KWK-Anlagen auf dem Markt auf ausgereifter Technik basierend und in vornehmlich höheren Leistungsklassen (vgl. z.B. [BMU 2005a]).

Ein wichtiger Schritt in Richtung dezentralisierter Versorgungsstrukturen ist die Technologieentwicklung hin zu kleineren Aggregaten bis zur Erreichung der Markteinführung und anschließender Marktdurchdringung. Technologien im einstelligen elektrischen Leistungsbereich, welche auch für eine einzelobjektbezogene Anwendung interessant wären, sind verfügbar, beginnen sich jedoch erst langsam durchzusetzen. Während KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren auch schon im kleinen Anlagenbereich den Markteintritt geschafft haben, benötigen andere Technologien noch Zeit zur weiteren Forschung und Entwicklung. So wurde beispielsweise die breite Markteinführung der Brennstoffzellentechnologie bereits mehrere Male durch die Herstellerfirmen verschoben und auch auf der Stirlingmotortechnik basierende Anlagen stehen noch vor einem breiten Markteintritt. Welche Technologien sich langfristig durchsetzen oder auch gar nicht den Markteintritt schaffen werden ist aus heutiger Sicht noch schwer abzuschätzen, da dies auch von anderen, nichttechnologischen Faktoren abhängig ist. Nachfolgend wird ein Überblick über KWK-Technologien gegeben, welche sich zum dezentralen Anwendungsbereich zuordnen lassen und die aus heutiger Sicht eine Perspektive für eine zukünftige Breitenanwendung haben.

3.2.6 Verbrennungsmotoren

Der Einsatz dezentraler KWK-Anlagen auf Basis von konventionellen Verbrennungsmotoren - auch Motor-Blockheizkraftwerke - genannt, erfolgt bereits seit einigen Jahren. Verbrennungsmotoren sind als marktreife Technologie die derzeit dominierende Möglichkeit zur Anwendung dezentraler KWK-Anlagen. Mit Otto- oder Dieselmotoren lassen sich flüssige bzw. gasförmige Brennstoffe²⁴ nutzen, um einen gekoppelten Generator mechanisch anzutreiben. Über verschiedene Wärmetauscher wird den heißen Verbrennungsabgasen, dem Kühlwasser und ggf. dem Motorenöl Wärme entzogen, welche zur Deckung des thermischen Bedarfes eingesetzt wird (vgl. Abbildung 5). Der elektrische Leistungsbereich erstreckt sich über Aggregate mit wenigen Kilowatt elektrischer Leistung, bis hin zu einer Aggregatgröße von ca. 2 - 7 MW_{el} (vgl. [Schmitz et al. 2005], [ASUE 2005]).

²⁴ Als Brennstoffe werden vorwiegend Erdgas oder leichtes Heizöl verwendet, aber zunehmend kommen auch Bio-Gas und Bio-Diesel zum Einsatz.

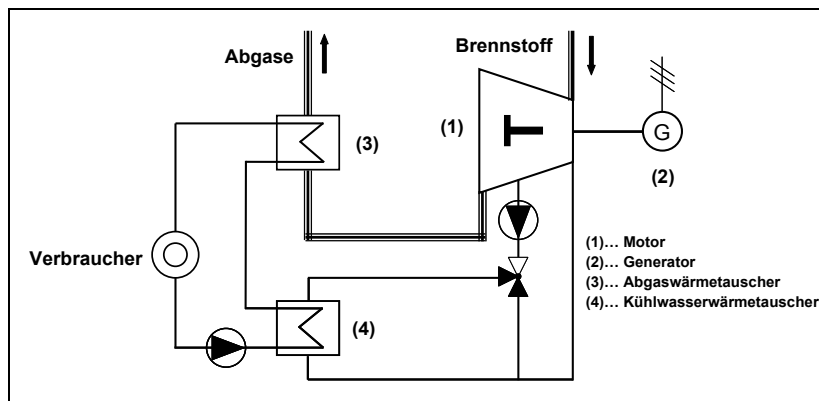


Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Verbrennungsmotorenprozesses mit Abgas- und Motorenölwärmetauschern

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [FFE 2007]

Insbesondere Aggregate des kleinen Leistungsbereichs sind für eine objektbezogene Bereitstellung von thermischen und elektrischen Nutzenergien interessant. Die so genannten Mini-Blockheizkraftwerke stellen eine anschlussfertige kompakte Einheit bestehend aus Motor, Generator und den Wärmetauschern zur Wärmauskopplung dar. In diesem Leistungsbereich werden die Anlagen zumeist mit Erdgas oder Heizöl betrieben. Heizöl wird nur dann verwendet, wenn kein Erdgasanschluss zur Brennstoffversorgung vorhanden ist (vgl. [Meißner 2005]). Der Vorteil der Gas-Ottomotorentechnik liegt in der vergleichsweise hohen Langlebigkeit und der Störungsfreiheit. Die kleinsten heute verfügbaren Aggregate haben eine elektrische Leistung von etwa 5 kW_{el} und eine thermische Leistung von etwa $10 \text{ kW}_{\text{th}}$ (vgl. [BHKW 2004]).

Tabelle 2: Bewertungskennzahlen von Mini-Blockheizkraftwerken

Brennstoffaus-nutzungsgrad ω	Stromkennzahl σ	Stromausbeute β	Wärmeausbeute α
85 - 90%	0,4 - 0,5	25 - 35%	55 - 65%

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [BHKW 2004]

Mit Brennstoffausnutzungsgraden im Bereich von 85 - 90% und Stromausbeuten bis zu 35% ermöglichen kleine Verbrennungsmotoranlagen eine Anwendung bis hin zur Versorgung von thermischer und elektrischer Nachfrage einzelner Gebäude. (vgl. Tabelle 2).

3.2.7 Stirlingmotoren

Im Gegensatz zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren mit interner Verbrennung im geschlossenen Zylinder handelt es sich beim Stirlingmotor²⁵ um einen Motor mit externem Verbrennungsprozess. Die Brennstoffenergie wird dem Stirlingmotor durch die heißen Verbrennungsgase von außen zugeführt (vgl. Abbildung 6). Während bei Otto- und Die-

²⁵ Der Stirlingmotor wird mitunter auch als Heißluftmotor bezeichnet.

selmotoren das Arbeitsgas nach der Verbrennung als Abgas aus dem Zylinderraum abgeführt wird, verbleibt das Arbeitsgas (z.B. Helium) mit konstanter Menge im Arbeitszylinder und wird nicht verbrannt, sondern abwechselnd über Wärmetauscher erwärmt und wieder abgekühlt (vgl. [Luft 2003]).

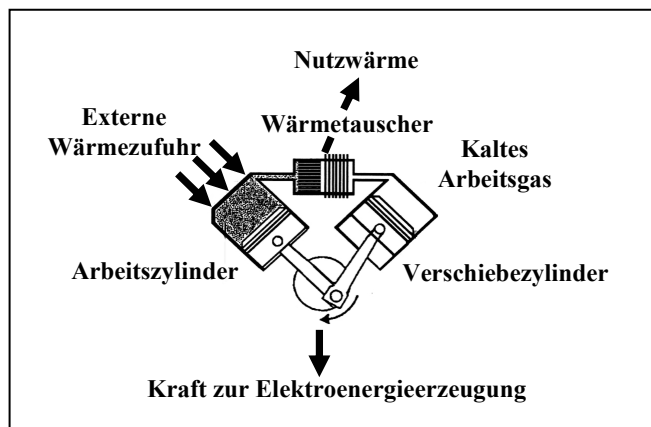


Abbildung 6: Schematische Darstellung eines Stirlingmotorprozesses

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Gailfuß 1998]

Die mechanische Energie zum Antrieb des Generators wird mit dem Arbeitszylinder bereitgestellt. Da die Wärmezufuhr extern erfolgt, kann theoretisch jeder zur thermischen Energiezufuhr geeignete Energieträger²⁶ verwendet werden, was als ein großer Vorteil des Stirlingmotors gesehen wird. Die Wärmezufuhr erfolgt bei relativ hohem Temperaturniveau, um bei vertretbarer Anlagengröße das Arbeitsgas auf die notwendige Prozesstemperatur von etwa 650°C zu bringen. Problematisch ist eine effiziente und schnelle Wärmeübertragung mit hoher Druckfestigkeit und damit dicken Zylinderwänden in Einklang zu bringen (vgl. [Werdich et al. 1999]). Die Wärme wird aus den Abgasen des externen Brenners, dem Motorkühlwasser und dem erhitzten Motorenöl mit Wärmetauschern ausgekoppelt und dann dem Wärmebedarf zugeführt.

3.2.8 Mikrogasturbinen

Als Mikrogasturbinen werden kleine Gasturbinen mit vergleichsweise niedrigen Brennkammerdrücken und Prozesstemperaturen bezeichnet. Der elektrische Leistungsbereich derzeit kommerziell verfügbarer Mikrogasturbinen erstreckt sich von ca. 30 kW_{el} bis 200 kW_{el}. Eine Mikrogasturbinenanlage besteht aus den Komponenten Verdichter, Brennkammer, Rekuperator, Arbeitsturbine, Generator und der Leistungselektronik (vgl. Abbildung 7). In der Brennkammer wird ein Verbrennungsluft-Erdgas-Gemisch hergestellt

²⁶ Auch die Sonne kann mit Hilfe von Parabolspiegeln genügend Wärme bereitstellen, um einen Stirlingmotor als Bestandteil eines so genannten Dish/Stirling-Systems zu betreiben. Solche Solar-Stirlingkraftwerke stellen eine Option zur dezentralen Energieversorgung in sonnenreichen Ländern dar (vgl. z.B. [Werdich et al. 1999], [Luft 2003], [Elsner et al. 2005], [Dispower 2006]).

und gezündet. Die beim Verbrennungsprozess entstehenden heißen und druckaufgeladenen Abgase werden in der Arbeitsturbine entspannt und treiben so Verdichter und Generator an. Der Permanentmagnet des Generators ist direkt auf der Antriebswelle der Arbeitsturbine angeordnet. Zwischen Arbeitsturbine und Generator ist kein mechanisches Getriebe geschaltet, sodass der Generator mit der Turbinendrehzahl von bis zu 120.000 U/min betrieben wird.

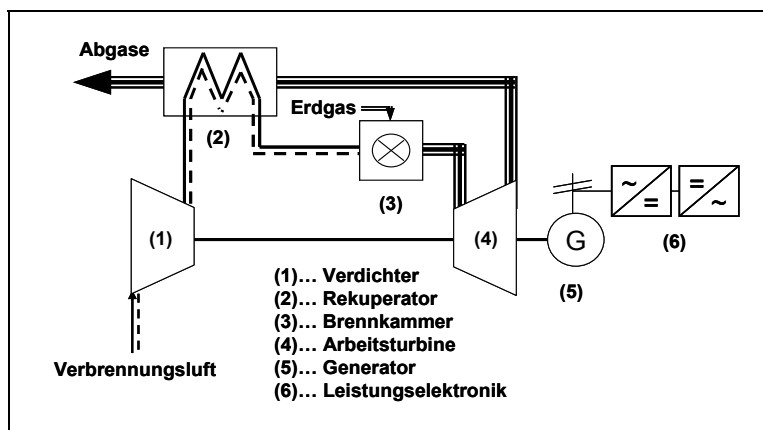


Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Mikrogasturbinenanlage

Quelle: [Woldt et al. 2007]

Die induzierte hochfrequente Wechselspannung wird mit Hilfe eines digitalen Leistungsreglers zunächst in Gleichspannung und dann in netzkonforme Wechselspannung invertiert (vgl. [Appenzeller et al. 2006]). Nach Verlassen der Mikrogasturbine lassen sich die noch etwa 300°C heißen Abgase weiter nutzen. In anschließenden Prozessen können die Abgase direkt verwendet werden oder müssen über entsprechende Abgaswärmetauscher die thermische Leistung an andere Wärmeträgermedien (z.B. Dampf, Heißwasser) abgeben (vgl. [Woldt et al. 2007]).

Die Mikrogasturbinentechnologie zeichnet sich im Vergleich zu anderen KWK-Technologien durch folgende Vorteile aus:

- robuster und einfacher Aufbau,
- moderate Wartungsintervalle und Wartungskosten,
- gutes Teillastverhalten und geringe Start-Stopp-Empfindlichkeit,
- schnelle Anfahrzeiten,
- schadstoffarme Abgasemissionen,
- Wärmeauskopplung über Abgas ist auf hohem Temperaturniveau möglich,
- direkte Abgasnutzung für Trocknungsprozesse ist unproblematisch,
- modulare Leistungsanpassung ist möglich.

Gegen diese Technologie sprechen aus heutiger Sicht vor allem hohe Unsicherheiten, die aus den noch sehr geringen Betriebserfahrungen bei stationärer Energieversorgung resultieren. Das damit verbundene technologische Risiko ist ein weiterer Grund, weshalb diese Technologie in Deutschland bislang wenig Anwendung findet.

Tabelle 3: Bewertungskennzahlen von Mikrogesturbinen

Brennstoffaus-nutzungsgrad ω	Stromkennzahl σ	Stromausbeute β	Wärmeausbeute α
72 - 85%	0,18 - 0,5	25 - 29%	46 - 54%

Mit Brennstoffausnutzungsgraden im Bereich von 72 - 85% und Stromausbeuten bis zu 29% ermöglichen Mikrogesturbinen eine Anwendung im kleingewerblichen Bereich (vgl. Tabelle 3).

3.2.9 Brennstoffzellen

Mit der Brennstoffzellentechnologie wird oft die Hoffnung verbunden, einen essenziellen Beitrag zu dezentraleren Energieversorgungsstrukturen zu liefern. Vielfach wird die Brennstoffzelle bereits als Schlüsseltechnologie des 21. Jahrhunderts gesehen, die eine innovative Technologie mit tief greifenden strukturellen Auswirkungen auf die Energieversorgung darstellt (vgl. z.B. [Bokämper 2002], [Krewitt et al. 2004], [UBA 2005]). In vielen Demonstrationsprojekten wurde bereits die Praxistauglichkeit verschiedener Brennstoffzellensysteme untersucht. Aber eine breite Markteinführung hat bislang aus verschiedenen Gründen²⁷ noch nicht stattgefunden. Zum Teil ist eine gewisse Ernüchterung eingetreten, da die angekündigten Markteinführungszeitpunkte von den Anlagenherstellern bereits mehrfach revidiert wurden (vgl. [Pehnt et al. 2004]).

Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, welche die chemisch gebundene Energie des eingesetzten Energieträgers²⁸ direkt in Elektroenergie und Wärme umwandeln. Damit unterscheidet sich der Energiewandlungsprozess von dem konventioneller Wärmekraftmaschinen (vgl. Abbildung 8).

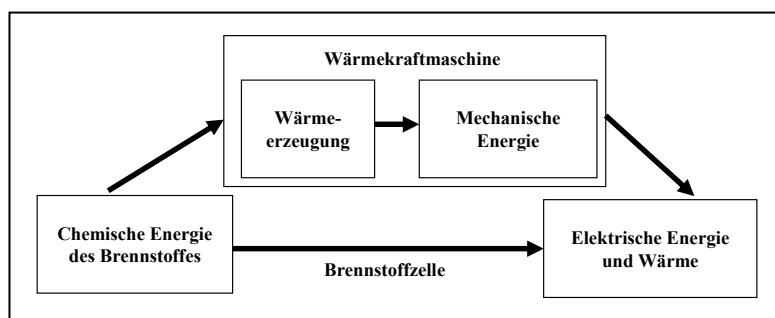


Abbildung 8: Umwandlungsschritte bei der Wärme- und Elektroenergieerzeugung aus chemisch gebundener Brennstoffenergie mit Wärmekraftmaschinen und Brennstoffzellen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [ASUE 2000]

²⁷ Dies sind im Wesentlichen die unzureichende technische Reife und die daraus resultierenden häufigen Anlagenausfälle sowie die noch vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen (vgl. z.B. [ASUE 2000], [Pehnt et al. 2004]).

²⁸ Hierbei handelt es sich um den Sekundärenergieträger Wasserstoff.

Bei Wärmekraftmaschinen wird die chemisch gebundene Brennstoffenergie durch Verbrennungsprozesse zunächst in thermische Energie gewandelt. Mit einem Verbrennungsmotor oder einer Turbine wird diese thermische Energie in mechanische gewandelt, welche zum Antrieb eines Generators genutzt wird. Der Zwischenschritt über die Wandlung thermischer Energie in mechanische Energie ist bei dem Brennstoffzellenprinzip nicht notwendig. Die chemische Brennstoffenergie kann direkt in elektrische Energie und Wärme gewandelt werden.²⁹ Infolgedessen unterliegen Brennstoffzellenprozesse nicht dem limitierenden Carnot-Wirkungsgrad (vgl. Kapitel 3.1) und können vergleichsweise höhere elektrische Wirkungsgrade erzielen.

Prinzipiell sind alle Brennstoffzellen ähnlich aufgebaut (vgl. Abbildung 9). Sie bestehen aus zwei Elektroden (Anode und Kathode) und einem Elektrolyten. Der Elektrolyt befindet sich zwischen den Elektroden und ermöglicht den Ionenaustausch. Die Elektroden bestehen aus einer elektronenleitenden Phase und sind über einen äußeren Gleichstromkreis verbunden. Der Anode wird kontinuierlich Wasserstoff zugeführt, welcher mit einem Katalysator in Wasserstoff-Ionen (Protonen) gespalten wird. Während die Protonen durch den Elektrolyten zur Kathode wandern, fließen die freigewordenen Elektronen über den externen Gleichstromkreis zur Kathode und können elektrische Arbeit leisten. Auf der Kathodenseite verbinden sich die Elektronen mit den Molekülen des zugeführten Sauerstoffes, welche anschließend mit den Wasserstoff-Protonen zu Wasser reagieren.

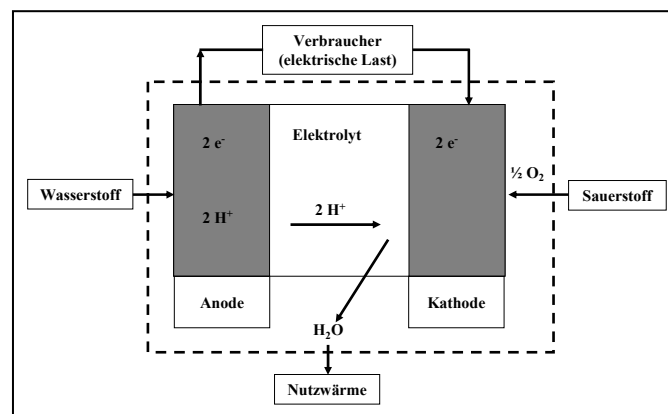


Abbildung 9: Prinzipieller Aufbau von Brennstoffzellen

Quelle: Eigene Darstellung

Brennstoffzellen lassen sich grob hinsichtlich des Elektrolytenmaterials und dem Betriebstemperaturbereich unterscheiden (vgl. Tabelle 4). Zusammen mit dem jeweiligen Leistungsbereich können Aussagen über den energiewirtschaftlichen Einsatzbereich getroffen werden. Generell kann zwischen Hochtemperatur- und Niedertemperaturbrennstoffzellen unterschieden werden. Die Arbeitstemperatur hat Einfluss auf das Kaltstartverhalten der Brennstoffzellen. Die Bemessungsleistung kann erst nach Erreichen der Arbeitstemperatur

²⁹ Dieser Prozess wird auch als so genannte kalte oder auch indirekte Verbrennung bezeichnet.

entnommen werden. Aus diesem Grund haben Hochtemperaturbrennstoffzellen in der Regel längere Kaltstartzeiten als Niedertemperaturbrennstoffzellen. Die Kaltstartzeiten reichen derzeit von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden (vgl. [Rössiger 2006]).

Tabelle 4: Übersicht zu den verschiedenen Brennstoffzellentypen

Typ	Elektrolyt	Betriebstemperaturbereich	Leistungsbereich
AFC	Kalilauge	60 - 90°C	1 - 250 kW _{el}
PEMFC	Protonenleitende Membran	60 - 80°C	2 - 200 kW _{el}
DMFC	Protonenleitende Membran	80 - 130°C	1 W _{el} - 100 kW _{el}
PAFC	Phosphorsäure	160 - 220°C	200 kW _{el}
MCFC	Karbonatschmelze	600 - 650°C	250 kW _{el}
SOFC	Keramischer Oxidelektrolyt, Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid	800 - 1000°C	1 kW _{el} - 10 MW _{el}

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [ASUE 2000], [UBA 2005], [Pehnt 2002]

Mit der Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie bis zur Marktreife werden große Hoffnungen im Bereich der dezentralen Energieversorgung verbunden. Aus heutiger Sicht ist eine Markteinführung jedoch erst in einigen Jahren zu erwarten, da insbesondere die Herstellkosten noch zu hoch sind, um gegenüber anderen Energiewandlungsanlagen konkurrenzfähig zu sein.

3.2.10 Niedertemperaturwärmespeicher

Die Nutzung von Wärmespeichern im Rahmen thermischer Endenergiebereitstellung ermöglicht es - unabhängig von der Wärmequelle - die Wärmeerzeugung sowohl im Zeitverlauf als auch in der abgegebenen Leistung dem Bedarf anzupassen. Insbesondere bei der Nutzung von Solarstrahlung als Energiequelle für den Niedertemperaturbereich stellen Wärmespeicher eine notwendige Anlagenkomponente dar, da hier Wärmeangebot und Nachfrage mitunter zeitlich auseinander liegen.³⁰ Als Systemkomponente bei KWK-Anlagen können sie einerseits bei optimierter Integration und Betriebsweise zur besseren Anlagennutzung beitragen und somit den Brennstoffenergiebedarf und die Betriebskosten vermindern [(vgl. Huhn et al. 2003)]. Andererseits sind sie notwendig, um - zumindest im kurzfristigen Bereich - vom wärmegeführten zum stromgeführten Anlagenbetrieb überzugehen (vgl. Kapitel 3.2.4). Nicht zuletzt bieten Wärmespeicher im Hinblick auf die Versorgungssicherheit Vorteile, wenn sich kurzzeitige Ausfälle der Wärmeerzeugungsanlagen ohne Versorgungsunterbrechung durch Bedarfsdeckung aus dem Speicher ausgleichen lassen.

³⁰ Beispielsweise spielen Wärmespeicher bei solarthermischen Anlagen zur Brauchwassererwärmung bzw. Heizungsunterstützung im Haushaltsbereich eine zentrale Rolle. Während der Warmwasserbedarf in den meisten Haushalten in den Morgen- oder Abendstunden vorliegt, wird ein großer Teil des nutzbaren solaren Strahlungspotenzials über den Tag verteilt dargeboten, sodass eine Zwischenspeicherung notwendig ist.

Der Technologiebereich bei der Wärmespeicherung erstreckt sich von kleinen Warmwasserspeichern für den Einzelhaushalt über saisonale Langzeitwärmespeicher für ganze Siedlungen bis hin zu industriellen Wärmespeichern³¹ zur Prozessabwärmenutzung oder zur Unterstützung von Fern- bzw. Nahwärmesystemen ([vgl. z.B. [Recknagel et al. 1997], [Fisch et al. 2005]). Im Folgenden beschränken sich die Betrachtungen auf kleine Wärmespeicher zur kurzzeitigen Speicherung von Niedertemperaturwärme für Heizungs- und Warmwasserzwecke im Zusammenhang mit der dezentralen Nutzung kleiner KWK-Anlagen.

Bei Kurzzeit-Wärmespeichern für den Niedertemperaturbereich handelt es sich zumeist um Pufferspeicher. Dies sind Speicher mit einer Wärmespeicherkapazität, die bei maximalem Ladestand je nach Bedarf und Speicherkapazität eine Wärmeentnahme über mehrere Stunden bis zu wenigen Tagen ermöglichen. Pufferspeicher sind in der Regel zylinderförmige Behälter, welche als Speichermedium Wasser³² verwenden und in der Heizungstechnik in verschiedenen Größen eingesetzt werden. Ihre nutzbare Wärmespeicherkapazität hängt neben der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums vom Volumen, den Speicherverlusten und der Be- und Entladevorrichtung ab ([vgl. Huhn et al. 2003]).

Pufferspeicher ermöglichen es den thermischen Bedarf und die Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen im Niedertemperaturbereich zeitlich befristet zu entkoppeln. Auf diese Weise lässt sich ein zusätzlicher Freiheitsgrad für den Anlageneinsatz generieren und im Rahmen gewisser Grenzen eine zum Teil unabhängige Optimierung des Wärmebereitstellungssystems und der Wärmeanwendungen vornehmen. Eine auf den Wärmebedarf ausgelegte KWK-Anlage kann bei Zwischenspeicherung der Wärme im kurzfristigen Rahmen auch elektrisch geführt betreiben (vgl. z.B. [Bühner 2006]). Durch eine Zwischenspeicherung kann somit von den lokalen wärmegeführten Betriebsführungsvarianten abgewichen werden. Die KWK-Anlagenplanung, welche sich am jeweiligen Bedarf orientiert (vgl. Kapitel 3.2.3), hat Wärmespeicher als zusätzliche Systemkomponente zu berücksichtigen. Um einen effizienten Betrieb des gesamten Systems zu erreichen, muss bereits im Rahmen der Auslegungsplanung für den Pufferspeicher das richtige Verhältnis von thermischer KWK-Anlagenleistung und Wärmespeicherkapazität gefunden werden (vgl. [Leijendekkers 2005]). Dies steht allerdings im Widerspruch zu einer standardisierten Komponentenfertigung bei Herstellern, mit der Kostendegression durch Skaleneffekte erreicht werden soll. Somit bleiben schon bei der Auslegung bestehende Optimierungspotenziale unberück-

³¹ Hier sei beispielhaft auf die regenerative Vorwärmung von Verbrennungsluft oder Vorwärmung über Rekuperatoren in industriellen Hochtemperaturprozessen hingewiesen. Zum Unterschied zwischen Regenerator und Rekuperator vgl. bspw. [Baehr 1992].

³² Wasser hat sich als Speichermedium aus verschiedenen Gründen in diesem Bereich durchgesetzt. Zum einen ist es überall kostengünstig verfügbar und problemlos zu transportieren (vgl. [Fisch et al. 2005]). Zum anderen hat Wasser eine vergleichsweise hohe spezifische Wärmekapazität.

sichtigt. Denn eine am thermischen Bedarf ausgerichtete und mit Wärmespeichern verknüpfte Anlagenauslegung ließe im Hinblick auf die Betriebsführung folgende positiven Effekte erwarten:

- zeitlich begrenzte Entkopplung von thermischem Bedarf und Elektroenergieerzeugung und damit die Schaffung eines zusätzlichen Freiheitsgrades bei der Anlageneinsatzoptimierung,
- Anlagenfahrweise im Nennauslegungspunkt, d.h. mit optimalen Wirkungsgraden,
- Vermeidung von übermäßigem getaktetem KWK-Anlagenbetrieb und damit Reduzierung des Anlagenverschleißes durch vermehrtes An- und Abfahren und
- Kompensation kurzzeitiger (geplanter oder außerplanmäßiger) Anlagenausfälle.

Insbesondere der Aspekt der Verminderung von getaktetem Anlagenbetrieb betrifft den Bereich kleiner KWK-Anlagen. Da solche Anlagen zumeist nicht über die Möglichkeit einer Leistungsmodulierung bei der Anlagenfahrweise verfügen, ist zur Anwendung im dezentralen Bereich ein Wärmespeicher sinnvoll. Als Systempuffer dient der Speicher dann dem Ausgleich der kurzzeitig schwankenden thermischen Nachfrage und dem möglichst leistungskonstanten Anlagenbetrieb. Dies bedeutet, dass bei Absinken der thermischen Nachfrage unter die Minimalgrenze des Anlagenoutputs bei leerem Speicher die Anlage weiter betrieben werden kann und den Speicher befüllt. Ist der Speicher bereits gefüllt, so wird die KWK-Anlage ausgeschaltet und die Nachfrage bis zum erneuten Überschreiten der Minimalgrenze bzw. bis zum kompletten Entladen des Speichers aus diesem gedeckt. Wärmespeicher stellen also für KWK-Anwendungen im thermischen Niedertemperaturbereich eine wichtige Anlagenkomponente dar, welche insbesondere im Rahmen der Anlagenbetriebsführung Vorteile bringen kann. Bei korrekter Auslegung können sie dazu beitragen die KWK-Anlagenbetriebsführung zu optimieren und die Energieeffizienz steigern.

3.3 Zur Wirtschaftlichkeit dezentraler KWK-Anlagen

Die Endenergieversorgung im kommunalen Bereich erfolgt heute zumeist durch konventionelle, ungekoppelte³³ Heizungssysteme und über den Elektroenergiebezug aus einem Netz der öffentlichen Versorgung zu Tarifpreisen. Eine großflächige Anwendung kleiner dezentraler KWK-Anlagen im kommunalen Niedertemperaturbereich hat in den vergangenen Jahren noch nicht stattgefunden. Ein wesentlicher Treiber neuer Technologien ist langfristig deren Wirtschaftlichkeit. Dies bedeutet, dass eine breite Durchdringung von kleinen dezentralen KWK-Anlagen als alternative Versorgungstechnologie im Niedertem-

³³ Unter ungekoppelten Anlagensystemen werden im Rahmen dieser Arbeit Anlagen eingeordnet, welche die eingesetzte Primär- bzw. Sekundärenergie nur in thermische Nutzenergie wandeln. Im Wesentlichen sind dies auf Haushaltsebene heizöl- oder erdgasbefeuerte Niedertemperatur- bzw. Brennwertkessel, aber auch Elektroenergie wird zur Heizenergiebereitstellung mit Stromdirekt- oder Nachtspeicherheizungen eingesetzt.

peraturbereich nur stattfinden wird, wenn gegenüber der getrennten Endenergiebereitstellung mit konventionellen Anlagen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist. Denn die meisten potenziellen Anwender werden nur dann in eine dezentrale kleine KWK-Technologie investieren, wenn mit einer solchen Anwendung komparative Kostenvorteile gegenüber der getrennten Bereitstellung mit bester verfügbarer konventioneller Technik (z.B. Gas-Brennwerttechnik) zu erzielen sind oder annähernde Kostengleichheit besteht.

3.3.1 Methodik

Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit kleiner KWK-Anlagen gegenüber der ungekoppelten Energiebereitstellung mit Gasbrennwert-Technik und vollständigem Elektroenergiebezug aus dem Netz untersucht. Unter der Annahme, dass die Betreiber der dezentralen KWK-Anlagen keine Energieversorgungsunternehmen sind, werden zwei erdgasbasierte KWK-Technologien, welche dem heutigen Stand der Technik entsprechen, mit der besten verfügbaren konventionellen Technologie zur thermischen Endenergiebereitstellung verglichen. Als ein mögliches Verfahren³⁴ zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen wird in [VDI 2000] der Vergleich auf Basis der Vollkosten vorgeschlagen. Dieses Verfahren wird nachfolgend verwendet. Zur Ermittlung der Jahresgesamtkosten sind danach folgende Kosten zu berücksichtigen:

- kapitalgebundene Kosten,
- verbrauchsgebundene Kosten,
- betriebsgebundene Kosten und
- sonstige Kosten.

Mit der Annuitätenmethode werden die kostenrelevanten Auszahlungen als konstante Periodenbeträge auf die geplante Anlagennutzungsdauer verteilt. Durch die Bewertung mit einem Zins erfahren die Opportunitätskosten einer alternativen Kapitalverzinsung Berücksichtigung. Die kapitalgebundenen Kosten beinhalten die Auszahlungen für die Anlagenkomponenten, bauliche Komponenten, Anschlusskosten und Aufwendungen für die Instandsetzung.

Die verbrauchsgebundenen Kosten berücksichtigen die Kosten für den verwendeten Brennstoff (z.B. Erdgas) und die Kosten für die Betriebsmittel. Die Kosten für Betriebsmittel spielen in diesem Anlagenbereich im Vergleich zum Brennstoffkostenanteil eine eher untergeordnete Rolle und werden vereinfacht als Fixkostenanteil berücksichtigt. Zur Abschätzung der Brennstoffkosten wird der Bedarf mit jahresgemittelten Endverbraucherpreisen der Jahre 2006 und 2007 bewertet (vgl. Kapitel 3.3.2). Brennstoffkostenreduzie-

³⁴ Ohne im Detail darauf einzugehen sei angemerkt, dass es verschiedene Methoden zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit gibt. Einen guten Überblick zu den Methoden gibt z.B. [Bartzsch 1997].

rende Steuervorteile, welche aus staatlichen Fördermaßnahmen resultieren (vgl. Kapitel 2.2), werden mit berücksichtigt.

Zu den betriebsgebundenen Kosten gehören die Kosten für Bedienung, Reinigung und Instandhaltung der Anlagen. Diese Kosten können als prozentualer Anteil an der Investitionssumme abgeschätzt werden und gehen in den jährlichen Fixkostenanteil ein. Die sonstigen Kosten beinhalten finanzielle Aufwendungen für Versicherungen und etwaige Verwaltungskosten. Diese werden für die untersuchten Anlagenalternativen als gleich groß angenommen und gehen im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung ebenfalls als jährlicher Fixkostenanteil ein.

Nach der Berechnung der jährlichen Gesamtkosten werden die spezifischen Energiegestehungskosten jeder Anlage ermittelt. Hierfür werden die jährlichen Gesamtkosten der Versorgungstechnologie ins Verhältnis zur bereitgestellten Nutzenergie gesetzt. Im Falle der ungekoppelten Erzeugung werden die Wärmegestehungskosten des erdgasbasierten Referenzsystems ermittelt, indem die Gesamtkosten der Wärmeerzeugung auf die bereitgestellte Nutzwärmemenge bezogen werden. Bei den KWK-Technologien werden durch die gekoppelte Erzeugung die Nutzenergiearten Wärme und Elektroenergie bereitgestellt. Insofern stellt sich die Frage nach dem Aufteilungsverhältnis der Gesamtkosten auf die Anlagenoutputs Elektroenergie und Wärme.³⁵ Die Betrachtungsergebnisse hängen diesbezüglich maßgeblich von der Bewertung der beiden Nutzenergieoutputs ab. Im Folgenden wird der Ansatz gewählt, die ermittelten Wärmegestehungskosten des ungekoppelten Referenzsystems als Wärmegutschrift bzw. anlegbaren Wärmepreis für die thermische Nutzenergie der KWK-Anlagen festzulegen. Die Wärmegutschrift wird von den Gesamtkosten abgezogen und die verbleibenden Kosten werden der Elektroenergie zugeordnet.

Da der Teil der Elektroenergie, der in ein Elektroenergienetz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, mit den Förderzahlungen des KWKModG vergütet wird (vgl. Kapitel 2.2.1), muss dieser als Erlösponente mit berücksichtigt werden. Die erzielbaren Einspeisvergütungen werden ebenfalls vom verbleibenden Kostenanteil abgezogen. Die resultierenden spezifischen Elektroenergiegestehungskosten werden dann durch den Bezug der Restkosten auf die bereitgestellte elektrische Nutzenergie ermittelt. Als spezifische Elektroenergiegestehungskosten für das ungekoppelte Referenzsystem lassen sich tarifäre Bezugspreise für Endverbraucher im Haushaltsbereich annehmen.³⁶ Das Wirtschaftlichkeitsvergleichskriterium sind dann die spezifischen Elektroenergiegestehungskosten der KWK-Technologien. Dies bedeutet, dass ein KWK-Anlagenbetrieb unter den getroffenen

³⁵ Zur Kostenaufteilung existiert keine einheitlich angewandte Methode. Es haben sich verschiedene Verfahren herausgebildet, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll. Einen guten Überblick geben z.B. [Piller et al. 2002] und [Starrmann 2001].

³⁶ Der Vergleich mit Elektroenergiegestehungskosten im Großkraftwerksbereich ist hier wenig sinnvoll, da es darum geht, die Wirtschaftlichkeit der Anlagen für einen Endverbraucher abzuschätzen.

Annahmen zumindest zur Gleichheit bei den Elektroenergiegestehungskosten führen muss, um eine wirtschaftliche Alternative zu dem ungekoppelten Referenzsystem und Elektroenergiebezug aus dem Netz darzustellen. Da die signifikanten Kostenbestandteile wesentlich von den zugrunde gelegten technischen und ökonomischen Bewertungsparametern und Rahmenbedingungen abhängen, werden diese nachfolgend dargestellt.

3.3.2 Technische und ökonomische Parameter

3.3.2.1 Technische Parameter

Bei einem Teil der in Kapitel 3.2.5 beschriebenen dezentralen KWK-Technologien (z.B. Brennstoffzellen) ist es aus heutiger Sicht schwer abschätzbar, wann eine Marktverfügbarkeit gegeben ist. Insofern werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Anlagentechnologien ausgewählt, welche heute bereits verfügbar sind und von Herstellern angeboten werden. Bei den untersuchten KWK-Technologien handelt es sich um kleine erdgasbasierte KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren. In der Tabelle 5 sind deren technische Parameter dargestellt.

Tabelle 5: Technische Parameter der betrachteten KWK-Technologien

		KWK-Technologie 1	KWK-Technologie 2
elektrische Leistung	[kW _{el}]	5,5	48
thermische Leistung	[kW _{th}]	12,5	97
Stromausbeute β	[%]	27	32,5
Wärmeausbeute α	[%]	61	65
Brennstoffausnutzungsgrad ω	[%]	88	97,5
Stromkennzahl	[-]	0,44	0,49

Quelle: Eigene Recherchen zu verfügbaren Anlagengrößen verschiedener Hersteller

Für die konventionelle Referenztechnologie wird ein neuer Gas-Brennwertkessel nach dem aktuellen Stand der Technik angenommen. Ausgehend von der getroffenen Annahme, dass der Betreiber der dezentralen KWK-Anlagen kein Energieversorgungsunternehmen ist, soll die Wirtschaftlichkeit der Versorgung von Mehrfamilienhäusern untersucht werden. Beide KWK-Technologien erhalten entsprechend der leistungsbezogenen Differenzierung der Vergütungsstrukturen des KWKModG eine vergleichsweise hohe Zuschlagszahlung auf die eingespeiste Elektroenergie. Die Strom- und Wärmeausbeuten unterscheiden sich und sind bei der kleineren Technologie geringer. Beide Technologien mit ihren Anlagencharakteristika kommen für die Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern technisch in Frage. Es wird vorausgesetzt, dass die entsprechenden technischen Netzanschlussbedingungen eingehalten werden (vgl. [VDN 2003]) und eine geeignete Erdgasversorgung vorliegt.

3.3.2.2 Ökonomische Parameter

Energiepreise:

Die Preise für Elektroenergie und Erdgas werden als Tarifpreise für den Haushaltsbereich angenommen. Insofern wird indirekt unterstellt, dass alle Bewohner des Mehrfamilienhauses zu gleichen Tarifen Elektroenergie beziehen. Zudem wird angenommen, dass der

Eigentümer des Mehrfamilienhauses als Betreiber der KWK-Anlagen die Bewohner des Hauses zum Teil mit Elektroenergie aus der KWK-Anlage versorgt. Im Unterschied zum Betreibermodell des Anlagen-Contracting (vgl. hierzu Kapitel 4.4.4.3) betreibt der Hauseigentümer selbst die KWK-Anlage und ist für die Verteilung der Kosten für Brennstoff und den verbleibenden Anteil fremd zu beziehender Elektroenergie verantwortlich ([vgl. Bokämper 2002], [FFE 2007]).

Die Annahmen zu den Energiepreisen haben wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der Betrachtungen. Insofern sind die Abschätzungen zukünftiger Preisentwicklungen mit dem Risiko verbunden, zu positive oder zu negative Ergebnisbewertungen vorzunehmen. Bestehende Unsicherheiten im Hinblick auf preisliche Bewertungen der Nutzenergien verdeutlichen die Abbildung 10 und die Abbildung 11. Erstere stellt die Entwicklung des Halbjahresdurchschnittspreises für den Bezug von Elektroenergie deutscher Haushalte bis zu einem Jahresbedarf von 3.500 kWh_{el} für den Zeitraum 1991-2007 (erstes Halbjahr) dar.

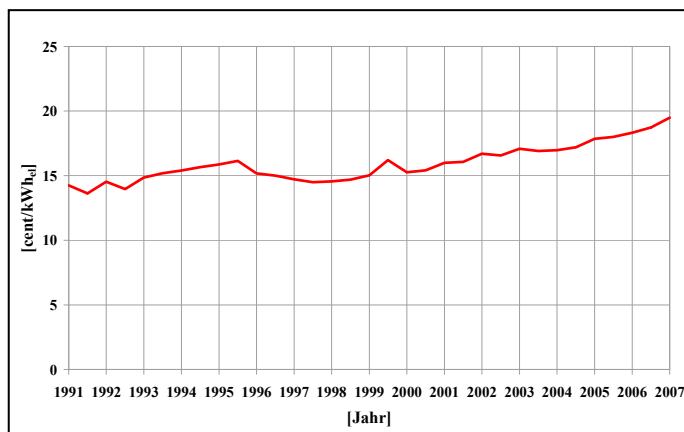


Abbildung 10: Elektroenergiepreisentwicklung für deutsche Haushaltsabnehmer bei Jahresbedarf bis 3.500 kWh_{el} von 1991 - Mitte 2007

Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten von [EUROSTAT 2007]

Es ist zu erkennen, dass seit dem Jahr 2000 der Elektroenergiepreis stetig angestiegen ist. Betrag der durchschnittliche Elektroenergiepreis im Jahr 1991 noch weniger als 15 cent/kWh_{el}, so müssen Endverbraucher dieses Nachfragebereiches im Jahr 2007 durchschnittlich mehr als 19 cent/kWh_{el} bezahlen. Diese Verteuerung der Elektroenergie führt im Rahmen der Betrachtungen zu einer besseren Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen, da unter den getroffenen Annahmen der Endverbraucherelktroenergietarif das Wirtschaftlichkeitskriterium darstellt und somit die Energiebereitstellungskosten des Referenzsystems erhöht werden.

Der Brennstoffpreis hat noch signifikanteren Einfluss auf die Ergebnisse. Die Endverbraucherpreisentwicklung für Erdgas im Haushaltsbereich innerhalb des Zeitraumes 1991-2007 (erstes Halbjahr) zeigt die Abbildung 11. Hier haben sich die Endverbraucherpreise des angegebenen Nachfragebereiches in den letzten Jahren nahezu verdoppelt. Diese Verteuerung des Erdgases führt zu einem höheren Kostenansatz sowohl beim Referenzsystem als auch bei den KWK-Anlagen, da annahmegemäß alles erdgasbasierte Energieversorgungssysteme darstellen. Da die KWK-Anlagen jedoch vergleichsweise mehr Erdgas benötigen,

um Elektroenergie und Wärme bereitzustellen, führt eine Erdgaspreiserhöhung in Summe zu komparativen Kostennachteilen gegenüber dem Referenzsystem.

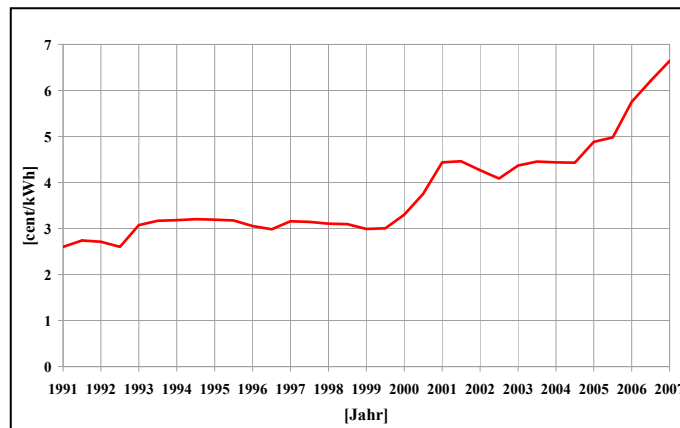


Abbildung 11: Erdgaspreisentwicklung für deutsche Haushaltsabnehmer bei Jahresbedarf bis 23.250 kWh von 1991 - Mitte 2007

Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten von [EUROSTAT 2007]

Die Signifikanz der jeweiligen Einflüsse von Erdgas- und Elektroenergiepreisänderungen auf die spezifischen Energiegestehungskosten wird im Rahmen von Sensitivitätsanalysen näher im Kapitel 3.3.4 untersucht. Um die Energiepreisunsicherheiten durch kurzzeitige Schwankungen zu verringern, werden in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen gemittelte Preise über einen längeren Zeitraum angesetzt. Damit wird das Risiko einer tendenziell zu positiven oder zu negativen Bewertung der Energiepreise etwas reduziert.

Elektroenergieeigennutzungsgrad:

Neben den zukünftigen Energiepreisentwicklungen ist als weitere Einflussgröße für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Anteil der im Objekt genutzten Elektroenergie aus den KWK-Anlagen zu berücksichtigen. Denn grundsätzlich bestehen für netzgekoppelte KWK-Anlagen die Optionen, die Elektroenergie für den lokalen Eigenbedarf des Mehrfamilienhauses bereitzustellen oder in ein Netz der öffentlichen Versorgung einzuspeisen. Da die Vermeidung von Elektroenergiefremdbezug eine höhere ökonomische Wertigkeit hat als die Einspeisung in ein Elektroenergienetz, muss dementsprechend eine Differenzierung vorgenommen werden.

Der ökonomische Wert einer eingespeisten elektrischen Kilowattstunde ergibt sich aus den anlagenspezifischen Vergütungssätzen des KWKModG (vgl. Kapitel 2.2.1), wohingegen der Wert einer eigen genutzten Kilowattstunde mit dem Preis der Elektroenergie für den Bezug bei einem Elektroenergieversorger bemessen werden kann. Da die Vergütungssätze für kleine KWK-Anlagen in der heutigen Situation weit unter den Endverbraucherpreisen für den Elektroenergiebezug aus dem Netz liegen, ist die Eigennutzung der erzeugten Elektroenergie bislang die wirtschaftlichere Option gegenüber der Einspeisung. Da aber die KWK-Anlagen bei einem wärmegeführten Betrieb die primäre Aufgabe der Deckung der thermischen Nachfrage haben, ist eine Eigennutzung der Elektroenergie nur dann

möglich, wenn die thermische und elektrische Nachfrage zur gleichen Zeit anfallen. Anhand der folgenden Abbildung 12 soll dieser Zusammenhang kurz erläutert werden.

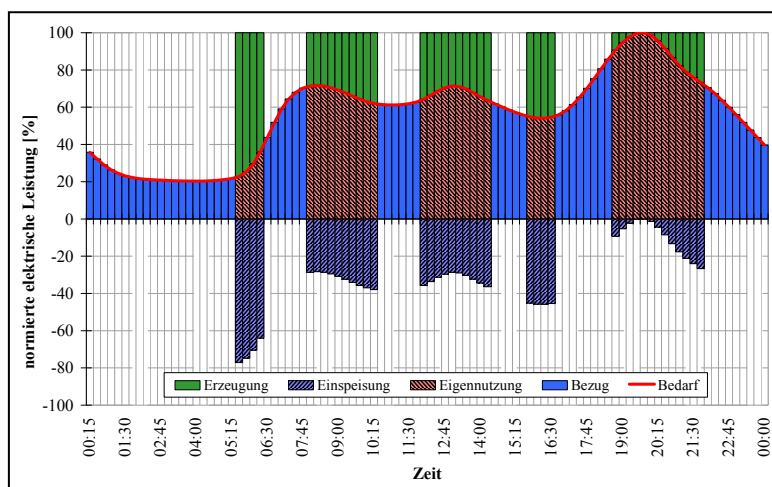


Abbildung 12: Schematische Darstellung auf den Maximalwert normierter Elektroenergieanteile bei einem wärmegeführten KWK-Anlagenbetrieb

Quelle: Eigene Darstellung

Dargestellt ist eine beispielhafte, auf die Maximallast normierte, elektrische Nachfragekurve eines Tages im Viertelstundenraster. Zur Abdeckung dieser Nachfrage seien eine wärmegeführte KWK-Anlage und der Bezug aus dem Elektroenergienetz möglich. Die KWK-Anlage wird entsprechend der Wärmenachfrage nicht den ganzen Tag betrieben. In den 5 erkennbaren Anlagenbetriebszeiträumen kann der gleichzeitig anfallende Elektroenergiebedarf durch den KWK-Anteil abgedeckt und der Fremdbezug von Elektroenergie substituiert werden. Der Anteil, der über den elektrischen Eigenbedarf hinausgeht, muss in das Elektroenergienetz zu den jeweiligen Vergütungssätzen (vgl. Tabelle 6), eingespeist werden. Zu den Tageszeiten, in denen die KWK-Anlage nicht in Betrieb ist, muss dann der komplette Elektroenergiebedarf von einem Versorger aus dem Netz zu Tarifpreisen bezogen werden. Um diesem Umstand gerecht zu werden, wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dementsprechend eine Aussage über den Anteil der eigen genutzten Elektroenergie aus den KWK-Anlagen bzw. den Anteil der zu den Vergütungssätzen eingespeisten Menge getroffen.

Anlegbarer Wärmepreis:

Einen weiteren wesentlichen Einfluss auf die Bewertungsergebnisse für die KWK-Anlagen haben die getroffenen Annahmen zur Wärmegutschrift bzw. zum anlegbaren Wärmepreis. Hier wird von den Überlegungen ausgegangen, dass die dezentral bereitgestellte Wärme aus KWK-Anlagen mit der Wärmebereitstellung aus konventionellen Referenztechnologien konkurriert. Dies bedeutet, dass die Wärmegutschrift den spezifischen Wärmegestehungskosten einer ausgewählten Referenztechnologie entspricht. Unter Zugrundelegung der ökonomischen Annahmen aus Tabelle 6 und der Referenztechnologie eines Gas-Brennwertkessels mit 2.500 Jahresbenutzungsstunden ergeben sich bei einer Vollkostenbe-

trachtung spezifische Wärmegestehungskosten von ca. 7,0 cent/kWh_{th}. Dieser Wert wird als anlegbarer Wärmepreis für den thermischen Output der KWK-Anlagen angenommen.

Nutzungsdauern und Kapitalzins:

Bei den Nutzungsdauern der Versorgungstechnologien muss zwischen Gesamtnutzungsdauer - also der geplanten technischen Lebenszeit der Anlage - und den Jahresbenutzungstunden, also den jährlichen Betriebszeiten, unterschieden werden. Die Gesamtnutzungsdauer hängt davon ab, wie viel Jahre die Anlage betrieben wird, bevor eine Ersatzinvestition getätigt wird. Die Jahresbenutzungstunden sind abhängig vom jeweiligen lokalen energetischen Bedarf und der Anlagengröße. Insofern geht die Notwendigkeit einer korrekt dimensionierten Versorgungstechnologie auch in die Ergebnisse ein. Eine zu groß ausgelegte Anlage wird nur geringe Jahresbenutzungstunden ermöglichen und dementsprechend weniger wirtschaftlich zu betreiben sein (vgl. Kapitel 3.2.3). Die Gesamtnutzungsdauer wird einheitlich für alle Versorgungsanlagen mit 15 Jahren festgelegt. Die Jahresbenutzungstunden wurden im Rahmen der Untersuchungen variiert. Insofern lassen die Ergebnisse Schlussfolgerungen bezüglich der spezifischen Elektroenergiegestehungskosten als Wirtschaftlichkeitskriterium in Abhängigkeit der Jahresbenutzungstunden zu. Für alle Technologien wird ein einheitlicher Diskontierungszins in Höhe von 6% angenommen. Die gesamten ökonomischen Annahmen und Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zusammenfassend in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Ökonomische Parameter und Nutzungsdauern der Technologien

		Referenztechnologie	KWK-Technologie 1	KWK-Technologie 2
spezifische Investition	[€/kW _{el}]	150	3.200	1.350
Erdgaspreis	[cent/kWh]	6,2	5,5	5,5
Elektroenergiepreis	[cent/kWh _{el}]	19	19	19
anlegbarer Wärmepreis	[cent/kWh _{th}]	-	7,0	7,0
Einspeisevergütung	[cent/kWh _{el}]	-	9,0	9,0
Elektroenergienutzung	[%]	-	40,0	40,0
Gesamtnutzungsdauer	[a]	15	15	15
Kalkulationszins	[%]	6,0	6,0	6,0

Es wird angenommen, dass es sich bei allen Technologien um neu zu installierende Anlagen nach dem derzeitigen Stand der Technik handelt. Die spezifischen Investitionen beziehen sich bei der Referenztechnologie auf die installierte thermische Leistung und bei den KWK-Technologien auf die elektrische Leistung. Die von den KWK-Anlagen erzeugte Elektroenergie wird jeweils zu 40% zur Deckung des elektrischen Nachfrageanteiles eigen genutzt. Die verbleibenden 60% werden zum Vergütungssatz von 9,0 cent/kWh_{el} eingespeist. Dieser setzt sich zusammen aus der staatlichen Zuschlagszahlung für KWK-Anlagen dieses Leistungsbereiches gemäß KWKModG in Höhe von 5,11 cent/kWh_{el}, dem üblichen Preis (hier Durchschnittspreis für Baseload-Strom an der Strombörse EEX des 2. Quartals 2007) in Höhe von 3,1 cent/kWh_{el} und den vermiedenen Netznutzungsentgelten, welche mit etwa 0,78 cent/kWh_{el} abgeschätzt wurden (vgl. [KWK-Info 2007]). Die angenommenen Elektroenergie- und Erdgaspreise sind Durchschnittswerte für deutsche Haushalte aus den Jahren 2006 und 2007. Es wird ein einheitlicher Elektroenergietarif für alle Varianten in Höhe von 19,0 cent/kWh_{el} unterstellt. Die Ökosteuervergünstigungen, welche

zu niedrigeren Erdgaspreisen für die KWK-Anlagen führen, werden mit berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.2.3). Zur Ermittlung der gesamten Elektroenergiegestehungskosten werden von den Jahresgesamtkosten der KWK-Anlagen die Einspeiserlöse und die Gesamtwärme-gutschrift abgezogen. Die verbleibenden Kosten werden auf den Elektroenergieeigen-verbrauch bezogen, sodass sich im Ergebnis die spezifischen Kosten für die Bereitstellung einer eigen genutzten Kilowattstunde ergeben, die dann mit einem Elektroenergiebezugstarif verglichen werden.

3.3.3 Ergebnisse

In der Abbildung 13 sind die spezifischen Elektroenergiegestehungskosten beider KWK-Technologien in Abhängigkeit von den Jahresbenutzungsstunden dargestellt. Die obere der beiden Kurven bildet die spezifischen Gestehungskosten der KWK-Technologie mit der elektrischen Leistung von 5,5 kW_{el} ab. Die horizontale gestrichelte Linie markiert die angenommenen Elektroenergiegestehungskosten für die Referenztechnologie, also den Elektroenergiebezugstarif, der unabhängig von den Jahresbenutzungsstunden konstant ist.

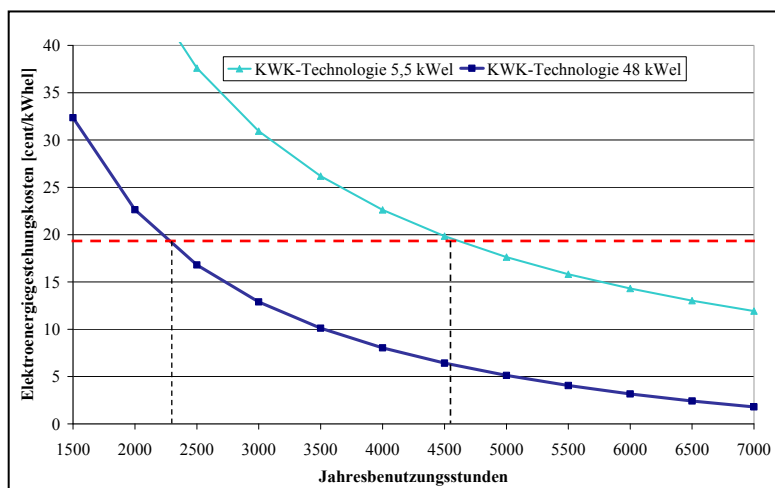


Abbildung 13: Spezifische Elektroenergiegestehungskosten der untersuchten KWK-Technologien in Abhängigkeit von den Jahresbenutzungsstunden

Quelle: Eigene Darstellung

Die Jahresbenutzungsstunden wurden in 500h-Schritten variiert. Gemäß dem definierten Wirtschaftlichkeitskriterium ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb mit den KWK-Anlagen gegenüber der Referenztechnologie dann gegeben, wenn die spezifischen Elektroenergiegestehungskosten gleich denen der Referenztechnologie, also dem Elektroenergiebezugstarif sind. Für die zweite KWK-Technologie besteht Kostengleichheit bereits bei weniger als 2.500 Jahresbenutzungsstunden. Für die kleinere KWK-Technologie wird ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erst ab 4.500 Jahresbenutzungsstunden möglich.

Diese Ergebnisse zu den Grenzbenutzungsstunden lassen keine Schlussfolgerungen dazu zu, ob diese auch tatsächlich erreicht werden können. Denn dies hängt maßgeblich von dem zu versorgenden Endenergiebedarf ab. Betrachtet man nach neusten Wärmeschutzstandards gebaute Mehrfamilienhäuser als mögliche Versorgungsobjekte, so erscheinen

die, für die KWK-Anlage mit $5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ notwendigen 4.500 Jahresbenutzungsstunden aufgrund der saisonalen Wärmebedarfscharakteristik hoch. Bei großen unsanierten Mehrfamiliengebäuden älterer Baujahre mit wesentlich höherem Jahreswärmebedarf können solche Benutzungsstunden durchaus als realistisch angesehen werden. Im Hinblick auf die Anwendung der KWK-Technologien mit $48 \text{ kW}_{\text{el}}$, sind die 2.300 Jahresbenutzungsstunden auch für neuere große Mehrfamilienhäuser realistisch. Da die Wirtschaftlichkeitsausgabe neben den energetischen Bedarfscharakteristika der Versorgungsobjekte auch sehr stark von den ökonomischen Rahmenbedingungen abhängt, können die Ergebnisse auch nur unter den dazu getroffenen Annahmen interpretiert werden. Um die Unsicherheiten bei den ökonomischen Parametern abzuschätzen wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, deren Ergebnisse nachfolgend dargestellt werden.

3.3.4 Sensitivitätsanalysen

Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen werden Ergebnisabweichungen im Verhältnis zur Veränderung von Eingangsparametern ermittelt. Ziel solcher Analysen ist die Feststellung von Wirkungsbeziehungen zwischen Eingangs- und Ergebnisgrößen. Nachfolgend werden zur Ermittlung der Sensitivitäten verschiedene ökonomische Parameter variiert und die sich ergebenden Veränderungen der Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung beschrieben. Die Auswirkungen von den Parametervariationen für die KWK-Technologien sind in den folgenden Abbildung 14 und Abbildung 15 dargestellt.

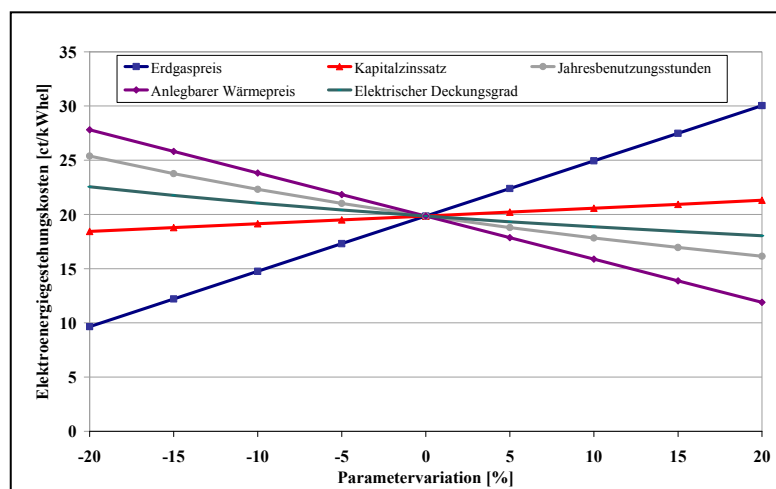


Abbildung 14: Ökonomische Parametersensitivitäten für die KWK-Technologie $5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ ausgehend von den 4.500 Grenzbenuztungsstunden pro Jahr

Die Parameter werden jeweils in 5%-Schritten bis zu einer Gesamterhöhung bzw. Gesamtverringerung von 20% verändert. Es ist zu erkennen, dass ausgehend von den 4.500 bzw. 2.300 Jahresgrenzbenuztungsstunden für die Wirtschaftlichkeit die Erdgaspreisänderungen den signifikantesten Einfluss auf die Elektroenergiegestehungskosten der KWK-Anlagen haben. Die spezifischen Elektroenergiegestehungskosten reagieren sehr sensitiv auf Veränderungen des Erdgaspreises. Zwischen Erdgaspreis und spezifischen Elektroenergiegestehungskosten besteht eine sehr starke positive Korrelation.

Bereits Erdgaspreiserhöhungen von 10% würden bei beiden KWK-Technologien zu einer signifikanten Erhöhung der Elektroenergiegestehungskosten führen und die Wirtschaftlichkeit bei den angegebenen Jahresbenutzungsstunden in Frage stellen. Bei einer Erhöhung des Erdgaspreises um 20% ergeben sich spezifische Elektroenergiegestehungskosten in Höhe von etwa 30 cent/kWh_{el} für die kleinere KWK-Technologie 1 und etwa 28,5 cent/kWh_{el} für KWK-Technologie 2. Dies ist insofern als kritisch zu betrachten, als dass die Erdgaspreise sich für den Endverbraucherbereich in den vergangenen Jahren deutlich erhöht haben. Umgekehrt würden niedrigere Erdgaspreise zu einer tendenziellen Reduktion der Elektroenergiegestehungskosten führen.

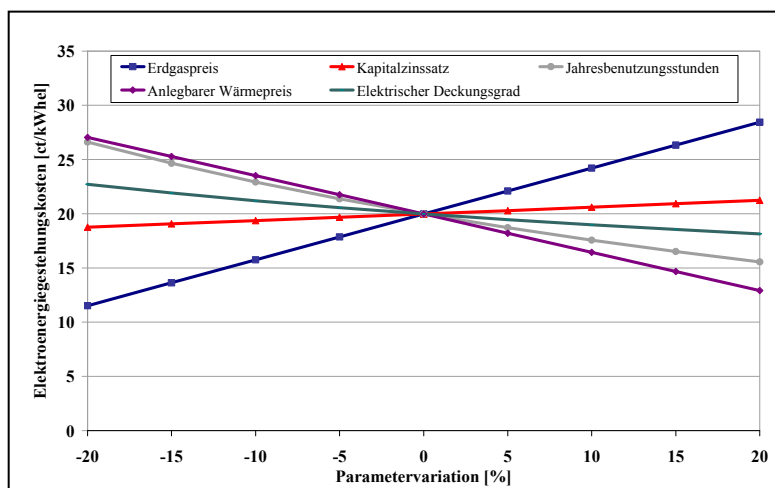


Abbildung 15: Ökonomische Parametersensitivitäten für die KWK-Technologie 48 kW_{el} ausgehend von den 2.300 Grenzbenutzungsstunden pro Jahr

Die zweite positive Korrelation besteht zwischen dem Kapitalzinssatz und den Elektroenergiegestehungskosten. Diese ist nicht so stark ausgeprägt, wie die Erdgaskorrelation. Eine Erhöhung des Kapitalzinssatzes um 20% führt zu vergleichsweise moderaten Veränderungen bei den Elektroenergiegestehungskosten. Negative Korrelationen bestehen zwischen Elektroenergiegestehungskosten, Jahresbenutzungsstunden, dem elektrischen Deckungsgrad und dem anlegbaren Wärmepreis. Hier haben Veränderungen des anlegbaren Wärmepreises den größten Einfluss auf die Elektroenergiegestehungskosten der KWK-Anlagen. Bei einer Verringerung der Wärmegutschrift³⁷ um 20% ergäben sich spezifische Elektroenergiegestehungskosten in Höhe von etwa 28 cent/kWh_{el} für die kleinere KWK-Technologie 1 und etwa 27 cent/kWh_{el} für KWK-Technologie 2.

³⁷ Dies käme de facto einer Effizienzverbesserung der Referenztechnologie aufgrund von z.B. technologischem Fortschritt gleich. Denn die Wärmegutschrift impliziert die spezifischen Wärmegestehungskosten der Referenztechnologie, sodass technologiebedingte, komparative Betriebskostenvorteile hier wirksam werden.

3.3.5 Schlussfolgerungen

Ein wirtschaftlicher Betrieb der untersuchten KWK-Technologien ist unter den angenommenen ökonomischen Rahmenbedingungen theoretisch ab einer Jahresbenutzungsstundenzahl in Höhe von 4.500 h/a für die KWK-Anlage mit 5,5 kW_{el} und ab 2.300 h/a für die KWK-Anlage mit 48 kW_{el} möglich. Diese Erkenntnisse lassen jedoch keine Schlussfolgerungen zu, ob die notwendigen Jahresbenutzungsstunden auch tatsächlich erreicht werden können. Denn dies ist jeweils abhängig von dem zu versorgenden thermischen Bedarf. Um solche dezentralen KWK-Technologien für die thermische Versorgung einzelner Gebäude einzusetzen, müssen die jeweiligen lokalen Wärmebedarfe entsprechend hoch genug sein und über das Jahr die notwendigen Anlagenbenutzungsstunden garantieren. Insbesondere die kleinere KWK-Technologie käme für die Versorgung von Mehrfamilienhäusern nur in Frage, wenn die Jahresbenutzungsstunden größer als die wirtschaftlichen Grenzbenutzungsstunden in Höhe von 4.500 h/a sind. Für den kommunalen Versorgungsbereich sind zwar die entsprechenden thermischen Nachfragedichten vorhanden, diese können allerdings aufgrund der saisonalen Wärmenachfragecharakteristik nicht immer die notwendigen Jahresbenutzungsstunden gewährleisten.

Sehr sensitiv reagieren die Elektroenergiegestehungskosten der KWK-Anlagen auf Veränderungen beim Erdgaspreis. Hier können - trotz steuerlicher Begünstigungen beim Erdgaspreis - bereits geringfügige Erhöhungen zu einem unwirtschaftlichen Anlagenbetrieb führen. Da die zukünftigen Erdgaspreisentwicklungen mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet sind und die tendenzielle Entwicklung der letzten Jahre wohl eher auf weiter ansteigende, als auf sinkende Erdgaspreise hindeutet, muss dies im Hinblick auf eine wirtschaftliche Einzelobjektversorgung mit kleinen KWK-Anlagen als äußerst kritisch betrachtet werden. Unter den getroffenen Annahmen, zeigen die Berechnungsergebnisse, dass die Erreichung der Zielstellungen deutscher Energiepolitik, eine stärkere Anwendung dezentraler KWK-Technologien bis hin zur thermischen Einzelobjektversorgung kleiner Einfamilienhäuser derzeit fraglich ist.

3.4 Hemmnisse für den Ausbau dezentraler KWK-Nutzung

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargelegt, führen die gesetzlichen Förderanreize in Deutschland bislang nicht zu dem erhofften Zubau von kleinen KWK-Anlagen, da die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Alternativlösungen in diesem Bereich oftmals aufgrund zu geringer Benutzungsstunden nicht erreicht werden kann. Infolgedessen erfolgte ein Zubau bei kleinen dezentralen Anlagen die einen Beitrag zur Effizienzsteigerung durch bedarfsnahe, objektbezogene Endenergiebereitstellung leisten können, bisher in wenig signifikanter Größenordnung (vgl. hierzu z.B. [Leprich et al. 2003], [DIW 2006]).

Neben den Wirtschaftlichkeitsaspekten scheint es aber noch andere Gründe zu geben, die eine stärkere Nutzung dezentraler KWK-Anlagen verhindern. In der Literatur wird diesbezüglich auf eine Vielzahl von Hemmnissen verwiesen, welche sehr vielschichtig sein können.³⁸ Zum einen existieren technologisch bedingte Marktbarrieren, d.h. bestimmte KWK-Technologien (z.B. Brennstoffzellen, Stirlingmotor etc.) haben die Marktreife noch nicht erreicht (vgl. Kapitel 3.2.5). Zum anderen stehen einem Ausbau verschiedene nicht-technologische Hemmnisse entgegen. Nachfolgend sollen kurz die wesentlichen Aspekte dargestellt und diskutiert werden, die insbesondere im dezentralen Bereich hemmend wirken. Nach [Schulz 2007] lassen sich in dem Bereich der kleinen, objektbezogenen Energieversorgung mit KWK-Anlagen neben den hohen Elektroenergiegestehungskosten folgende Hemmnisse identifizieren:

- allgemeine Hemmnisse,
- Abwehrverhalten kommunaler Versorger,
- Investor-Nutzer-Dilemma.

Allgemein Hemmnisse:

Zu den allgemeinen Hemmnissen, welche unabhängig vom jeweiligen Anwendungsbereich auftreten, können grundsätzliche Informationsmängel in der Bevölkerung, der Politik, bei potenziellen Investoren und Entscheidungsträgern gezählt werden. Diese betreffen neben den technologischen Kenntnissen (hier insbesondere das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung) vor allem die Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenziale die mit der KWK-Nutzung verbunden sind. Zudem ist für potenzielle Anwender aus dem Unternehmerbereich das Kerngeschäft wichtiger, als sich mit energetischen Fragestellungen auseinanderzusetzen. Weiter steigende Endenergiepreise werden aber auch im unternehmerischen Mittelstand dezentrale Eigenversorgungsoptionen mit Effizienzgewinnen attraktiver machen. Zukünftig könnte hier verstärkte Aufklärung ein wichtiger Schritt sein, um auch in den kleineren Leistungsbereichen eine erfolgreiche KWK-Anwendung umzusetzen.³⁹

Abwehrverhalten kommunaler Versorger:

Ein weiteres wesentliches Hemmnis liegt bei den kommunalen Energieversorgungsunternehmen und den Verteilnetzbetreibern, welche unter den aktuellen Rahmenbedingungen wenig Interesse an einer stärkeren Nutzung dezentraler KWK-Anlagen haben. Diesbezüglich nehmen sie aufgrund fehlender ökonomischer Anreize lediglich eine passive, wenn nicht gar abwehrende Haltung ein (vgl. [Lewald et al. 2005]). Denn nach heutiger Gesetzeslage werden (kommunale) Netzbetreiber durch den Gesetzgeber verpflichtet die KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen, die eingespeiste Elektroenergie aufzunehmen und entsprechend zu vergüten. Infolgedessen sehen viele Kommunalversorger solche Anlagen

³⁸ Einen guten Überblick zu Hemmnissen liefert z.B. [DIW 2006].

³⁹ Erste Aufklärungskampagnen werden z.B. von der Dena und ASUE betrieben (vgl. z.B. [ASUE 2007]).

mehr als ungewollte Herausforderung ohne marktwirtschaftliche Anreize, denn als zukünftige Chance für neue Geschäftsmöglichkeiten. Auf Seiten der kommunalen Energieversorger hat sich die Erkenntnis noch nicht durchgesetzt, dass mit der aktiven Unterstützung und Begleitung des Zubaus neuer kleiner KWK-Anlagen im eigenen Versorgungsgebiet möglicherweise neue lokale Wertschöpfungspotenziale zu erschließen sind. Hierzu zählt beispielsweise ein höherer Erdgasabsatz durch die Brennstoffversorgung der KWK-Anlagen. Zudem werden zukünftig möglicherweise Contracting-Lösungen mit dem Kommunalversorger als Contractor interessant (vgl. Kapitel 4.4.4.3).

Zur Auflösung dieses Interessenkonfliktes bedarf es daher Ansätze, die es den kommunalen Energieversorgungsunternehmen ermöglichen über die legislativ festgelegte Anschlusspflicht hinaus, an den Vorteilen einer dezentralen Energieversorgung mit verstärktem KWK-Anteil zu partizipieren. Denn mittelfristig wird der geforderte Trend der stärkeren dezentralen Energieversorgung nur über die aktive Einbindung kommunaler Energieversorgungsunternehmen gelingen. Es werden daher veränderte Anreizstrukturen benötigt, mit denen auch die Kommunalversorger ökonomische Anreize erhalten, um ihre passive Rolle aufzugeben und aus eigenem Interesse sowie intrinsisch motiviert aktiv an der Umsetzung dezentraler Strukturen mitwirken zu können.

Investor-Nutzer-Dilemma:

Viele Investitionen in eine Einzelobjektversorgung unterbleiben aufgrund des Investor-Nutzer-Dilemmas. Dahinter verbirgt sich das Problem, dass die Anlageninvestitionen und die Betriebskosten von unterschiedlichen Parteien getragen werden. So ist eine Investition eines Gebäudevermieters (z.B. Wohnungsgesellschaften) in eine dezentrale KWK-Anlage nur dann interessant, wenn er nicht allein die Investitionen zu tragen hat, sondern eine anteilige Umlegung auf seine Mieter vornehmen kann. Nach derzeitiger Gesetzeslage kann allerdings nur ein Teil umgelegt werden. Zudem ist die Eigennutzung der Elektroenergie aus den KWK-Anlagen ein wesentliches Wirtschaftlichkeitskriterium (vgl. Kapitel 3.3.2.2), sodass die Mieter einwilligen müssten, die Elektroenergie der KWK-Anlage zu festgelegten (Tarif)preisen abzunehmen. Im Rahmen eines liberalisierten Energiemarktes müssen solche Vereinbarungen über Zusatzverträge festgelegt werden, was den administrativen Aufwand und damit auch die Transaktionskosten eines Mietverhältnisses erhöhen kann und damit für viele Vermieter bzw. Mieter wenig interessant wirkt.

3.5 Zusammenfassung

Mit dezentralen KWK-Technologien lässt sich bei Vorliegen von Nutzwärmesenken gegenüber der getrennten Bereitstellung von Wärme und Elektroenergie eine höhere Brennstoffausnutzung realisieren und damit über Primärenergieeinsparungen zu den deutschen energiepolitischen Zielen beitragen. Ein Anwendungsbereich kleiner KWK-Technologien bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW_{el} kann im kommunalen Nieder-temperaturbereich gesehen werden, da hier die notwendigen Nutzwärmedichten vorhanden sind. Zu den Technologieoptionen zählen Verbrennungs- und Stirlingmotoren, Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen, welche sich beim Entwicklungsstand voneinander unter-

scheiden. Aus heutiger Sicht stellen motorbasierte KWK-Technologien den Stand der Technik und Marktverfügbarkeit dar. Für die Integration von KWK-Anlagen sind Wärmespeicher notwendig, um die bestehenden technologiebedingten Effizienzpotenziale durch Optimierungspotenziale bei der Anlagenbetriebsführung zu ergänzen.

Neben generellen Hemmnissen sind es insbesondere ökonomische Probleme, die unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine breite Anwendung kleiner KWK-Technologien verhindern. Um mit den Elektroenergiegestehungskosten in Bereiche zu gelangen, die einen wirtschaftlichen Betrieb gegenüber dem Elektroenergiebezug aus dem Netz darstellen, bedarf es insbesondere bei sehr kleinen KWK-Anlagen sehr hoher Jahresbenutzungstunden. Diese lassen sich im kommunalen Versorgungsbereich aufgrund saisonaler Schwankungen beim Wärmebedarf nur in wenigen Fällen realisieren. In diesem Zusammenhang müssen die geforderten Maßnahmen beim Gebäudewärmeschutz ebenso kritisch betrachtet werden, welche die möglichen Jahresbenutzungstunden reduzieren. Sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes hat der Erdgaspreis. Erdgaspreissteigerungen führen zu komparativen Kostennachteilen bei den KWK-Anlagen und verstärken damit die Effekte, welche zur Unwirtschaftlichkeit beitragen.

Insofern bedarf es veränderter Anreizstrukturen, um trotz der genannten Probleme zu den mittelfristigen Ausbauzielen auch in den unteren Leistungsbereichen beizutragen. Dies kann einerseits durch veränderte KWK-Vergütungssätze erreicht werden, sodass der ökonomische Wert einer eingespeisten Kilowattstunde für die Anlagenbetreiber erhöht wird. Andererseits ist es vorstellbar, dass zukünftig kleine KWK-Anlagen zur Erschließung lokaler energetischer Wertschöpfungspotenziale bei kommunalen Energieversorgern beitragen. Ein gesteigerter Nutzen muss dann auf Anlagenbetreiber und Kommunalversorger so verteilt werden, dass dieser bei beiden generiert wird, also eine Win-Win-Situation entsteht. Dies hätte den Vorteil, dass kommunale Energieversorger ihre zu passive Rolle aufgeben. Denn derzeit sind diese zwar durch die Gesetzesregelungen zum Netzanschluss von KWK-Anlagen verpflichtet, erfahren aber darüber hinaus keine weiteren ökonomischen Anreize zur Unterstützung dezentraler KWK-Technologien. Dieser Zustand begründet letztlich das skizzierte Abwehrverhalten kommunaler Energieversorger. Die Kommunalversorger bleiben damit unter heutigen gesetzlichen Rahmenbedingungen passive Akteure, obwohl sie eine wesentliche Treiberfunktion mit eigenem ökonomischem Nutzen übernehmen könnten.

4 Dezentrale Energieversorgungsansätze

Beginnend mit der Darstellung der Notwendigkeit veränderter Integrationskonzepte werden im nachfolgenden Kapitel verschiedene Ansätze zu technischen und betriebswirtschaftlichen Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen vorgestellt und im Hinblick auf mögliche Treiberfunktionen für dezentrale KWK-Anlagen untersucht. Abgeleitet aus den bestehenden Integrationsfragestellungen werden mögliche Anreizmechanismen entwickelt, die eine Integration kleiner dezentraler KWK-Anlagen in kommunale Versorgungsstrukturen mit Generierung von ökonomischem Mehrwert beim Kommunalversorger und Anlagenbetreiber ermöglichen können. Hierzu wird untersucht, inwiefern eine Vielzahl von kleinen KWK-Anlagen geeignet ist, zur energetischen Optimierung eines kommunalen Versorgungsgebietes beizutragen.

4.1 Exkurs: Besonderheiten des Elektroenergiesystems

Motiviert durch die energiepolitischen Ziele eine sichere und preisgünstige Energieversorgung aufzubauen, wurde in der Vergangenheit die Entwicklung des heutigen Energiesystems als grundlegende Voraussetzung für eine wirtschaftlich erfolgreiche Industrienation gesehen. Bis in die siebziger Jahre des 20. Jahrhunderts waren Sicherheit und Preisgünstigkeit die ausschließlichen energiepolitischen Ziele¹ (vgl. z.B. [Hasse 1994]). Infolgedessen hat sich in Deutschland eine Elektroenergieversorgung entwickelt, die durch zentrale Primärenergiewandlung in Großkraftwerken² und anschließendem Transport und Verteilung über weit reichende Elektrizitätsnetze gekennzeichnet ist. Die Versorgung erfolgt über eine hierarchische Gliederung der Netzspannungsebenen, im Rahmen derer ein Elektroenergie transport zumeist über die Höchst- und Hochspannungsnetze in die unterlagerten Mittel- und Niederspannungsverteilnetze bis zum Enderbraucher erfolgt. Die Netzbetreiber sind für den sicheren Betrieb der Elektroenergienetze zuständig und werden in Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) unterteilt.

¹ Ausdruck dessen war das damals noch gültige Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahre 1935, welches zum Ziel hatte, „[...] den notwendigen öffentlichen Einfluss in allen Angelegenheiten der Energieversorgung zu sichern, volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern, einen zweckmäßigen Ausgleich durch Verbundwirtschaft zu fördern und durch all dies die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten [...]“ (vgl. [EnWG 1935]).

² Die Energiewandlung in zentralen Großkraftwerken erfolgt hauptsächlich aufgrund von ökonomischen Vorteilen, welche durch Senkung der spezifischen Stromgestehungskosten über positive Skaleneffekte (Economies of Scale) erreicht werden können. Zudem wurden die Standorte von Großkraftwerken wesentlich durch die regionale Ressourcenverfügbarkeit bestimmt (vgl. z.B. [EC 2006]). Beispielsweise werden große Braunkohlekraftwerke in die unmittelbare Nähe von den Förderstätten errichtet, da ein Transport der Braunkohle über weite Strecken, aufgrund des vergleichsweise geringen Energiegehaltes und des hohen Wasseranteils, aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus nicht sinnvoll ist.

Die heutigen, durch überwiegend zentral gesteuerte Energiewandlung geprägten, Strukturen haben sich seit den Anfängen der Elektrifizierung im letzten Jahrhundert aus kleinen dezentralen Energieanlagen sukzessive zum bestehenden europäischen Kraftwerks- und Netzverbund erweitert. Begleitend dazu haben sich große Unternehmen herausgebildet, die heute vielfältige eigentumsrechtliche Verflechtungen untereinander aufweisen (vgl. hierzu z.B. [Fischer 1992], [Müller 1998]). Die Besonderheiten dieses komplexen Elektroenergiesystems resultieren aus der Tatsache, dass die Gesamtsystemstabilität von einem sensiblen Gleichgewicht zwischen Elektroenergiebedarf und -bereitstellung³ abhängig ist. Da Elektroenergie nicht in großen Mengen speicherbar ist, muss das Gleichgewicht durch die Anpassung der Bereitstellungsseite an die Nachfrageseite erfolgen. Die elektrische Nachfrage schwankt sowohl kurzfristig über einen Tag betrachtet, als auch saisonal über das gesamte Jahr (vgl. hierzu z.B. [Hensing et al. 1998], [Müller 1998]). Um die unterschiedlichen Nachfragebereiche kostenminimal abdecken zu können hat sich in der Vergangenheit ein Kraftwerkspark mit einem Mix unterschiedlicher Kraftwerkstypen herausgebildet.⁴ Die einzelnen Kraftwerkstypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kostenstruktur, welche die jeweiligen Einsatzbereiche bestimmen (vgl. hierzu z.B. [Hensing et al. 1998]).

Zum kurzfristigen Ausgleich des elektrischen Leistungsbilanzgleichgewichtes werden verschiedene Steuer- und Regelmechanismen angewandt, um die Gesamtsystemstabilität zu gewährleisten. In Deutschland hat sich dazu das Instrument der Regelleistungs- bzw. Ausgleichsenergiebereitstellung etabliert. Die Bereitstellung wird derzeit fast ausschließlich von konventionellen Großkraftwerken umgesetzt. Die Regelung erfolgt über verschiedene Stufen⁵ durch die frequenzgeregelte und zeitnahe Anpassung der Kraftwerkserzeugung an die jeweils aktuelle Elektroenergienachfrage. Die Kraftwerke werden hierfür teilweise gedrosselt betrieben, was mit schlechteren Teillastwirkungsgraden verbunden ist und damit die Energiewandlungseffizienz reduziert. Zudem ist es im Rahmen des Regelzonenausgleichs durchaus üblich, dass Erzeugungsdefizite teilweise durch Kraftwerke ausgeregelt werden, die weit entfernt von Lastschwerpunkten einspeisen, sodass ein Energietransport mit entsprechenden Verlusten über lange Strecken erfolgt (vgl. [Maubach et al. 2007]).

³ Diese Notwendigkeit resultiert im Wesentlichen aus der Tatsache, dass Elektroenergie nicht in Größenordnungen zu speichern ist, aber jederzeit eine ausgeglichene Leistungsbilanz im Gesamtsystem herrschen muss. In begrenztem Umfang ist eine Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, Speicherseekraftwerken und in Batteriespeichern möglich (vgl. hierzu bspw. [Bitsch et al. 2004a], [Grimm 2007]).

⁴ Diese werden allgemein in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke unterteilt.

⁵ Ohne an dieser Stelle auf die konkrete technische Vorgehensweise einzugehen, sei auf die Primär- und Sekundärregelung sowie die Minutenreservevorhaltung verschiedener Kraftwerke im Verbund hingewiesen. Zu den Kraftwerksregelmechanismen vgl. bspw. [Heuck et al. 2002]. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch auf der Nachfrageseite durch das Management große Elektroenergienachfrager Regelleistung angeboten werden kann.

4.2 Integrationsprobleme dezentraler Energiewandlungsanlagen

4.2.1 Stochastisches Einspeiseverhalten

Mit wachsendem Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen wird deren Einfluss auf das vorab skizzierte Elektroenergiesystem signifikanter. Denn zu den nachfrageinduzierten stochastischen Effekten sind in den vergangenen Jahren insbesondere mit dargebotsabhängigen regenerativen Energiequellen⁶ neue Unsicherheiten in dieses sensible gleichgewichtsabhängige System gekommen. Die Dargebotsabhängigkeit regenerativer Energiewandlungsanlagen ergibt sich zumeist aus den wechselnden lokalen Wetterverhältnissen, die im Wesentlichen durch veränderte solare Einstrahlungen hervorgerufen werden. Grundsätzlich lassen sich die Unsicherheiten diesbezüglich über entsprechende Wetter- und daraus abgeleitete Erzeugungsprognosen reduzieren. Die verbleibenden Unsicherheiten werden dabei maßgeblich von der Prognosegüte bestimmt (vgl. z.B. [Gjardy 2006]).

Neben regenerativen Energiewandlungsanlagen, welche motiviert durch legislative Fördermaßnahmen⁷ die Elektroenergiestrukturen in Deutschland ergänzen, lassen neue technologische Entwicklungen und die nationalen energiepolitischen Ziele zur dezentralen KWK-Nutzung zukünftig auch die stärkere Installation kleiner dezentraler KWK-Anlagen erwarten, wenn die ökonomischen Rahmenbedingungen verbessert werden (vgl. Kapitel 3.2.5). Diese Anlagen werden heute zumeist an das Niederspannungsnetz angeschlossen und müssen die Netzanschlussbedingungen für diesen Netzbereich erfüllen (vgl. [VDN 2003]). Darüber hinaus hat der Netzbetreiber aus heutiger Sicht aufgrund eigentumsrechtlicher Gründe keinen Einfluss auf das Betriebsverhalten der Anlagen, welche jedoch verschiedene Rückwirkung auf das Elektroenergienetz ausüben. Das elektroenergetische Rückspeiseverhalten der jeweiligen KWK-Anlage wird in aller Regel entsprechend der Versorgungsaufgabe durch das lokale Betriebsführungskonzept bestimmt und entzieht sich in der heutigen Situation jedweder Kontrollmöglichkeit durch den Verteilnetzbetreiber. Insofern müssen solche Anlagen aus Sicht eines systemverantwortlichen Netzbetreibers ebenfalls als stochastische Einspeisungen betrachtet und hingenommen werden.

4.2.2 Netzinfrastuktur und Leistungsfluss

Zu den skizzierten Problemen, die sich hinsichtlich der Systemstabilität und dem erhöhten Regelennergieaufwand aus den dargestellten stochastischen Einflüssen ergeben, kommen weitere technologische Problemstellungen hinzu, die sich auf die Systembereiche Übertragung und Verteilung der Elektroenergie erstrecken. Dies sind auf der Übertragungs- und

⁶ An dieser Stelle sei auf den starken Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland hingewiesen. Aber auch die Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen zählen durch das fluktuierende Energieangebot zu dieser Anlagenkategorie.

⁷ Hier sei besonders auf das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien hingewiesen (vgl. [EEG 2004]).

Verteilnetzebene insbesondere netzstrukturelle Anpassungen, um den zunehmenden Anteil dezentraler Energieanlagen anschließen und die Elektroenergie zu den Verbrauchern transportieren zu können. Diese resultieren in Deutschland insbesondere aus der Tatsache, dass große Kapazitäten regenerativer Winderzeugung in lastschwachen Gebieten installiert sind, in denen ein Großteil der produzierten Elektroenergie nicht benötigt wird. Infolgedessen ist ein Elektroenergietransport zu den Lastzentren notwendig. Ein Problem ergibt sich daraus, dass die bestehenden deutschen Netzinfrastrukturen nicht für einen zukünftigen Leistungsfluss dieser Größenordnung ausgelegt sind und dementsprechend ausgebaut werden müssen (vgl. hierzu z.B. [Dena 2005]). Ähnlichen Herausforderungen sieht sich auch Dänemark gegenüber, welches mit ca. 44% Anteil dezentraler Elektroenergieerzeugung nunmehr zu einer Veränderung der gesamten Netzbetriebsführung gezwungen ist (vgl. z.B. [Schrode et al. 2007]). Neben den Netzinfrastrukturproblemen kann es bei hohem Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen in den unteren Elektroenergienetzebenen auch zu Veränderungen bei den bisher klar definierten elektrischen Leistungsflüssen kommen (vgl. Abbildung 16).

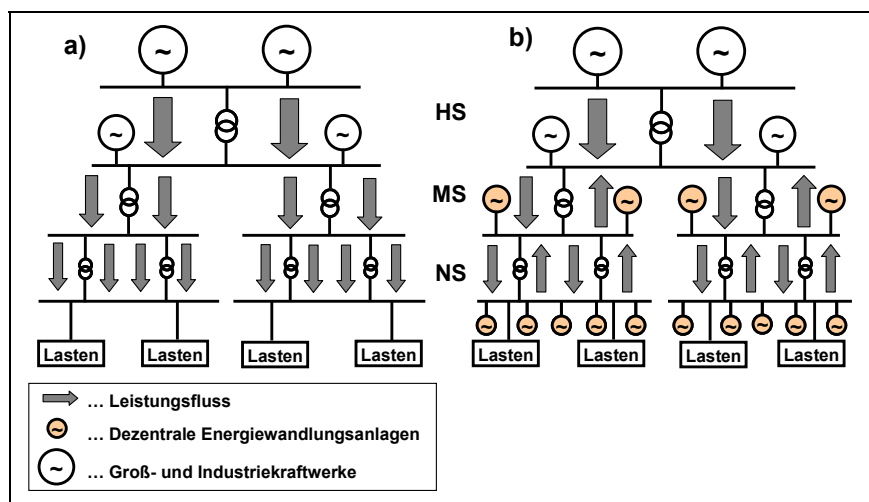


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Leistungsflussveränderungen

Eigene Erstellung in Anlehnung an [Bitsch et al. 2004a], [Wohlers 2007]

War bislang der elektrische Leistungsfluss überwiegend durch die Richtung von zentralen Großkraftwerken zu den Endverbrauchern gekennzeichnet (linker Abbildungsteil a)), so kann es zukünftig unter bestimmten Bedingungen, wenn verstärkt Elektroenergiequellen in den unteren Verteilnetzebenen installiert werden, zu einer Leistungsflussumkehr kommen (rechter Abbildungsteil b)). In dieser Situation wird dann Elektroenergie in die jeweils höhere Netzebene transportiert, was dem Gedanken einer zentral gesteuerten Energieversorgung widerspricht (vgl. z.B. [Berger 2004], [Schäfer 2005], [Demmig 2005], [Wohlers 2007]).

Um die Versorgungssicherheit durch steigende Auslastungen der Elektroenergienetze bis in den kritischen Bereich nicht zu gefährden und trotzdem den Anschlussbegehren weiterer Anlagenbetreiber nachkommen zu können wurde in Deutschland von einigen Netzbetreibern ein Netzsicherheitsmanagement implementiert. Hiermit wird es den Verteilnetzbetrei-

bern möglich in kritischen Situationen zum Schutz eines stabilen Netzbetriebes eine temporäre Absenkung der Einspeiseleistung regelbarer regenerativer Anlagen vorzunehmen oder sie ganz abzuschalten (vgl. hierzu [Gjardy 2006]). Wenngleich sich die skizzierten Netzstruktur- und Leistungsflussprobleme in der heutigen Situation mehrheitlich auf die Mittelspannungsebene konzentrieren, wird in Zukunft mit einem vermehrten Anschluss dezentraler Anlagen im Niederspannungsbereich mit ähnlichen Problemen insbesondere im kommunalen Bereich zu rechnen sein (vgl. z.B. [Demmig 2005]).

4.2.3 Sonstige Einflüsse

Neben den Anpassungsnotwendigkeiten bei den Elektroenergienetzen sind auch konventionelle Kraftwerksanlagen mit ihrer Betriebsführung in besonderen Situationen betroffen. Denn mit der Vorrangregelung zur Einspeisung regenerativer Elektroenergiemengen müssen die, auf Verstromung von fossilen Energieträgern basierenden, konventionellen Anlagen ihre Produktion zum Bilanzausgleich reduzieren, wenn das Gesamtangebot die aktuelle Nachfrage übersteigt (vgl. [EEG 2004]). Zu den dargestellten Problemen zur systemtechnischen Integration gilt es auch Lösungsmöglichkeiten für eine Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen in die bestehenden Energiehandelsmechanismen aufzuzeigen. Denn vielfach wird in Deutschland eine dauerhafte Förderung über elektroenergiemengenbezogene Einspeisvergütungen für regenerative Energien abgelehnt, da die betreffenden Anlagen in dieser Situation ihre Produktionsmengen de facto nicht selbst an Märkten veräußern müssen. Verschiedentlich werden Übergangslösungen diskutiert, im Rahmen derer immer dann eine fahrplanbasierte Vermarktung regenerativ erzeugter Elektroenergie an Märkten stattfindet, wenn der Marktpreis für die Elektroenergie über der festgelegten Einspeisvergütung liegt (vgl. [Schweißthal 2007]). Die Einhaltung von vorgegebenen Anlagenfahrplänen wird durch die stochastische Einspeisecharakteristik regenerativer Energiequellen erschwert. Um dem Markt dennoch verlässliche Fahrplanangebote unterbreiten zu können, bedarf es daher geeigneter Ansätze, um die Nachteile dargebotsabhängiger Einspeisecharakteristik mit der Notwendigkeit vertragsbasierter Lieferungen in Einklang zu bringen. Hierzu werden Marktintegrationsansätze diskutiert, welche im Wesentlichen darauf basieren, die verschiedenen Formen regenerativer Energiebereitstellung mit den Möglichkeiten zur kurzfristigen Energiespeicherung zu kombinieren.

4.3 Ansätze zur Systemintegration dezentraler Anlagen

Aufgrund der dargestellten Probleme werden vermehrt systematische Lösungsansätze gefordert, um die bislang zumeist ungeregelten stochastischen Energieeinspeisungen technisch und ökonomisch in das bestehende Elektroenergieversorgungssystem zu integrieren (vgl. z.B. [Bitsch 2003], [Bitsch 2004c], [Bitsch 2005], [Gjardy 2006], [Luther et al. 2007]). Diesbezüglich haben sich verschiedene theoretische Ansätze herausgebildet. Im Folgenden werden die beiden Ansätze vorgestellt und diskutiert, die bislang zur Systemintegration und geregelten Nutzung dezentraler Energiewandlungsanlagen wissenschaftliche

Bedeutung erlangten und auch schon teilweise für die Praxis relevant sind. Nach einer kurzen Darstellung der jeweiligen Methodik erfolgt eine kritische Würdigung im Hinblick auf den Beitrag zur Lösung der o. g. Probleme. Anschließend wird ein erweiterter systembezogener Ansatz entwickelt, der unter Berücksichtigung der Besonderheiten kommunaler Energieversorgungsstrukturen die Methodiken beider Ansätze vereint und auf die Integration von dezentralen KWK-Anlagen in ein kommunales Versorgungssystem fokussiert. Dieser erweiterte Ansatz bildet die Ausgangsbasis für die Modellentwicklung in Kapitel 5 dieser Arbeit.

4.3.1 Virtuelle große Kraftwerke

4.3.1.1 Methodik

Der Ansatz „virtueller großer Kraftwerke⁸“ beruht auf einer kommunikations- und leittechnischen Zusammenfassung, Planung und Steuerung vieler dezentraler Energiewandlungsanlagen in einem Anlagenverbund und wurde in der Praxis schon im Rahmen verschiedener Demonstrationsprojekte im kleineren Maßstab erprobt.⁹ In der Literatur wird keine einheitliche Begriffsdefinition zu virtuellen Kraftwerken vorgenommen. Die Grundidee besteht jedoch in der Aggregation dezentraler und räumlich (weit) verteilter Einzelanlagenleistungen zu einer größeren Gesamtleistung innerhalb eines Bilanzkreises, welche nach exogen vorzugebenden Kriterien, ähnlich konventioneller großer Kraftwerke, plan- und regelbar ist (vgl. z.B. [Bitsch et al. 2002], [Santjer et al. 2002], [Fuchs et al. 2003], [Henning 2005], [Bühner 2006]). Die Einzelanlagen bilden dann entsprechend ihres Zusammenführungszweckes eine technische und wirtschaftliche Einheit. Zuweilen werden auch Speichertechnologien zu den Bestandteilen virtueller Kraftwerke hinzugezählt, da sie als Ausgleichselemente zur energetischen Optimierung beitragen können (vgl. z.B. [Santjer et al. 2002]).

Unter der Voraussetzung, dass die Betriebsführung aller Anlagen unter eine gemeinsame Zuständigkeit¹⁰ zusammengefasst wird, liegt ein großer Vorteil in der Überwindung

⁸ Mit dem Begriff „virtuell groß“ soll zum Ausdruck gebracht werden, dass die Betreiber solcher Kraftwerke mit der kumulierten Anlagenleistung ein Steuer- bzw. Regelpotenzial ähnlich größerer konventioneller Kraftwerke besitzen. Zumeist wird der Begriff „virtuelle Kraftwerke“ verwendet, ohne dass der Bezug zur Größe explizit dargestellt wird. Nachfolgend wird vereinfachend der Begriff virtuelle Kraftwerke verwendet.

⁹ [Arndt et al. 2006] und [Braun 2007] geben einen guten Überblick über laufende und bereits abgeschlossene Projekte zu virtuellen Kraftwerken in Deutschland und Europa.

¹⁰ Hierunter sei eine Instanz verstanden, welche z.B. mit einem Energiemanagementsystem die einzelnen Anlagenfahrweisen planen kann und diese zu Gunsten der übergeordneten Ziele bzw. des Zusammenführungszweckes umsetzen kann. In [Fuchs 2007] wird diesbezüglich auch von Aggregatoren gesprochen, die eine Bündelung und Vermarktung des gesamten Anlagenpotenzials vornehmen.

größenbedingter Markteintrittsbarrieren¹¹ für dezentrale Aggregate kleinerer Leistungen. Denn während die Teilnahme an den Elektroenergiemärkten einzelner Kleinanlagen aufgrund der zu geringen offerierten elektrischen Leistung bisher verwehrt wird, lassen sich diese größenbedingten Eintrittsbarrieren überwinden, wenn die geforderte Mindestanlagenleistung¹² durch Zusammenfassung einzelner Aggregate geschaffen werden kann (vgl. z.B. [Strese 2003], [Braun 2007]). Zudem besteht mit virtuellen Kraftwerken die Möglichkeit zur Diversifikation von Energieträgern und Anlagentechnologien. Denn mit diesem Ansatz ist es möglich verschiedene Primärenergieträger mit unterschiedlichen Technologieformen¹³ zu kombinieren, um positive Synergien zu schaffen (vgl. z.B. [Woldt et al. 2006]). So kann ein Energieportfolio aus einem Mix, basierend auf fossilen und regenerativen Energiequellen¹⁴ bestehen, in dem konventionelle und regenerative Wandlungsanlagen zur Elektroenergiebereitstellung eingesetzt werden (vgl. Abbildung 17).

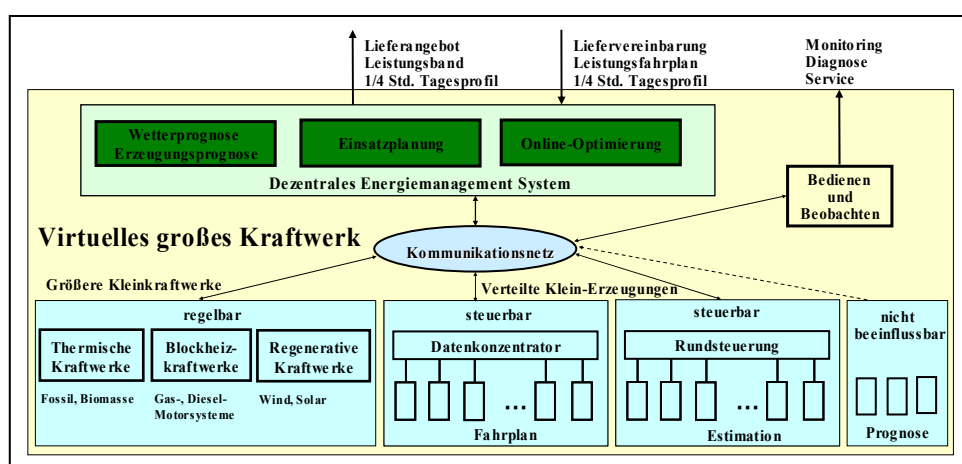


Abbildung 17: Schematische Darstellung eines virtuellen großen Kraftwerkes

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [Bitsch et al. 2002], [Gjardy 2006]

Somit lassen sich stochastische Effekte (z.B. unvorhergesehene Ausfälle einzelner Anlagen oder die Stochastik beim Angebot regenerativer Energieträger) durch Generierung positiver Portfolioeffekte im Rahmen eines Energieträger- und Anlagenmixes leichter kompensieren. Von besonderer Bedeutung sind in diesem Zusammenhang - neben den generellen Anlagenzugriffsoptionen - die Möglichkeiten, die eine übergeordnete Zuständigkeit hat, um in die lokale Betriebsführung jeder einzelnen Anlage einzugreifen und diese entspre-

¹¹ Zur Definition und zum Wesen von Markteintrittsbarrieren vgl. bspw. [Porter 1999].

¹² So wird z.B. von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Präqualifikationsverfahren der Nachweis einer mindestens vorzuhaltenden und bei Aufruf einsetzbaren Gesamtleistung zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten gefordert.

¹³ Hiermit ist gemeint, ob die Anlage lediglich Elektroenergie bereitstellt oder als KWK-Anlage auch thermische Nutzenergie liefert.

¹⁴ Zu Besonderheiten virtueller großer Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien vgl. [Bitsch et al. 2004b].

chend definierter Ziele zu verändern. Infolgedessen lassen sich die Anlagen, die zu einem virtuellen Kraftwerk gehören, nach den Eingriffs- und Regelungsmöglichkeiten kategorisieren und die daraus notwendige Art der kommunikativen Anbindung ableiten. Da der Anteil für die kommunikative Erschließung ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor ist, ist die Festlegung zu verwendender Kommunikationstechnologien in Abhängigkeit des jeweiligen Eingriffs- und Regelpotenzials einzelner Anlagen sinnvoll (vgl. Kapitel 4.4.4.2). Eine entsprechende Anlageneinteilung in regelbar, steuerbar (d.h. zu- bzw. abschaltbar) und nicht beeinflussbar wird in [Bitsch et al. 2002] vorgeschlagen.

Je nachdem wer der Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes ist, können verschiedene Zielstellungen beim Betrieb verfolgt werden. Aus heutiger Sicht werden folgende Ziele bzw. Betriebsführungskonzepte virtueller großer Kraftwerke diskutiert (vgl. [Santjer et al. 2002], [Strese 2003], [Hennig 2005], [Wacker et al. 2005], [Arndt et al. 2006], [Bühner 2006], [Gjardy 2006], [Strese 2006], [Braun 2007]):

- Primärenergieeinsparung,
- deckungsbeitragsoptimaler Anlageneinsatz,
- Spitzenlastreduktion,
- Bereitstellung von Regelleistung/- Energie,
- Lastflussoptimierung,
- Vermeidung von Netzausbau.

Während die Ziele Primärenergieeinsparung und deckungsbeitragsoptimaler Anlageneinsatz wohl von den meisten Anlagenbetreibern verfolgt werden, ist die Spitzenlastreduktion insbesondere für kleinere Energieversorgungsunternehmen ohne großen Eigenerzeugungsanteil interessant (vgl. z.B. [Forster 2005]). Denn diese müssen ihre Elektroenergie zum Großteil am Markt beschaffen und dabei zumeist eine Vertragskomponente für die maximal vorzuhaltende bzw. eingesetzte Leistung berücksichtigen. Die letztgenannten Punkte Lastflussoptimierung und Vermeidung von Netzausbau können in Zukunft insbesondere für Elektroenergienetzbetreiber interessant werden, bei denen der zunehmende Anteil angeschlossener dezentraler Energiewandlungsanlagen zu Lastflussproblemen führt, die eine netzstrukturelle Anpassung der Netze mit finanziellem Aufwand erfordern würde.¹⁵

4.3.1.2 Kritische Würdigung

Der Ansatz virtueller großer Kraftwerke zur Aggregation weiträumig verteilter Einzelleistungen zu einer größeren Gesamtleistung dient aus heutiger Sicht im Wesentlichen der Überwindung größenbedingter Markteintrittsbarrieren an den Elektroenergiemärkten. Denn einerseits wird erst mit der Erreichung einer zusammengefassten Mindestleistung die

¹⁵ In diesem Zusammenhang wird häufig von der Umgestaltung der betreffenden Elektroenergienetze zu „Smart Grids“ gesprochen.

Teilnahme für dezentrale Anlagen an solchen Märkten realistisch. Andererseits ermöglicht die praktische Umsetzung dieses Ansatzes auch die aktive Vermarktung regenerativer Energiewandlungsanlagen an den Elektroenergiemärkten. Denn mit diesem Ansatz wird es möglich, energieträgerunabhängig eine Vielzahl von Einzelanlagen auf Basis von kurzfristigen Prognosen zu planen und an den Energiemärkten zuverlässige Lieferungen anzubieten. Über Portfolioeffekte lassen sich stochastische Schwankungen beim darbotsabhängigen Anteil regenerativer Energieanlagen ausgleichen, womit perspektivisch auch diesen fluktuierenden Einspeisungen eine Möglichkeit zur fahrplangebundenen Vermarktung des Produktes Elektroenergie gegeben wird.

Ein wesentlicher Mangel dieses Ansatzes liegt in der Vernachlässigung bzw. der unzureichenden Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Nachfrageseite. Infolgedessen wird eine Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen durch eine optimierte Betriebsweise der Energiewandlungsanlagen entsprechend der jeweils aktuellen lokalen thermischen und elektrischen Nachfrage nicht unterstützt. Dies erweist sich insbesondere bei dezentralen KWK-Anlagen als Nachteil, da diese in den meisten Fällen entsprechend der lokalen thermischen Nachfrage wärmegeführt betrieben werden müssen und ein Beitrag zur Gesamteffizienzsteigerung ohne Berücksichtigung der thermischen Nachfrageseite nicht möglich ist. Nicht zuletzt bleiben Elektroenergieverteilnetzrestriktionen in diesem Ansatz unberücksichtigt, da die Zusammenfassung von Anlagen zu einem Bilanzkreis nicht an ein bestimmtes Netzgebiet gebunden ist. Der erzielbare energiewirtschaftliche Nutzen verbleibt allein beim Betreiber des virtuellen Kraftwerks und den Anlageneigentümern. In Anbetracht der wesentlichen Rolle, welche die lokalen Verteilnetzbetreiber bei den zukünftigen Entwicklungsperspektiven dezentraler Energieanlagen spielen können, ist dies ein nicht zu unterschätzender Mangel dieses Ansatzes. Nichtsdestotrotz konnte im Rahmen verschiedener Pilotprojekte die technische Realisierbarkeit virtueller Kraftwerke nachgewiesen werden und erste erfolgreiche Erfahrungen mit einem virtuellen Kraftwerk an den deutschen Regelleistungsmärkten bestätigen die Praxisrelevanz dieses Ansatzes (vgl. [Strese 2003], [Strese 2006]). Zukünftig dürfte insbesondere für regenerative Anlagen, die in verschiedenen Netzgebieten installiert sind eine Aggregation zusammen mit konventionellen Energiewandlungsanlagen zum Ausgleich stochastischer Effekte interessant sein, um trotz Prognoseunsicherheiten fahrplantreu Elektroenergie vermarkten zu können.

4.3.2 Micro-Grids

4.3.2.1 Methodik

Auch für Micro-Grids existiert in der Literatur bisher keine eindeutige Definition. Zumeist wird jedoch unter einem Micro-Grid ein abgeschlossenes elektrisches Versorgungsnetz auf Niederspannungsebene (vgl. Abbildung 18) mit einer Aggregation von elektrischen Lasten

und kleinen elektrischen Erzeugungsanlagen¹⁶ verstanden, die sich - im Gegensatz zum Ansatz virtueller großer Kraftwerke - in einem geographisch begrenzten Gebiet¹⁷ befinden (vgl. z.B. [CERTS 2003]). Zuweilen werden auch elektrische Speichersysteme als Bestandteile von Micro-Grids betrachtet (vgl. [Lasseter 2002], [Oyarzabal et al. 2005]). Micro-Grids können sowohl mit einer Verbindung zum überlagerten Mittelspannungsnetz betrieben werden oder abgetrennt als so genannte Stand Alone- oder Inselssysteme, wenn die technische Ausstattung des Micro-Grids dies zulässt (vgl. [EC 2006], [Hatziargyriou 2004 et al.], [VDI 2007]). In diesem Zusammenhang wird auch von einem netzgekoppelten Inselbetrieb gesprochen. Eine elektrische Versorgungsunterbrechung infolge eines Betriebsmittelausfalls auf höherer Netzebene kann dann durch den Inselnetzbetrieb kompensiert werden, wenn Spannungs- und Frequenzhaltung in dem Inselnetz gewährleistet werden können.

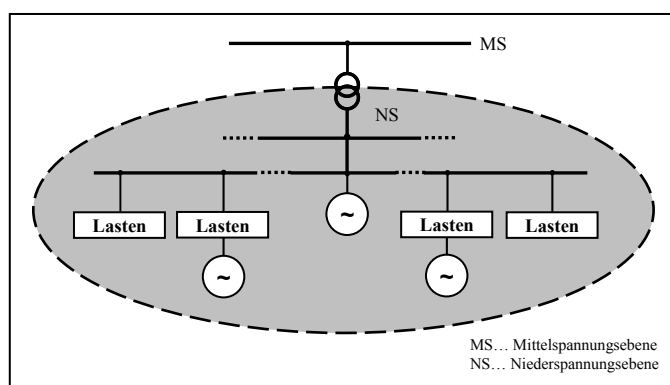


Abbildung 18: Beispielhafte schematische Darstellung eines Micro-Grids

Quelle: Eigene Erstellung

Im Normalbetrieb decken die dezentralen Energiewandlungsanlagen bei entsprechender Auslegung den lokalen elektrischen Bedarf, sodass dann ein Elektroenergieaustausch mit dem überlagerten Netz nur begrenzt oder gar nicht stattfindet. Dies bietet den Vorteil, dass bei überlagerten Netzstörungen bzw. -ausfällen eine autarke Versorgung der im Micro-Grid befindlichen Lasten erfolgen kann. Umgekehrt erlaubt die Verbindung zum überlagerten Netz bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit dezentraler Erzeugereinheiten die redundante elektrische Versorgung der elektrischen Lasten des Micro-Grids. Der Aspekt der zunehmenden Versorgungssicherheit durch eine mögliche autarke Versorgung des Micro-Grids gilt als ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes (vgl. z.B. [Vandenbergh et al. 2006],

¹⁶ Zuweilen wird die Nachfrageseite bei der begrifflichen Definition nicht berücksichtigt. So definieren z.B. [Hatziargyriou 2004 et al.] ein Micro-Grid als: „Interconnection of small, modular generation to low voltage distribution systems [...]“

¹⁷ Eine genaue Abgrenzung zur geographischen Micro-Gridgröße und der Anzahl angeschlossener Verbraucher bzw. Erzeuger ist derzeit nicht bekannt. In [CERTS 2003] werden als Beispiel für Micro-Grids Einkaufszentren, Industrieparks oder Hochschulgelände aufgeführt.

[VDE 2007]). Im Gegensatz zu virtuellen Kraftwerken, steht hier also die Versorgung der lokalen Elektroenergienachfrage durch regionale Energiebereitstellung im Vordergrund und nicht das Ziel einer gemeinsamen Vermarktung dezentraler Energiewandlungsanlagen. Insofern wird mit Micro-Grids primär eine lokale Anlagensoptimierung angestrebt.

4.3.2.2 Kritische Würdigung

Im Gegensatz zum Ansatz virtueller großer Kraftwerke, fokussieren Micro-Grids auf durch die Netzstruktur geographisch begrenzte Gebiete mit einer Aggregation von elektrischen Lasten und dezentralen Energiewandlungsanlagen. Konzeptionell wird hier die lokale elektrische Nachfrageseite mit einbezogen. Der Fokus dieses Ansatzes liegt dabei auf der autarken elektrischen Versorgung begrenzter Netzbereiche und vernachlässigt aber im Allgemeinen die thermische Nachfrageseite. Grundsätzlich ist ein ungekoppelter Betrieb mit dem überlagerten Netz möglich, wenn die entsprechenden Technologien zur Spannungs- und Frequenzhaltung vorhanden sind. Ein großer Vorteil dieses Ansatzes liegt dann in der Inselbetriebsfähigkeit des Micro-Grids, womit eine gewisse Versorgungsredundanz gegeben ist, wenn eine elektrische Versorgung durch das überlagerte Netz temporär nicht bzw. nur eingeschränkt möglich ist. Dies würde insbesondere in Regionen mit mangelhaften Elektroenergienetzstrukturen und hohem Ausfallrisiko die Versorgungssicherheit erhöhen und somit einen energiewirtschaftlichen Nutzen generieren. In den Gebieten in denen eine gute und ausfallsichere Elektroenergieinfrastruktur vorhanden ist und die statistischen Ausfallzeiten eher gering sind, ist die Notwendigkeit einer Inselnetzbetriebsfähigkeit nur in wenigen Fällen gegeben.

Ein wesentlicher Nachteil dieses Ansatzes ist die Vernachlässigung der Marktseite, da hier auf die redundante Versorgung von elektrischen Lasten abgezielt wird, ohne einen handelsbasierten Elektroenergieaustausch mit dem überlagerten Netz zu betrachten. Denn entsprechend der Fokussierung auf einen autarken Inselnetzbetrieb wird ein Elektroenergieaustausch zu Handelszwecken nicht stattfinden. Somit wird bei konsequenter Anwendung dieses Ansatzes eine Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in die betriebs- bzw. volkswirtschaftlichen Handelsmechanismen nur bedingt unterstützt.

4.4 Integrationsansatz für den kommunalen Versorgungsbereich

4.4.1 Allgemeines

Die beiden zuvor beschriebenen Ansätze sind für sich genommen geeignet zu einer geregelten technologischen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen beizutragen. Beide Ansätze können jedoch eine optimale kommunale Energieversorgung mit Ausschöpfung der möglichen lokalen Effizienzsteigerungspotenziale nicht oder nur bedingt gewährleisten. Denn wie dargestellt, werden die elektrische und/ oder thermische Nachfrageseite nur unzureichend berücksichtigt. Aber gerade im kommunalen Energieversorgungsbereich spielt die thermische Nachfragestruktur eine wesentliche Rolle und darf nicht vernachlässigt werden, wenn ein Systemintegrationsansatz auf dezentrale kleine KWK-Anlagen

abzielt. Insofern sind diese Ansätze für eine geregelte und optimierte Integration von dezentralen KWK-Anlagen in kommunale Versorgungsstrukturen wenig geeignet.

Um die Effizienzpotenziale dezentraler Energieerzeuger auszunutzen, müssen Regelkonzepte der Dynamik von Energieangebot und Energienachfrage lokal gerecht werden können. Sie müssen diesbezüglich auf der einen Seite die komplexen technischen Aspekte im Hinblick auf eine systemgerechte Integration und Betriebsführung der Anlagen berücksichtigen. Auf der anderen Seite muss eine ausreichende Flexibilität unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes geschaffen werden. In Anbetracht der dargestellten Probleme beim Betrieb einer Vielzahl dezentraler Energiewandlungsanlagen in einem begrenzten Gebiet (vgl. Kapitel 4.2), wird es darauf ankommen, bereits in den untersten elektrischen Netzebenen eine geregelte Integration umzusetzen, um lokale Optimierungspotenziale auszuschöpfen und darüber hinaus dem Gesamtenergiesystem einen energiewirtschaftlichen Nutzen zu liefern. Dies wäre zu erreichen, wenn z.B. der steigende Regelleistungs- und Ausgleichsenergiebedarf bereits in den Verteilnetzebenen minimiert werden kann, um die konventionellen Großkraftwerke diesbezüglich zu entlasten und einen verlustreichen Transport von Ausgleichsenergie zu reduzieren. Hierfür müssen die stochastischen Unsicherheiten bei den dezentralen Anlagen schon am Ort der Einspeisung begrenzt und gleichzeitig lokale Netzstrukturen und Betriebsführungsaspekte berücksichtigt werden. Dies setzt einen Ansatz voraus, der über den heutigen Zustand des gesetzlich vorgeschriebenen Netzanschlusses dezentraler Energiewandlungsanlagen und anschließender Vergütung der eingespeisten Elektroenergiemengen hinausgeht. Denn diese Vergütung erfolgt derzeit unabhängig von Elektroenergiebedarfen, Lieferverträgen oder Netzbetriebszuständen. Dementsprechend folgen besonders regenerative Energiewandlungsanlagen keiner geregelten Anlagenführung und sind aufgrund der dargebotsabhängigen Einspeisecharakteristik dementsprechend als stochastische, nur bedingt bzw. gar nicht beeinflussbare Systemkomponente hinzunehmen.

Langfristig ist die Wirtschaftlichkeit einer der Haupttreiber für die Nachhaltigkeit technologischer Neuerungen. Insofern wird die Trendentwicklung zunehmender Dezentralisierung in der Energieversorgung nur von Dauer sein, wenn sie neben der Überwindung der skizzierten Probleme auch gesamtenergiewirtschaftliche Vorteile mit sich bringt. Dies bedeutet im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung, dass der derzeit von legislativen Förderungen (vgl. Kapitel 2.2) getragene Ausbau dezentraler Energieversorgungsanlagen mittelfristig von einem für Investoren wirtschaftlichen Ausbau abgelöst werden muss. Das setzt neben den technologischen Weiterentwicklungen auf Anlagenebene bis zur breiten Markteinführung und wirtschaftlichen Anwendbarkeit auch die Lösung der skizzierten systemintegrativen Fragestellungen voraus. Ein ganzheitlicher systembezogener Integrationsansatz sollte also nicht nur die technologischen Problemstellungen berücksichtigen, sondern auch die Generierung ökonomischen Nutzens in den Bereichen der lokalen energetischen Wertschöpfungskette unterstützen. Denn wesentliche Hemmnisse zur stärkeren lokalen Nutzung kleiner KWK-Anlagen basieren aus heutiger Sicht auf den unzureichenden ökonomischen Anreizen für Anlagenbetreiber und Kommunalversorger gleichermaßen

(vgl. Kapitel 3.4). Nachfolgend wird ein Integrationsansatz für dezentrale kleine KWK-Anlagen vorgeschlagen, der auf kommunalen Versorgungsaufgaben basierend, die Ansätze von virtuellen großen Kraftwerken und Micro-Grids ergänzt, d.h. als konsistenter Ansatz die elektrische und thermische Erzeugungs- und Nachfrageseite berücksichtigt. Dabei wird das Ziel verfolgt, die Möglichkeit einer anreizbasierten Anlagenbetriebsführung für kleine KWK-Anlagen zu untersuchen, die über die lokalen Versorgungsaufgaben hinaus, zur Optimierung eines kommunalen Versorgungsgebietes beitragen kann. Hierzu werden zunächst kurz die Besonderheiten kommunaler Energieversorgungsstrukturen skizziert. Anschließend wird dargelegt, welche Notwendigkeiten zur Optimierung eines kommunalen Versorgungssystems vorliegen. Es werden ökonomische Anreizstrukturen für Kommunalversorger und dezentrale KWK-Anlagenbetreiber entwickelt, welche den Gesamtnutzen im Rahmen des integrativen Ansatzes für beide Parteien erhöhen können.

4.4.2 Kommunale Energieversorgungsaufgaben

Kommunale Energieversorgungsunternehmen (z.B. Stadtwerke) versorgen als so genannte Querverbundunternehmen Endverbraucher mit elektrischer und thermischer Energie. Eine kommunale Energieversorgungsstruktur ist geprägt durch thermische und elektrische Lastschwerpunkte, die innerhalb eines regional begrenzten Gebietes liegen. Einen wesentlichen Anteil an der kommunalen Endenergienachfrage haben die Haushalte. Mit ca. 29 % stellt der Nachfrageanteil deutscher Haushalte eine signifikante Größe im gesamten Energieversorgungssystem dar (vgl. Tabelle 7). Der Haushaltsendenergiebedarf setzt sich zusammen aus dem Elektroenergieanteil und dem Anteil zur Deckung des Wärmebedarfes. Bezogen auf den gesamten deutschen Elektroenergiebedarf hatten die Haushalte im Jahr 2005 einen Anteil von etwa 27,2 %.

Tabelle 7: Primär-, End- und Elektroenergiebedarfsentwicklung in Deutschland

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Primärenergiebedarf	[TWh]	3.964	4.096	4.059	4.033	3.979	4.000	4.077	4.008	4.017	4.002	3.954
Endenergiebedarf	[TWh]	2.589	2.691	2.649	2.627	2.583	2.565	2.626	2.563	2.579	2.578	2.548
Davon Haushalte	[TWh]	737	803	793	773	726	718	784	747	757	752	733
	[%]	28,5	29,8	29,9	29,4	28,1	28,0	29,8	29,1	29,4	29,2	28,8
Elektroenergiebedarf	[TWh]	458	465	469	475	477	494	494	500	505	520	521
Davon Haushalte	[TWh]	127	134	131	131	131	131	134	136	139	140	142
	[%]	27,8	28,9	27,9	27,5	27,5	26,4	27,2	27,3	27,6	26,9	27,2

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [BMWi 2006], [AG Energiebilanzen 2007]

Im Zeitraum von 1995 bis 2005 ist dieser Anteil relativ konstant geblieben. Auf die rund 29% Haushaltsendenergieanteil entfallen ca. 86,5% Wärme im Niedertemperaturbereich, d.h. Heizwärme und Warmwasserbedarf (vgl. Abbildung 19).

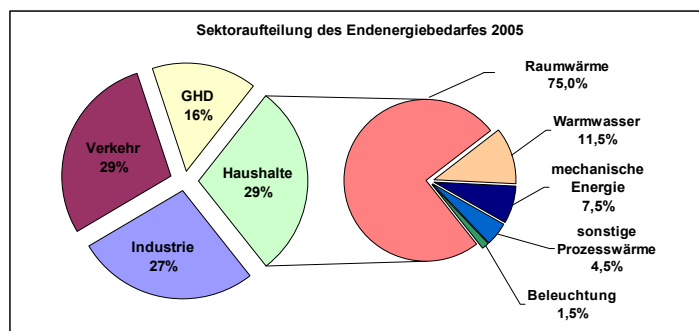


Abbildung 19: Anteile der Sektoren am deutschen Endenergiebedarf des Jahres 2005

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [BMWI 2006], [AG Energiebilanzen 2007]

Für das Jahr 2005 bedeutet dies, dass von den 733 TWh gesamten Haushaltsendenergiebedarf etwa 634 TWh allein Niedertemperaturwärme darstellen (vgl. [BMWI 2006], [AG Energiebilanzen 2007]), wobei ein signifikanter Teil dieses Wärmebedarfes derzeit dezentral mit ungekoppelten Anlagen abgedeckt wird und die Elektroenergie in den meisten Fällen von einem kommunalen Energieversorgungsunternehmen geliefert wird. Die 634 TWh stellen ein enormes Wärmepotenzial dar, welches zukünftig unter den entsprechenden Rahmenbedingungen teilweise mit dezentralen objektbezogenen KWK-Anlagen abgedeckt werden kann.

Neben den genannten Endenergieversorgungsaufgaben obliegen den kleineren Kommunalversorgern zumeist auch noch die Aufgaben eines städtischen Elektroenergieverteilernetzbetreibers.¹⁸ So wird der kommunale Aufgabenbereich in vielen Fällen um die Sicherstellung eines störungsfreien Betriebes der Mittel- und Niederspannungsnetze ergänzt. In der Vergangenheit beschränkten sich die Netzbetriebsführungsaufgaben auf die unterbrechungsfreie Verteilung der Elektroenergie bis zum Endverbraucher. Zukünftig wird es bei höherem Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen im Verteilnetz darauf ankommen, diese im Rahmen der jeweiligen Versorgungsaufgabe auch in die Netzbetriebsführung zu integrieren. Dies schließt die Berücksichtigung lokaler Netzbelastungsschwerpunkte als etwaige Restriktionen mit ein. Denn mit steigendem Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen wird es möglich, dass elektrische Verteilnetze neben den veränderten Lastflüssen auch temporären Engpässen ausgesetzt werden. So werden die Vermeidung von Überlastungen elektrischer Verteilnetzbereiche (z.B. durch Betriebsmittelüberlastung) und die Minimierung der Netzverluste durch eine bedarfsorientierte und verbrauchsnahe Endenergiebereitstellung als Ziele einer sicheren und effizienten kommunalen Energieversorgung stärker in den Vordergrund rücken.

¹⁸ Versorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden sind nach heutiger Rechtslage von den Vorschriften zur Entflechtung von Elektroenergieerzeugung und Netzbetrieb ausgenommen (vgl. [EnWG 2005]).

4.4.3 Zielstellungen eines kommunalen Energieversorgungsansatzes

Ein Hauptziel dezentraler Energieversorgungsansätze im kommunalen Bereich kann darin gesehen werden, die Energiebereitstellung mit kleinen Energiewandlungsanlagen lokal am Ort des Bedarfes vorzunehmen und eine Lastaufteilung mit dem Energiebezug aus den übergeordneten Elektroenergienetzen abzustimmen, um die lokale Energieversorgung unter den gegebenen Rahmenbedingungen effizient zu gestalten (vgl. [Bitsch et al. 2002]).

Kleine elektrische Energieversorgungsanlagen sind heute schon vielfach Bestandteil von Mittel- und Niederspannungsnetzen. Neben den regenerativen Anlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) werden auch kleine KWK-Anlagen möglicherweise in Zukunft eine bedeutende Herausforderung in Bezug auf die Energiesystemintegration darstellen. Mit zunehmenden Installationen ergibt sich dann das Problem, die diskontinuierlichen Einspeisungen¹⁹ in ein kontinuierliches ganzheitliches Versorgungskonzept zu integrieren. Ein ganzheitliches Energieversorgungskonzept zur Erfüllung kommunaler Versorgungsaufgaben verfolgt dann das Ziel eine optimale Versorgung eines regional begrenzten Gebietes sicherzustellen. Zuweilen wird in diesem Zusammenhang von einem intelligenten, dezentralen Energieversorgungssystem gesprochen (vgl. z.B. [Aumayr et al. 1999], [Bitsch 1999], [Bitsch et al. 2004c]), welches die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- den thermischen und elektrischen Energiebedarf primär durch Nutzung der lokalen Wertschöpfungspotenziale decken, um Übertragungsverluste zu minimieren,
- das dargebotsabhängige und fluktuierende regenerative Energiepotenzial geplant zur thermischen und elektrischen Nachfragedeckung nutzen,
- den notwendigen Energieaustausch zum übergeordneten Elektroenergienetz unter Einbeziehung lokaler Bereitstellungspotenziale optimieren, sowie
- die Energieversorgung des regional begrenzten Gebietes nach vorzuziehenden Kriterien (z.B. ökonomische oder ökologische) kostenminimal sicherzustellen.

Ein ganzheitlicher Ansatz für ein begrenztes kommunales Gebiet erfordert demnach die Berücksichtigung der gesamten lokalen Energiewandlungskette, um die Effizienzsteigerungspotenziale sowohl auf der Erzeugungsseite, als auch bei der Energieend Anwendung auszuschöpfen. Um durch entsprechendes Energiemanagement die Ausnutzung lokaler Energieeffizienzsteigerungspotenziale zu erreichen, ist es erforderlich aus einem sich ergänzenden Mix dezentraler Energiewandlungsanlagen, elektrischer und thermischer Speicher, Bezug aus dem übergeordneten Netz eine planbare und optimierte Versorgung sicherzustellen (vgl. Abbildung 20). Mit diesem Versorgungsansatz lässt sich dann unter

¹⁹ Zu den diskontinuierlichen Einspeisungen zählen insbesondere die dargebotsabhängigen und derzeit keinen Regelkonzepten unterworfenen regenerativen Einspeiser. Aber auch kleine KWK-Anlagen, deren Rückspeisung in die Verteilungsnetze an die lokale Betriebsführung gebunden ist, gelten als stochastische Einspeisung für einen Verteilnetzbetreiber.

Anwendung von Prognoseverfahren, Einsatzplanungen und Anlagenregelstrategien bei Vorliegen ökonomischer Anreize auch im kommunalen Energieversorgungsbereich eine lokale Kurzfristoptimierung erreichen.

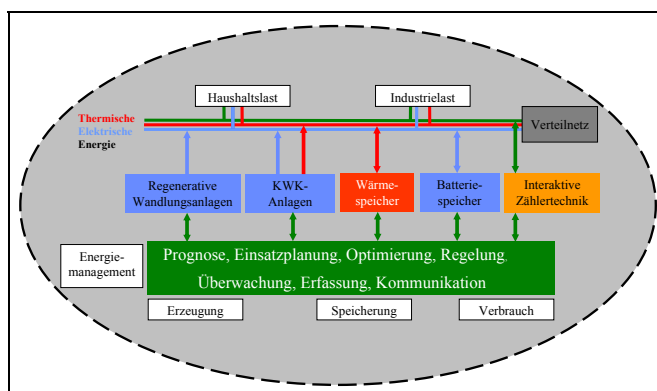


Abbildung 20: Ganzheitliches kommunales Energieversorgungskonzept

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Müller et al. 2000]

Es wird dann auch möglich, dezentrale KWK-Technologien in der untersten Elektroenergienetzzebene übergeordnet geregelt zu betreiben, um damit zur Steigerung der Gesamteffizienz beizutragen. Mit den genannten Funktionen zur geregelten Betriebsführung eröffnet sich einem Kommunalversorger als übergeordneter Instanz (vgl. Kapitel 4.3.1) die Möglichkeit sein Versorgungsgebiet mit einem dezentralen Energiemanagement energetisch zu optimieren. Um eine kostenorientierte Optimierung begrenzter Versorgungsgebiete vornehmen zu können, müssen grundlegende Voraussetzungen und Rahmenbedingungen erfüllt sein, die sich nach [Bitsch et al. 2004a] in folgende Punkte unterteilen lassen:

- Festlegung eines Optimierungsgebiet (Randintegral) mit den geographischen Grenzen (z.B. Netzbereich, kleinere Versorgungsgebiete, Stadtteile etc.),
- Erschließung von Optimierungspotenzialen, d.h. alle zur Gesamtoptimierung in dem Optimierungsgebiet verfügbaren, nutzbaren und beeinflussbaren Angebots- und Nachfragepotenziale (z.B. Energiewandlungsanlagen, Speicher, beeinflussbare thermische und elektrische Lasten, Energiebezugs- und Lieferverträge etc.),
- Definition einer Zielstellung (z.B. kostenminimale Versorgung), sowie
- Erarbeitung einer Optimierungsstrategie (z.B. optimierte Betriebsmittelauslastung, optimierte Ausnutzung von Bezugs- bzw. Lieferverträgen, Vermeidung von Netzüberlastungen, Emissionsminderung etc.).

Ein Kernpunkt betrifft die Frage zu den Optimierungspotenzialen. Insofern in einem Versorgungsgebiet solche Potenziale verfügbar sind, bedarf es der Identifizierung der Interessen bei den potenziellen Teilnehmern an der Umsetzung einer Gesamtoptimierungsstrategie. Eine zukünftige Herausforderung aus Sicht des Kommunalversorgers liegt somit einerseits in der Bewertung der technologisch, energetisch, ökonomisch und ökologisch unterschiedlich gewichteten Interessen verschiedener Anlagenbetreiber. Andererseits müssen Anreizstrukturen entwickelt werden, um die verschiedenen Interessen entsprechend der eigenen technischen und betriebswirtschaftlichen Erfordernisse zu nutzen, für

eine sowohl verteilnetzverträgliche als auch ökonomisch vertretbare Systemintegration (vgl. Kapitel 4.4.4.3).

Nachfolgend wird angenommen, dass die übergeordnete Instanz, welche eine Optimierung vornehmen möchte ein kommunaler Energieversorger ist, der einen Teil seines Versorgungsgebietes mit hohem Anteil an KWK-Anlagen energetisch im Rahmen eines Betriebsführungskonzeptes optimieren will. Aufbauend auf den skizzierten Zielen wird aufgezeigt, wie die Einzelanlagen neben der Erfüllung lokaler thermischer Versorgungsaufgaben, im Rahmen eines übergeordneten Betriebsführungskonzeptes einen Beitrag zur energetischen Gesamtoptimierung des Versorgungsgebietes liefern können. Hierzu werden zunächst die notwendigen technischen Kommunikationsstrukturen diskutiert. Anschließend wird beleuchtet, wie eine kostenorientierte Vereinfachung des notwendigen Informations- und Datenaustausches bei kleinen dezentralen Anlagen erfolgen kann. Daran anschließend wird aufgezeigt, wo energiewirtschaftlicher Nutzen für den kommunalen Versorger aus einem dezentralen Versorgungsansatz entstehen kann. Dazu wird unterschieden zwischen dem Fall, dass er betreiberfremde²⁰ Anlagen in sein Optimierungskonzept integrieren möchte und dem Fall, dass er als Anlagen-Contractor agiert. Zudem wird dargelegt, wie die notwendigen Anreize für die Anlagenbetreiber im ersten Fall aussehen müssten, damit sie ihr Anlagenpotenzial für eine Gesamtoptimierung zur Verfügung stellen und dementsprechend die Anlagenbetriebsführung dem Kommunalversorger als übergeordneter Instanz übergeben würden.

4.4.4 Übergeordnetes Betriebsführungskonzept

4.4.4.1 Allgemeines

Unter Berücksichtigung der Versorgungsziele der einzelnen KWK-Anlagenbetreiber sollte ein Kommunalversorger mit einem Optimierungsziel die diskontinuierlichen Fremderzeugungen in sein bestehendes Versorgungskonzept aufnehmen, dieses gegebenenfalls anpassen und das inhärente Optimierungspotential entsprechend der eigenen Versorgungsaufgaben in einem übergeordneten Betriebsführungskonzept ausschöpfen. Es kann sich hierbei künftig um eine Vielzahl kleiner, vornehmlich häuslicher und kleingewerblicher KWK-Anlagen unterschiedlicher Bauformen mit integriertem Wärmespeicher und Zusatzfeuerung handeln, die entweder einzeln autark, entsprechend des lokalen thermischen Bedarfes angepasst und geführt, oder nach übergeordneten Kriterien zusammengefasst betrieben werden können (vgl. [Bitsch et al. 2005]). Ein Vorteil der zweiten Variante, liegt in dem zusätzlichen Beitrag jeder in die übergeordnete Betriebsführung eingebundenen Anlage zur Annäherung an ein Gesamtsystemoptimum, welcher aber die zusätzlichen Aufwendungen für kommunikative Verknüpfung und zentraler Steuerung langfristig aufwiegen muss (vgl.

²⁰ Betreiberfremd bedeutet, dass der Kommunalversorger kein Eigentum an den Anlagen hat.

z.B. [Fuchs 2004]). Nachfolgend werden kurz die Möglichkeiten der kommunikativen Verknüpfung vor dem Hintergrund der technologischen Möglichkeiten und der Aufwand- und Nutzenpotenziale diskutiert.

4.4.4.2 Kommunikationsstrukturen und Versorgungscluster

Notwendig für eine übergeordnete Optimierung ist neben der generellen Verfügbarkeit und der Zugriffsberechtigung eine Möglichkeit, um die Anlagenzugriffe bzw. -regelungen zu kommunizieren. Dies bedeutet, dass eine Kommunikationsverbindung zwischen den dezentralen Energiewandlungsanlagen und der regelnden Instanz aufgebaut werden muss. Zudem bedarf es eines dezentralen Energiemanagementsystems, welches auf Basis von Prognosen eine Optimierung der Anlageneinsatzplanung vornimmt sowie den Anlagenbetrieb regelt und überwacht (vgl. z.B. [Fuchs et al. 2003]). In den heutigen elektrischen Verteilnetzen existieren noch keine Kommunikationsstrukturen, da diese bislang zur Verteilnetzbetriebsführung nicht notwendig waren. Die Kommunikationsfähigkeit nimmt jedoch eine Schlüsselrolle bei der geregelten und koordinierten Integration dezentraler Anlagen ein (vgl. z.B. [Luther et al. 2007]). Insofern hängt die Anwendbarkeit eines dezentralen kommunalen Versorgungsansatzes wesentlich von der Verfügbarkeit kostengünstiger und flächendeckender Kommunikationsinfrastrukturen ab. Zur geregelten Systemintegration bedarf es eines Mindestinformationsaustausches zwischen den einzelnen Energieanlagen und der übergeordneten Betriebsführungsinstanz. Die Notwendigkeit der Übertragung von Information (z.B. Messwerten, Regelsignalen, Monitoring- und Statuswerten etc.) zu und von den einzelnen Anlagen muss dementsprechend mit berücksichtigt werden.²¹ Eine mögliche Kommunikationsstruktur für unterschiedliche Anlagen verdeutlicht die Abbildung 21.

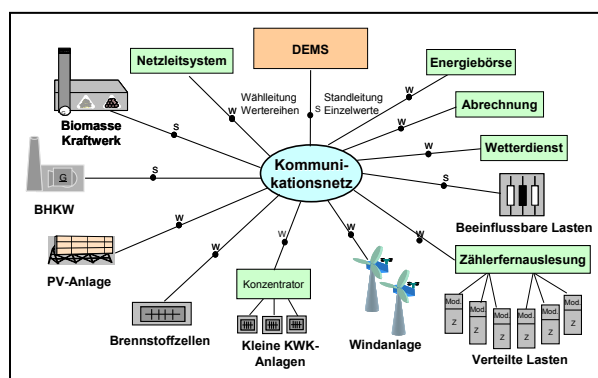


Abbildung 21: Schematische Darstellung von möglichen Kommunikationsstrukturen zur Umsetzung dezentraler Energiemanagementsysteme

Quelle: [Siemens 2003]

²¹ Hier kann es sich, je nach Anforderung, um bi- oder monodirektionale Kommunikationswege handeln.

Wenngleich aus heutiger Sicht die alternative Nutzung bestehender Kommunikationsstrukturen (z.B. ISDN- oder DSL-Internetanschluss, Power Line Carrier) zwar technisch möglich, aber als noch als zu kostenintensiv gesehen wird (vgl. z.B. [Lewald et al. 2005]), können doch technische Innovationen in der Kommunikations-, Steuerungs- und Regeltechnik zukünftig neue Möglichkeiten der Vernetzung dezentraler Energieversorgungsanlagen eröffnen. Aus Kostengründen ist es sinnvoll die Kommunikationsstrukturen entsprechend dem notwendigen Informationsaustausch zu bemessen. Der Datenübertragungsaufwand lässt sich beispielsweise auf den Beitrag der jeweiligen Anlage zur Gesamtoptimierung zurückführen. Eine Differenzierung kann diesbezüglich z.B. in Standleitungsqualität für einen minutenbasierten Informationsaustausch, Wählleitungen für Einzelinformationsaustausch oder Rundsteuersignale zur Übermittlung von einfachen Steuerbefehlen vorgenommen werden (vgl. [Siemens 2003]).

Eine zentrale Steuerung vieler kleiner dezentraler Anlagen würde zu einem sehr hohen Kommunikationsaufwand führen und wäre bei den heute verfügbaren Datenübertragungsmedien mit sehr hohen Kosten verbunden. In Anbetracht des geringeren Beitrages einzelner kleiner KWK-Anlagen zum Gesamtoptimierungsziel ist eine überdimensionierte Kommunikationsinfrastruktur aus Kostengründen nicht zu rechtfertigen. Hinzu kommen die verschiedenen Kommunikationsprotokolle der einzelnen Anlagenhersteller, welche sich für eine Implementierung einfacher Kommunikationsstrukturen derzeit als hinderlich erweisen. Dies ist eines der wesentlichen Probleme einer zentral geplanten Anlagenbetriebsführung, welches nach standardisierten Methoden verlangt, um das erforderliche Datenvolumen auf ein geeignetes und ausreichendes Maß zu reduzieren. Hier sind insbesondere die Hersteller gefragt, die standardisierte Kommunikationsschnittstellen schaffen müssen, sodass einheitliche Datenmodelle und Dienste für alle Betriebsmittel bis zur Endverbraucherebene implementiert werden können. Zukünftig wird es daher wesentlich darauf ankommen, Standardisierungen bei den zu übertragenden Daten und den Kommunikationsschnittstellen einzurichten. Ein wesentlicher Beitrag kann diesbezüglich über die Standardisierung der Kommunikationsschnittstellen und der Übertragungsprotokolle bereits auf Anlagenebene erbracht werden (vgl. z.B. [Buchholz et al. 2006]).

Eine Berücksichtigung objektbezogener kleiner KWK-Anlagen im unteren elektrischen Leistungsbereich zur Optimierung eines kommunalen Energieversorgungsgebietes wird bisher nicht vorgenommen, da die Optimierungspotenziale von den Einzelanlagen als noch zu gering eingeschätzt werden. Mit zunehmendem Anteil solcher Anlagen wird das Optimierungspotenzial jedoch in einen signifikanten Bereich steigen. Da es aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen heraus nicht zu rechtfertigen ist, die jeweilige lokale Einzelnachfrage und damit den Einsatz jeder KWK-Anlage zu prognostizieren müssen zudem geeignete Mechanismen zu einer Vereinheitlichung hinsichtlich Leistungsgröße und anwendungsbereichsspezifischer Parameter gefunden werden. Diesbezüglich ist es sinnvoll eine Aggregation kleiner Einzelanlagen zu Versorgungsclustern entsprechend relevanter Versorgungscharakteristika bzw. Anlagenparameter wie z.B. Anlagengröße, netztopologischer Stand-

ort, Betreiber etc. vorzunehmen. Ein Beispiel für eine Anlagenclusterung nach dem Parameter des netztopologischen Standortes ist in Abbildung 22 dargestellt.

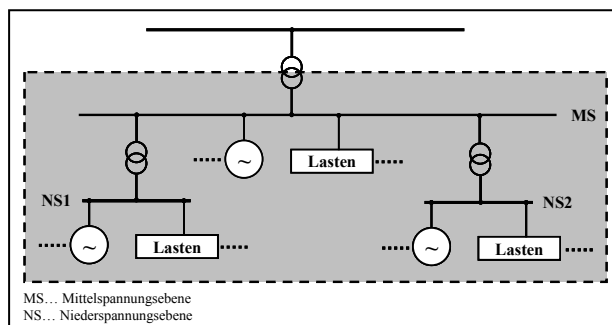


Abbildung 22: Anlagenclusterung nach dem Netztopologiemerkmal

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [Gjardy 2006]

Die elektrische Ebene des lokalen Netzanschlusspunktes stellt in diesem Fall das Clusterkriterium dar. Ähnlich dem Ansatz von Micro-Grids (vgl. Kapitel 4.3.2) werden hier also Anlagen eines kleinen abgeschlossenen Netzbereiches zu einem Cluster vereint. Diese Form der Zusammenfassung ist beispielsweise dann sinnvoll, wenn lokale Netzbetriebsführungsaspekte bei der Optimierung des Gesamtsystems berücksichtigt werden sollen.

Neben den Aspekten der Anlagenzusammenfassung zur Prognosevereinfachung kann durch Aggregation kleiner Anlagen auch der Kommunikationsaufwand auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden. Zur Bewältigung der Datenmengen, die sich bei der Berücksichtigung von einer Vielzahl kleiner KWK-Anlagen ergeben würden, schlagen [Fuchs et al. 2003] eine Methodik zur Aggregation auf Basis von Strukturinformationen über einen Datenkonzentrator vor (vgl. Abbildung 23).

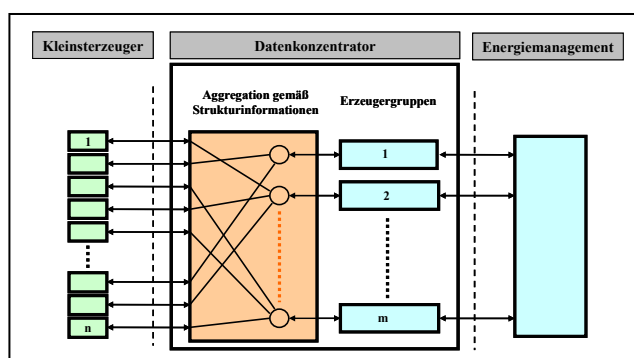


Abbildung 23: Datenkonzentrator zur Aggregation von Strukturinformationen

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an [Fuchs et al. 2003], [Bitsch et al. 2005]

Ein Datenkonzentrator wird im Rahmen der Kommunikationsprozesse verschiedene Aufgaben übernehmen. Hierzu zählen der Empfang und die Weiterleitung einfacher Steuersignale (z.B. An- und Abmeldesignale) sowie auch die Bildung von Messzeitreihen, welche neben den Informationen über die Anlagenbetriebszeiten für Abrechnungszwecke relevant sind. Die Strukturmerkmale zur Identifikation und Zuordnung der Anlagen lassen sich nach [Fuchs et al. 2003] unterscheiden in:

- Modelltyp (gleiche Anlagentypen werden aggregiert),
- Gebäudetyp (Anlagen mit ähnlichen Nutzungscharakteristika werden aggregiert),
- Betreiberkennung (Anlagen des gleichen Betreibers werden aggregiert),
- netztopologischer Standort (Anlagen des gleichen Netzbereiches werden aggregiert).

Durch die Aggregation vieler kleiner Anlagen führt dies auch zu Vereinfachungen bei der Einsatzoptimierung, da nicht jede einzelne Anlage in Optimierungswerkzeugen abgebildet werden muss. Eine Prognose eines Einzelclusters lässt sich dann entsprechend der relevanten Einflussfaktoren (z.B. Außentemperatur) vornehmen und der Beitrag der kumulierten, zu erwartenden Einspeisung in dem Netzbereich abschätzen. Vorstellbar ist in Zukunft auch eine Standardisierung über Einspeiseprofile, welche vorher empirisch abgesichert werden müssen. Hierzu wird beispielsweise in [Maubach et al. 2007] ein Ansatz für die Entwicklung synthetischer Produktionsprofile für wärmegeführte, nicht leistungsgemessene kleine KWK-Anlagen vorgeschlagen. Die Anwendung solcher Einspeiseprofile würde auch im Rahmen der Abrechnungsmodalitäten zu wesentlichen Vereinfachungen führen, welche mit einer Reduzierung von Transaktionskosten verbunden wären.

4.4.4.3 Zur Notwendigkeit von ökonomischen Anreizen

Aus heutiger Sicht ist die Umsetzung eines ganzheitlichen kommunalen Ansatzes neben den skizzierten technischen Problemen auch mit weiteren nicht-technischen, administrativen Problemstellungen verbunden. Auf der einen Seite setzt eine Gesamtoptimierung eines Versorgungsgebietes den Zugriff des kommunalen Energieversorgers auf die verfügbaren und beeinflussbaren Optimierungspotenziale voraus.²² Dies bedeutet, dass im Fall von eigentumsfremden KWK-Anlagen ein Eingriff in die lokale Betriebsführung (vgl. Kapitel 3.2.4) vorgenommen werden muss, um eine Veränderung des Anlagenbetriebes zugunsten der übergeordneten Optimierungsziele vornehmen zu können. Dies würde einen nicht unerheblichen Eingriff in den privatrechtlich geschützten Eigentumsbereich der einzelnen Anlagenbetreiber bedeuten. Hierzu besteht nach heutiger Gesetzgebung in Deutschland keine rechtliche Grundlage. Denn entsprechend der aktuellen Gesetzgebung sind die Netzbetreiber zum Anschluss dezentraler Anlagen und zur Vergütung der eingespeisten Elektroenergiemengen verpflichtet, ohne dass sie in die normale Anlagenbetriebsführung eingreifen dürfen.

²² Die Optimierungspotenziale lassen sich in erzeuger- und nachfrageseitige Potenziale unterteilen. Zu den nachfrageseitigen Potenzialen zählen z.B. direkte Lastmanagementmaßnahmen im Rahmen derer die Nachfrageseite durch Anreize zu einem zeitlich begrenzt verändertem Nachfrageverhalten motiviert werden. Solche Maßnahmen werden überwiegend im industriellen Bereich angewendet. Da sie für den kommunalen Bereich (noch) von untergeordneter Bedeutung sind, werden sie hier nicht weiter betrachtet.

Geht man davon aus, dass der Kommunalversorger aufgrund von entsprechenden Anreizen ein begründetes Interesse hat, die Position der übergeordneten Instanz einzunehmen und er ein (Teil-)Versorgungsgebiet energetisch optimieren möchte, so verbleibt ihm damit einerseits die Möglichkeit sich ein vertraglich zugesichertes Zugriffsrecht mit den einzelnen Anlagenbetreibern auszuhandeln. Dies führt zu zusätzlichen Kosten (Transaktionskosten) durch die Notwendigkeit der vertraglichen Fixierung solcher Vereinbarungen. Andererseits kann er sich selbst ein dezentrales Optimierungspotenzial generieren, wenn er sich im Rahmen von Anlagen-Contracting als Energiedienstleistungsunternehmen im engeren Sinne einem neuen Geschäftsfeld zuwendet. Im ersten Fall wird ein Anlagenbetreiber zu einem Fremdzugriff auf seine Anlage nur bereit sein, wenn erstens auch weiterhin die lokalen Endenergieversorgungsaufgaben der KWK-Anlage nach seinen Bedürfnissen und Vorgaben erfüllt werden und wenn er zweitens einen entsprechenden Vergütungsanreiz für das (temporäre) Überlassen der Anlagenbetriebsführung an den Kommunalversorger erhält. Dieser Vergütungsanreiz muss sich bei einem zentralen Optimieransatz zwangsläufig aus dem erzielbaren Zusatznutzen für den Kommunalversorger abzüglich der Aufwendungen für die zusätzliche Kommunikation und den Transaktionskosten ergeben. Die realisierbaren Effizienzsteigerungspotenziale durch die energetische Optimierung müssen also in dieser Situation ausreichen, um die zusätzlichen Transaktionskosten des Kommunalversorgers zu rechtfertigen und ausreichende monetäre Anreize für die Anlagenbetreiber zu generieren. Dies bedeutet, dass für Kommunalversorger und Anlagenbetreiber eine Win-Win-Situation²³ entstehen muss, damit beide Parteien an der Umsetzung ein Interesse haben. Hier wird es auch darauf ankommen, die ordnungspolitischen Rahmenbedingungen derart zu gestalten, dass ein wirtschaftliches Eigeninteresse bei den kommunalen Energieversorgern an der KWK-Nutzung entsteht (vgl. [Mez et al. 1999], [Lewald et al. 2005]).

In [Wacker et al. 2005] wird in diesem Zusammenhang ein Geschäftsmodell untersucht, welches auf einer ähnlichen Methodik basiert, aber andere Ziel verfolgt. Es wird vorgeschlagen, eine Vielzahl kleiner KWK-Anlagen zusammenzufassen, um Minutenreserve an den Regelleistungsmärkten anbieten zu können. Anhand eines theoretischen Rechenbeispiels wird aufgezeigt, dass dieses Geschäftsmodell unter den heutigen Rahmenbedingungen für den Betreiber interessant sein kann und durchaus eine Alternative zur konventionellen Regelleistungsbereitstellung darstellt. Gleichzeitig wird aber einschränkend angemerkt, dass die Anzahl der heute in Deutschland installierten kleinen KWK-Anlagen zur Umsetzung eines solchen Geschäftsmodells noch zu gering ist.

Im zweiten Fall besteht mit der Umsetzung eines Anlagen-Contracting für den Kommunalversorger die Möglichkeit ein ausreichendes Optimierungspotenzial zu generieren und darüber hinaus mit einem neuen Geschäftsfeld energiewirtschaftlichen Mehrwert für das

²³ Mit einer Win-Win-Situation ist ein Zustand gemeint, bei dem die Beteiligten gegenüber der Ist-Situation entsprechend ihrer Kalküle (wirtschaftlich) besser gestellt sind.

Unternehmen zu schaffen. Unter Contracting²⁴ werden im Energieversorgungssektor im Allgemeinen vertraglich vereinbarte Dienstleistungen verstanden, die vom Contracting-Nehmer an einen Dritten, den Contracting-Anbieter (Contractoren), vergeben werden. Im engeren Sinne handelt es sich zumeist um Ver- bzw. Entsorgungskonzepte, im Rahmen derer die Contractoren die Vorbereitung und Umsetzung²⁵ von Investitionen in Energieanlagen vornehmen und für die vertraglich festgelegte Bereitstellung der Energiedienstleistung verantwortlich sind (vgl. z.B. [Bemmann et al. 2002], [Braunmühl 2000]).

Contracting-Konzepte zur Anlagenregelung bzw. Betriebsführung zielen auf die Erhöhung der Energieanlageneffizienz ab. Sie stellen damit eine geeignete Variante dar, um sowohl den Nutzen beim Energieabnehmer durch verbesserten Anlageneinsatz zu erhöhen, d.h. eine lokale Optimierung vorzunehmen, als auch einen Mehrwert für das kommunale Energieversorgungsunternehmen zu schaffen, indem eine Anlagensteuerung zur übergeordneten Optimierung möglich wird. Die primäre Aufgabe liegt in der Bereitstellung der vertraglich zugesicherten energetischen Dienstleistung beim Endverbraucher. Darüber hinaus lassen sich in Abstimmung mit der lokalen Versorgungsaufgabe weitere Ziele verfolgen, die im Rahmen der übergeordneten Betriebsführungsstrategien festgelegt werden müssen. Neben den technologischen Vorteilen werden weitere Vorzüge von Contracting-Modellen diskutiert, welche durch Schaffung komparativer Wettbewerbsvorteile eine wettbewerbsstrategische Option für Kommunalversorger darstellen und somit ökonomischen Nutzen schaffen können.

Dies sind z.B.:

- die bessere Vermarktbarkeit von Energiedienstleistungen gegenüber dem reinen Verkauf von Elektroenergie, Gas und Wärme²⁶,
- der Aufbau langfristiger Kundenbeziehungen bzw. Kundenbindungen,
- die Verringerung der Abhängigkeit von Vorlieferanten und
- das Erschließen neuer Absatzpotenziale (vgl. [Bemman et al. 2002]).

²⁴ In Deutschland werden alternativ auch die Bezeichnungen Drittfinanzierungsmodell oder Betreibermodell verwendet. Zumeist werden die zwei Varianten des Energieeinspar-Contracting und des Anlagen-Contracting unterschieden, aber auch das Modell eines Betriebsführungs-Contracting ist vorstellbar, was auch mit technischem Anlagenmanagement umschrieben werden kann und für die Optimierungsziele eines Kommunalversorgers besonders interessant ist (vgl. z.B. [Bemmann et al. 2002], [Hack 2003]).

²⁵ Dabei kann es sich z.B. um die Finanzierung, Planung, den Bau, den Betrieb und die Instandhaltung solcher Anlagen handeln.

²⁶ Hier werden dem Endverbraucher durch die Erweiterung auf eine Energiedienstleistung Abgrenzungsmerkmale (z.B. Qualität) gegenüber den Wettbewerbern kommuniziert, was bei dem Produkt Elektroenergie aufgrund der homogenen Eigenschaften nur sehr schwer möglich ist. So haben bspw. aufwendige Marketingkampagnen (wie z.B. „Yello-Strom“), die darauf abzielten der Ware Elektroenergie ein Qualitätsmerkmal zu geben, bislang nur zu einer sehr geringen Wechselbereitschaft bei den Endverbrauchern geführt.

Neben den bestehenden Kommunalversorgern (z.B. Stadtwerke) ermöglicht es die Liberalisierung der Energiemärkte auch neuen Wettbewerbern in den energetischen Endkundenmarkt einzutreten. So ist es durchaus vorstellbar, dass z.B. Independent Power Producer (IPP), Gasversorger oder überregionale Energieversorgungsunternehmen ihre bisherigen Geschäftsfelder diversifizieren. Dies bedeutet, dass es mit Geschäftsmodellen, wie dem KWK-Anlagencontracting, auch für neue Anbieter strategische Möglichkeiten gibt in diese Endkundenmärkte einzutreten (vgl. [Bitsch et al. 2005]). So könnte beispielsweise ein Gasversorgungsunternehmen durch das Installieren und Betreiben von erdgasbasierten KWK-Anlagen (z.B. Brennstoffzellen) zukünftig einerseits den eigenen Erdgasabsatz erhöhen, andererseits aber den wettbewerbstrategischen Zutritt zu den Elektroenergiemärkten erhalten. Vorausgesetzt es existiert eine entsprechend hohe Anzahl solcher dezentraler KWK-Anlagen mit einem ausreichenden Vermarktungspotenzial an produzierter Elektroenergie, so ist die Veräußerung an den existierenden bzw. zukünftig noch zu schaffenden Elektroenergiemärkten ein mögliches Geschäftsmodell. Daneben eröffnen sich gleichzeitig Chancen Wärmemarktanteile in fremden Versorgungsgebieten zu erschließen. Diese Art der Neukundenwerbung würde prinzipiell die gleichen wettbewerbstrategischen Vorteile für neue Wettbewerber mit sich bringen.

Unabhängig davon, wie das Optimierungspotenzial generiert wird, stellt die Erschließung ökonomischen Mehrwertes bei den Kommunalversorgern bzw. den Wettbewerbern eine Grundvoraussetzung dar. Dieser Mehrwert kann dabei in verschiedener Form auftreten. Oftmals wäre schon die Neukundengewinnung als solcher zu bewerten. Andererseits wird häufig der vermiedene Netzausbau durch gezielte Bewirtschaftung auftretender Verteilnetzengpässe als ein Nutzen diskutiert. Weiterer Nutzen liegt für den Kommunalversorger in der Reduzierung seiner Spitzenlast, um durch geringere Bereitstellungs- bzw. Netzanschlusskapazitäten seine Netznutzungsentgelte zu reduzieren. Um durch Einsatzoptimierung für Anlagenbetreiber und Kommunalversorger einen ökonomischen Nutzen zu schaffen, ist ein Anlagenbetrieb zur gezielten Reduzierung der Netznutzungsentgelte für den Kommunalversorger eine Möglichkeit. Eine schematische Darstellung der Entgeltflüsse für die Netznutzung ist in Abbildung 24 dargestellt.

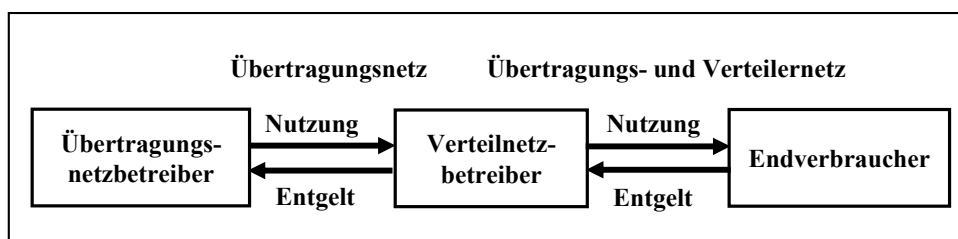


Abbildung 24: Vereinfachte schematische Darstellung der Netzdienstleistungen und Entgeltflüsse in den deutschen Elektroenergieversorgungsnetzen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Maubach et al. 2007]

Für die Benutzung der Elektroenergieverteilnetze zahlt der Endverbraucher dem Verteilnetzbetreiber ein Entgelt und der wiederum zahlt dem Übertragungsnetzbetreiber ein Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze (Wälzungsmechanismus). Die jeweiligen

Netznutzungsentgelte beruhen auf den Netznutzungspreisen, welche derzeit entsprechend der Netzentgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur genehmigt werden müssen. Die vom Kommunalversorger an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden Netznutzungsentgelte sind dazu abhängig von der genutzten Netzanschlusskapazität, der bezogenen elektrischen Energie (Arbeit), der Netzausspeisungsebene und den Jahresbenutzungsstunden. Die Netzanschlusskapazität spiegelt sich in dem Leistungskostenanteil der Netznutzungsentgelte wider. Zur Erzielung energiewirtschaftlichen Nutzens durch Einsparungen bei den Netznutzungsentgelten stellt die Reduktion dieses Anteils durch gezielten KWK-Anlagenbetrieb für den Kommunalversorger eine mögliche Option dar (vgl. [Maubach et al. 2007]). Die Netzanschlusskapazität ist definiert als maximale gemittelte Viertelstundenleistung am Netzanschlusspunkt.²⁷ Die derzeit gültigen Netznutzungsentgelte für die Höchst- und Hochspannungsebene der vier Übertragungsnetzbetreiber sind in Tabelle 8 dargestellt. Entsprechend der jeweiligen Regelzone und des Entnahmepunktes ergeben sich unterschiedlich hohe Leistungs- und Arbeitspreisanteile für die Netznutzung. Für jedes Kilowatt reduzierter Spitzenleistung würde ein Kommunalversorger bei Netzanschlusspunkt in der Hochspannungsebene der Vattenfall-Regelzone eine Einsparung in Höhe von rund 52 € erzielen.

Tabelle 8: Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber für die Entnahme aus verschiedenen Spannungsebenen (Stand 08/2007)

		Jahresbenutzungsstunden			
		< 2.500 h/a		≥ 2.500 h/a	
		Leistungspreis [€/kW*a]	Arbeitspreis [ct/kWh]	Leistungspreis [€/kW*a]	Arbeitspreis [ct/kWh]
VET	Entnahme aus Höchstspannungsebene	6,27	1,665	47,35	1,665
	Entnahme aus Hochspannungsebene	10,75	1,665	51,83	1,665
E.on	Entnahme aus Höchstspannungsebene	3,31	1,045	27,99	0,058
	Entnahme aus Hochspannungsebene	5,51	1,499	38,15	0,194
RWE	Entnahme aus Höchstspannungsebene	4,04	1,140	29,41	0,130
	Entnahme aus Hochspannungsebene	4,13	1,230	32,30	0,100
EnBW	Entnahme aus Höchstspannungsebene	3,10	1,171	31,54	0,033
	Entnahme aus Hochspannungsebene	-	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf einer Recherche zu Netznutzungsentgelten deutscher Übertragungsnetzbetreiber

Entsprechend seines verfügbaren Regelpotenzials lässt sich damit eine Abschätzung des erzielbaren ökonomischen Nutzens aus diesem Bereich durchführen. Unterstellt man

²⁷ Der Bezugszeitraum hängt von der Ausgestaltung des jeweiligen Netznutzungsvertrages ab. Zumeist wird in Jahres- und Monatspreisregelungen unterschieden.

beispielsweise ein aktivierbares Zugriffs- und Regelpotenzial zu Spitzenlastzeiten in Höhe von 5 MW_{e1} in einem kommunalen Netzbereich, so ließe sich theoretisch der leistungsbezogene Anteil der Netznutzungsentgelte um 260.000 €/a reduzieren. Aus dieser Einsparung müssen sich die ökonomischen Anreize für die Anlagenbetreiber zur Überlassung der Betriebsführung an den Kommunalversorger ergeben.

4.4.5 Zusammenfassung

Als zukünftige Versorgungsoption im kommunalen Energiebereich erscheinen kleine dezentrale KWK-Anlagen als eine technische Möglichkeit. Die KWK-Anlagen bewegen sich dabei im Spannungsfeld zwischen technischer Realisierbarkeit, wirtschaftlichem Anlagenbetrieb und Erschließung von Effizienzsteigerungspotenzialen. Zur Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen haben sich mit den Ansätzen virtueller großer Kraftwerke und Micro-Grids zwei verschiedene Methoden herausgebildet, die eine geregelte und optimierte Integration dezentraler kleiner KWK-Anlagen in kommunale Versorgungsstrukturen nur bedingt unterstützen.

Abgeleitet aus den kommunalen Versorgungsaufgaben und der Zielstellung eine optimierte und kostenminimale Energieversorgung sicherzustellen, können dezentrale KWK-Anlagen einen Beitrag zur Gesamtoptimierung kleiner Energieversorgungsbereiche liefern. Notwendig sind hierzu übergeordnete Betriebsführungskonzepte, die mit einer adäquaten Kommunikationsstruktur eine Anlagenbetriebsführung zugunsten übergeordneter Optimierungsziele ermöglichen (vgl. [Luther 2007]). Neben der Verfügbarkeit von Kommunikationsmitteln, hängt die Umsetzung solcher Konzepte von einem generellen Anlagenzugriff des Kommunalversorgers und den ökonomischen Anreizen ab. Unter den heutigen Rahmenbedingungen besteht dafür allerdings (noch) keine Gesetzesgrundlage. Insofern verbleiben einem Kommunalversorger mit Optimierungszielen derzeit nur die Optionen sich einen vertraglich geregelten Anlagenzugriff zu verschaffen oder als Anlagen-Contractor selbst Betreiber der KWK-Anlagen zu werden. Im zweiten Fall könnten neue Geschäftsmöglichkeiten als Energiedienstleistungsunternehmen mit ökonomischem Zusatznutzen, wie z.B. Kundenbindung bzw. der Erschließung neuer Absatzpotenziale geschaffen werden. Diese wettbewerbstrategischen Möglichkeiten bieten sich natürlich aber auch neuen Wettbewerbern (z.B. Gasversorger oder IPP), die eine Wärmeversorgung des Endkundenmarktes mit kleinen KWK-Anlagen im Rahmen von entsprechenden Geschäftsmodellen realisieren können.

Im ersten Fall werden Anlageneigentümer nur zu einem fremden Regeleingriff bereit sein, wenn sie dafür ökonomische Anreize erhalten und gleichzeitig die lokalen Versorgungsaufgaben der KWK-Anlagen weiterhin erfüllt werden. Die Anreize müssen sich zwangsläufig aus dem erzielbaren ökonomischen Zusatznutzen einer übergeordnet geregelten und optimierten Anlagenbetriebsführung für den Kommunalversorger ergeben. Hier stellt die Generierung eines Regelpotenzials zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte, die der Kommunalversorger den Netzbetreibern für die Netzdienstleistungen zu zahlen hat, eine geeignete Möglichkeit dar. Die Netznutzungspreise unterteilen sich in einen leistungsab-

hängigen und einen arbeitsabhängigen Anteil. Der leistungsabhängige Anteil bezieht sich - je nach Preisregelung - auf die monatliche oder die jährliche maximal bezogene elektrische Leistung. Die Leistungspreise sind abhängig von der Netzanschlussebene und den Jahresbenutzungsstunden. Bei Jahresbenutzungsstunden größer als 2.500 h liegen die Leistungspreise für die Ausspeisung aus der Hochspannungsebene deutscher Übertragungsnetzbetreiber zwischen 31 € und 52 €. Entsprechend des verfügbaren Regelpotenziales lassen sich somit durch eine angepasste KWK-Anlagenbetriebsführung durch die Einspeisung zu elektrischen Spitzenlastzeiten ökonomische Einsparpotenziale für den Kommunalversorger generieren. Aus diesen Einsparpotenzialen muss der ökonomische Anreiz für die KWK-Anlagenbetreiber zur (temporären) Überlassung der Anlagenregelung resultieren.

Neben diesen Einsparpotenzialen bei den Netznutzungsentgelten kann ökonomischer Wert durch eine übergeordnete Anlagenregelung geschaffen werden, wenn bei einem hohen Anteil von KWK-Anlagen mögliche Netzengpässe ins Kalkül gezogen werden. Hier stellt sich dann für den Kommunalversorger die Frage, ob ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung zur Behebung des Engpasses auf spätere Zeit verschoben werden kann, wenn durch einen geregelten KWK-Anlagenbetrieb in kritischen Situationen der Engpass vermieden wird. Der ökonomische Nutzen würde in dem Fall die Verschiebung oder gar Vermeidung einer kapitalintensiven Investition in die Netzinfrastruktur darstellen. Nicht zuletzt können durch die Schaffung wettbewerbsstrategischer Vorteile im Rahmen von Kundenbindung oder Erhöhung des Gasabsatzes ökonomische Vorteile für Kommunalversorger generiert werden. Sollte sich in Zukunft die Wechselbereitschaft der Endverbraucher (steigende Nachfrageelastizität) erhöhen, so werden wettbewerbsstrategische Maßnahmen auch im energetischen Endkundenmarkt stärkere Bedeutung erlangen. Unabhängig davon, wie der energiewirtschaftliche Nutzen beim Kommunalversorger entsteht, muss er immer einen Anreiz für den betreiberfremden KWK-Anlagenbetreiber liefern. Ob ein solcher methodischer Ansatz zur geregelten Integration von KWK-Anlagen in kommunale Versorgungsstrukturen praxisrelevant werden kann, soll in den nachfolgenden Kapiteln untersucht werden.

5 Ein Optimiermodell für kommunale Energieversorgungssysteme

Nachfolgend wird ein mathematisches Optimiermodell für ein kleines kommunales Versorgungsgebiet dargestellt, mit dem die zuvor beschriebenen Aspekte untersucht werden. Vor der Beschreibung von Methodik und Struktur wird das Modell mit seinen Einsatzmöglichkeiten kurz in den vorgesehenen Anwendungsbereich eingeordnet. Daran anschließend wird die Software eines dezentralen Energiemanagementsystems (DEMS) vorgestellt mit dem die Modellierung vorgenommen wurde.

5.1 Einordnung und Anwendungsbereich des Modells

5.1.1 Planungshorizonte in der Energiewirtschaft

Aufgrund der Komplexität eine Gesamtkostenminimierung bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Energieanlagen unter Berücksichtigung aller Rahmenbedingungen durchzuführen, werden in der Energiewirtschaft seit längerer Zeit mathematische Optimiermodelle eingesetzt. Wegen der vergleichsweise langen technologischen Nutzungsdauern von Energiewandlungsanlagen und der daraus resultierenden Vielschichtigkeit des Gesamtproblems hat es sich in der Praxis bewährt die Gesamtplanung in verschiedene Stufen zu unterteilen (vgl. z.B. [Gollmer et al. 1994], [Elsing 1995]). In [VDEW 1990] wird diesbezüglich eine Strukturierung der Anlagengesamtplanung hinsichtlich verschiedener Zeitbereiche vorgeschlagen (vgl. Abbildung 25).

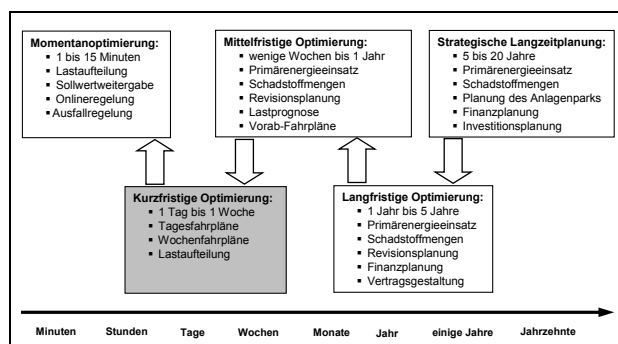


Abbildung 25: Anlagenplanungszeithorizonte und –aufgaben

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [VDEW 1990] und [Wenz 2000]

Die aufeinander aufbauenden Planungshorizonte reichen dabei von der strategischen Langzeitplanung für einen Kraftwerkspark bis hin zur Momentanoptimierung einzelner Energiewandlungsanlagen entsprechend der aktuellen Nachfrage. Die Planungsaufgaben¹

¹ Zu den Planungs- und Optimieraufgaben in den einzelnen Zeiträumen geben [Elsing 1995], [Hanselmann 1996], [Verstege et al. 1997] und [Wenz 2002] einen guten Überblick.

innerhalb der Zeithorizonte unterscheiden sich voneinander, sind aber aufgrund von Interdependenzen zwischen den einzelnen Planungsebenen mitunter nicht eindeutig abzugrenzen, sodass es zu Überschneidungen kommt. Die jeweiligen Ergebnisse des vorangegangenen Planungshorizontes gehen als Eingangsgrößen in die nächste Planungsebene ein. Während es bei der strategischen Langzeitplanung darum geht, einen großen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen und erwarteter Entwicklungen (z.B. Primärenergieverfügbarkeit, Preisentwicklungen, Nachfrageentwicklungen etc.) zu planen, geht die Optimierung im Kurzfristbereich von einem bestehenden Anlagenspark aus. Dies bedeutet, dass im langfristigen Planungsbereich vordergründig Zubau- bzw. Rückbauentscheidungen im Rahmen von Investitionsplanungen vorbereitet werden, wohingegen im kurzfristigen Optimierbereich eine Anlageneinsatzplanung bestehender und verfügbarer Anlagen erfolgt, welche mit dem Ziel der Betriebskostenminimierung vorgenommen wird.

Im Prinzip erfolgt eine analoge Gesamtplanung zur Kostenminimierung von Energiewandlungsanlagen auch im kommunalen Versorgungsbereich mit hoher thermischer und elektrischer Nachfragedichte.² In der Vergangenheit wurden zum Thema kommunaler Versorgungsanlagen bereits verschiedene Untersuchungen durchgeführt. Die Ansätze analysieren anhand bestehender kommunaler Versorgungskonzepte die jeweiligen Gestaltungsmöglichkeiten, lassen jedoch die elektrische Verteilnetzkomponente als wesentliche Größe unberücksichtigt (vgl. z.B. [Hanselmann 1996], [Wenz 2000], [Biermann 1998]). Zudem fokussieren diese Ansätze zumeist auf die Optimierung großer kommunaler Versorgungsanlagen, die sich im Eigentum der Energieversorgungsunternehmen befinden vor einem kurz-, mittel- bis langfristigen Horizont.

Dezentrale betreiberfremde Energiewandlungsanlagen, welche sich im Versorgungsgebiet, aber nicht im Eigentum kommunaler Versorgungsunternehmen befinden bleiben unberücksichtigt. Bisher findet also das künftige Optimierungs- und Regelpotenzial für Kommunalversorger, welches sich mit den betreiberfremden dezentralen KWK-Anlagen ergeben könnte, in bestehenden Optimiermodellen keine Berücksichtigung. Da die Wechselwirkungen zwischen kommunalen Versorgungssystemen und dezentralen kleinen KWK-Anlagen, welche nicht im Eigentum der Energieversorgungsunternehmen sind, bisher nicht bzw. nur unzureichend untersucht wurden, lassen sich aus den bestehenden Ansätzen keine notwendigen Anreizstrukturen zur stärkeren Anwendung dezentraler KWK-Anlagen

² Breits 1990 wurde vom VDEW-Fachausschuss „Kraft- und Wärmewirtschaft“ im Rahmen des Arbeitskreises „EDV-Optimierung Kraftwerkseinsatz“ auf die herausragende Bedeutung der Optimierverfahren für die Lösung von Kraftwerkseinsatzplanungsproblemen auch bei kommunalen Energieversorgungsunternehmen hingewiesen.

ableiten.³ Insbesondere der Aspekt der optimierten Betriebsführung kleiner dezentraler KWK-Anlagen als Beitrag zu einer effizienzorientierten Gesamtoptimierung eines Versorgungsgebietes wurde bisher nur unzureichend betrachtet (vgl. Kapitel 4.4).

Für kleine Energiewandlungsanlagen ist die Planungs- und Errichtungsphase weniger komplex und mit geringerem Aufwand verbunden. Dennoch werden bereits zur Auslegungsplanung von kleinen BHKW-Anlagen verschiedene Softwaretools herangezogen. Für den kurzfristigen Einsatzplanungsbereich werden Optimiermodelle im dezentralen Versorgungsbereich bislang nur wenig eingesetzt. Dies liegt mitunter daran, dass die Anzahl dezentraler kleiner Energiewandlungsanlagen beim heutigen Stand noch zu gering ist und eine Softwareanwendung beim heutigen Ausbaustand kaum zu rechtfertigen wäre. Zukünftig jedoch könnte mit weiter steigenden Anlagenzahlen eine geregelte Betriebsführung mit Erschließung aller Effizienzpotenziale den Einsatz von Optimiermodellen auch im dezentralen kommunalen Bereich notwendig machen.

Gegenüber großen konventionellen Kraftwerksanlagen, welche an die Übertragungsnetze angeschlossen sind, ergeben sich mit der zeitgleichen thermischen und elektrischen Versorgungsaufgabe und mit den zukünftigen Herausforderungen zur Integration einer Vielzahl dezentraler Energiewandlungsanlagen veränderte Anforderungen im Bereich der kurzfristigen Einsatzoptimierung. Die vordergründige Zielstellung bei der Modellentwicklung besteht daher in der Unterstützung der kurzfristigen Versorgungsplanung kommunaler Energieversorgungsunternehmen mit hohem Anteil kleiner KWK-Anlagen. Zudem sollen unter Berücksichtigung von Verteilnetzaspekten bestehende Optimierungspotenziale untersucht und ökonomisch bewertet werden. Eine Anwendung des Modells ist also im Wesentlichen im kurzfristigen Optimierungsbereich⁴ für regional begrenzte kommunale Energieversorgungssysteme zu sehen.

5.1.2 Methodik

Die Methodik des Optimiermodells basiert auf einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung über mehrere Zeitperioden und betrachtet Energieangebot und Energienachfrage eines kommunalen Versorgungsgebietes. Eine Zeitperiode umfasst eine Viertelstunde, sodass ein Tag in 96 Planungsperioden aufgeteilt ist. Die Planungs- bzw. Optimierhorizonte können 1 Tag bis 7 Tage umfassen. Einzelne Versorgungstechnologien eines kommunalen Energieversorgungssystems und verschiedene Energiebezugsverträge⁵ werden mit

³ Dies stellt aber ein wesentliches Ziel deutscher Energiepolitik für die Entwicklung nachhaltiger Energieversorgungsstrukturen dar (vgl. Kapitel 2.2).

⁴ Grau hinterlegter Bereich der Abbildung 25.

⁵ Dies sind z.B. Primärenergiebezugsverträge oder Verträge über den Bezug von elektrischer Energie von einem anderen Energieversorger oder Händler. Solche Verträge sind insbesondere bei kleinen Stadtwerken ohne nennenswerten Anteil von elektrischen Eigenerzeugungsanlagen vorherrschend.

technischen und ökonomischen Parametern abgebildet. Für die Betriebsführung sehr kleiner dezentraler KWK-Anlagen, die aus Kosten- und Nutzenüberlegungen heraus zu Anlagenclustern sinnvoll aggregiert⁶ werden, ist ein Detaillierungsgrad bis auf Anlagenebene nicht erforderlich, sodass diese als eine technische Einheit über planbare Lastgänge abgebildet werden können. Mit dem Ziel die Abdeckung der elektrischen und thermischen Bedarfe des begrenzten Versorgungsgebietes kostenminimal zu gestalten werden die Energieflüsse unter rein ökonomischen Gesichtspunkten betrachtet.

Eine Modellierung thermischer Verteilungsnetzstrukturen wird in diesem Modell vernachlässigt, da eine Festlegung auf spezielle Netzstrukturen keine allgemeingültigen Aussagen zulässt und diese für die angestrebten Untersuchungen zu kleinen dezentralen KWK-Anlagen, welche einen thermischen objektbezogenen Bedarf versorgen, nicht maßgebend sind. Es wird davon ausgegangen, dass die dezentralen KWK-Anlagen lokale thermische Bedarfe abdecken, ohne dass die Wärme über größere Distanzen transportiert werden muss. Die Wärmeverteilungsverluste, welche innerhalb der zu versorgenden Objekte entstehen, werden mit Verlustkoeffizienten abgeschätzt.

5.2 Dezentrales Energiemanagementsystem - DEMS

Ein mathematisches Optimiermodell für den kurzfristigen Einsatzplanungsbereich sollte sämtliche Alternativen zur Abdeckung des energetischen Bedarfes sowie deren Interdependenzen abbilden können, um ganzheitliche Optimierpotenziale aufzuzeigen. Die modelltechnische Umsetzung wurde in einer Softwareumgebung zur Abbildung dezentraler Energieversorgungsstrukturen durchgeführt. Das verwendete System DEMS⁷ wurde zur Durchführung systemanalytischer Studien und zur praktischen Umsetzung dezentraler Energieversorgungsansätze schon mehrfach national und international eingesetzt.⁸

Mit dem Ziel die Energieversorgung einzelner Gebäude oder ganzer Gebiete energetisch, ökonomisch und ökologisch nach vorgegebenen Kriterien zu optimieren bieten verschiedene Funktionsmodule die Möglichkeit der Berücksichtigung von Prognosen (z.B. Wetter- oder Lastprognosen), Einsatzplanungen und Betriebsführungen dezentraler Erzeuger, Speicher und Verbraucherstrukturen sowie vertraglicher Konstrukte (z.B. Energiebezugs- oder Lieferverträge). DEMS erfüllt damit die notwendigen Anforderungen an ein dezentrales Energiemanagementsystem, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

⁶ Zudem steigt der Rechenaufwand zur Lösung des Optimierungsproblems stark an, wenn sehr viele Einzelsatzentscheidungen getroffen werden müssen.

⁷ Mit der Abkürzung DEMS werden heute zumeist dezentrale Energiemanagementsysteme bezeichnet. Nachfolgend handelt es sich hier im Speziellen um das von Siemens PSE entwickelte Energiemanagementsystem.

⁸ So z.B. beim BMWA Leitprojekt EDIson, KonWerl Energiepark 2010 oder aktuell auf europäischer Ebene im Projekt Fenix.

- Berücksichtigung der thermischen und elektrischen Energienachfrageprognosen,
- kostenminimale Einsatzplanung und Betriebsführung dezentraler Energiewandlungsanlagen im elektrischen und thermischen Querverbund,
- Berücksichtigung netztopologischer Restriktionen bei der Betriebsführung dezentraler Erzeugungsanlagen und somit Unterstützung einer optimalen Netzauslastung, sowie
- Berücksichtigung individueller Energiebezugs- und Lieferverträge.

Nachfolgend wird kurz auf die Software-Architektur und die verwendeten Funktionsmodule eingegangen.

5.2.1 DEMS-Softwarearchitektur

Das dezentrale Energiemanagementsystem DEMS ist ein System mit modular aufgebauter Softwarearchitektur (vgl. Abbildung 26). Die verwendete DEMS Systemsoftware läuft auf einer PC-Hardware, basierend auf Microsoft Windows NT 4.0 bzw. Windows 2000. Als Basis SCADA Schnittstelle mit Bedienoberfläche und Datenbank wird WinCC verwendet. Die Erstellung der Datenmodelle und die Ablaufsteuerung werden von Ecanse vorgenommen. Zur Übergabe und zum Auslesen von Modelldaten aus der Prozessdatenbank wird ein Microsoft Excel Interface genutzt. Als Optimierungstool zur gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierung wird CPLEX verwendet. Aufgrund des modularen Charakters lassen sich mit verschiedenen Funktionsbausteinen des Softwaresystems unterschiedliche Modellvarianten projektieren.

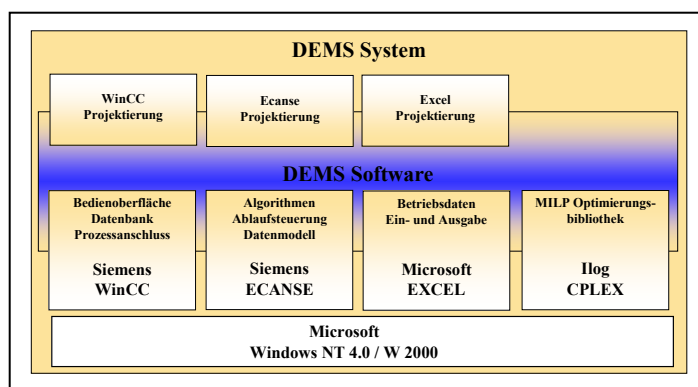


Abbildung 26: Softwarearchitektur des dezentralen Energiemanagementsystems

Quelle: [Siemens 2003]

Die beiden wesentlichen Anwendungen mit den jeweiligen Funktionsbausteinen sind das Offline-Planungstool und das Online-Prozesssystem (vgl. [Müller et al. 2000]). Im Folgenden wird näher auf das Offline-Planungstool eingegangen, welches im Rahmen der Modellbildung verwendet wurde. Die Anlagenbetriebsführung ist Bestandteil des DEMS-Online-Prozess-Systems und wird hier nicht weiter betrachtet.

5.2.2 Offline-Planungstool

Das Offline-Planungstool besteht aus den Funktionsbausteinen Wetterprognose, Lastprognose, Erzeugungprognose und Einsatzplanung (vgl. Abbildung 27). Je nach Anwendungsbereich des zu entwickelnden Modells werden die unterschiedlichen Funktionsbausteine verwendet. So ist beispielsweise die Berücksichtigung einer Wetterprognose notwendig, wenn in das Optimiermodell dargebotsabhängige regenerative Energiewandlungsanlagen aufgenommen werden.

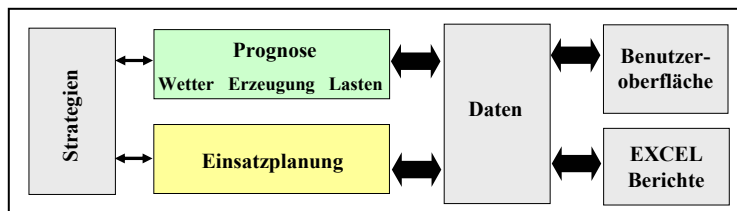


Abbildung 27: Funktionsübersicht des Offline-Planungstools

Quelle: Eigene Erstellung in Anlehnung an: [Siemens 2003]

5.2.2.1 Prognosebausteine

Zur Planung einer optimierten Energieversorgung eines begrenzten Gebietes sind verschiedene Informationen über die elektrische und thermische Nachfrage eine Grundvoraussetzung. Zudem stellt für dargebotsabhängige regenerative Energieerzeugungsanlagen die Prognose des zu erwartenden Wetters eine wichtige Information dar, um deren energetischen Beitrag zur Versorgung abschätzen zu können. Insofern sind die Wetter- und Lastprognose ein zentraler Aspekt eines dezentralen Energiemanagementsystems.

Die Prognosebausteine des DEMS ermöglichen eine Prognose im 15-Minuten-Raster⁹ mit einem Horizont bis zu 7 Tagen. Mit dem Wetterprognosemodul lassen sich auf Basis externer Wetterdaten (z.B. Temperatur, Windstärke, Windrichtung, Globalstrahlung) lokale Wetterprognosen erstellen. Diese bilden die Grundlage für die Last- und Erzeugungprognose. Zudem ist es möglich externe Wetterdaten (z.B. von einem Wetterdienst) automatisiert zu empfangen bzw. zu importieren (vgl. [Gjardy 2006]).

Die Lastprognose wird für alle elektrischen und thermischen Bedarfe des Versorgungsgebietes vorgenommen. Die möglichen Verrechnungsraster sind 15/30/60 Minuten für einen Prognosehorizont bis zu 7 Tagen. Hierzu gilt es unter Berücksichtigung des zu planenden Kalendertages (z.B. Werktag oder Wochenende) den erwarteten Bedarf abzuschätzen. Da die jeweiligen Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, lässt sich neben dem Erwartungswert ein Konfidenzintervall bestimmen, welches ein Ausdruck für die Realisierungs-

⁹ Das Viertelstundenraster hat sich als vorteilhaft erwiesen, da der abrechnungsrelevante Elektroenergiebezug bei leistungsgemessenen Großabnehmern zumeist der 15-Minutengemittelte Leistungswert ist.

unsicherheit ist und die Basis für abzuleitende Reservestrategien darstellt. Die Lastprognosen stellen die Eingangsdaten für die Einsatzplanung dar.

Der letzte Prognosebaustein betrifft die Erzeugungprognose regenerativer Energieanlagen und dient der Berücksichtigung des erwarteten Beitrages regenerativer Energieanlagen im Rahmen der Einsatzplanung. Hierzu wird auf Basis der prognostizierten Wetterdaten und der Anlagenkennlinien regenerativer Erzeuger die zu erwartende Einspeisung ermittelt. Auch hier lässt sich neben dem Erwartungswert ein Konfidenzintervall für die Realisierungsunsicherheit berechnen.

5.2.2.2 Einsatzplanung

Die Einsatzplanung erfolgt als Tagesplanung im Kurzfristbereich und lässt sich mit einem 15 oder 60 Minuten-Zeitraster und einem Planungshorizont bis zu 7 Tagen durchführen. Sie berücksichtigt technische Randbedingungen der Energiewandlungsanlagen (z.B. In- und Outputs, Leistungsgrenzen, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Wirkungsgradkurven, Speicherkapazitäten, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten, Verfügbarkeiten etc.) und erfolgt nach betriebswirtschaftlichen Kriterien. Die Einsatzplanung verfolgt das Ziel unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine betriebskostenminimale Anlagenfahrweise zur Abdeckung aller Lasten zu ermitteln (vgl. Abbildung 28).

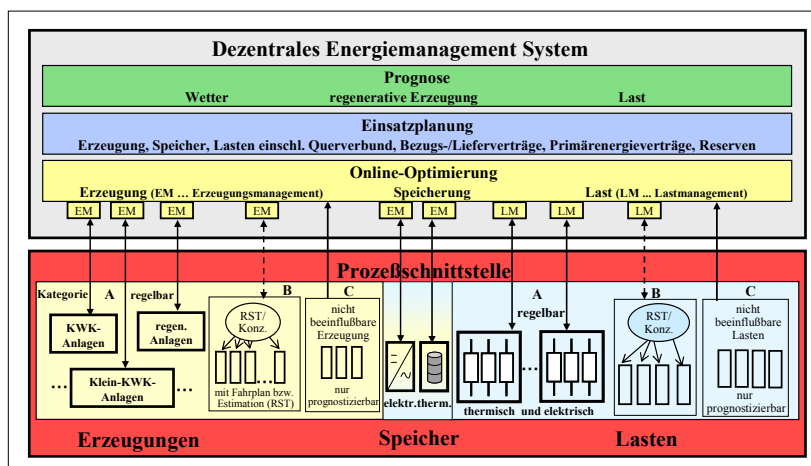


Abbildung 28: Schematische Darstellung eines dezentralen Energiemanagementsystems mit KWK-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Bitsch et al 2002]

Die beeinflussbaren Betriebsmittel sind je nach Verfügbarkeit z.B. thermische und elektrische Energiewandlungsanlagen, Speicherelemente (z.B. Wärme- oder Batteriespeicher), beeinflussbare Lasten und Verträge (z.B. Bezugs- oder Lieferverträge für Elektroenergie, Wärme, Primärenergie). Die physikalische bzw. logische Topologie der verschiedenen Energieflüsse erfolgt durch Verschaltung der entsprechenden Ein- und Ausgänge der Betriebsmittel sowie den jeweiligen Lasten (vgl. [Siemens 2003]).

5.3 Modellstruktur und Detaillierungsgrad

Da ein Modell immer nur eine Annäherung an die Realität darstellen kann, haben Modellstruktur und Detaillierungsgrad essenziellen Einfluss auf die Genauigkeit der Modellergebnisse. Hierbei gilt es bereits im Vorfeld abzuschätzen, wo eine detaillierte Modellierung zur Erhöhung der Ergebnisgüte beitragen kann und wo eine zulässige Vereinfachung nur geringe Unterschiede im Ergebnis erwarten lässt.

Bei der Modellerstellung muss also ausgehend vom betrachteten Zeithorizont und den zu untersuchenden Fragestellungen eine passende Struktur entwickelt werden. Zur Modellierung von Optimierungsproblemen stellt sich gleichfalls die Frage nach dem notwendigen Detaillierungsgrad der einzelnen Modellkomponenten und -parameter im Spannungsfeld zwischen Modellgenauigkeit, Zielerreichung und Berechnungsdauer.

Zur energetischen und betriebswirtschaftlichen Optimierung kommunaler Versorgungsstrukturen mit dezentralen KWK-Anlagen bedarf es der modelltechnischen Abbildung der wesentlichen technologischen Charakteristika und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die Modellkomponenten repräsentieren die Datenstrukturen der physikalischen und vertraglichen Betriebsmittel in der notwendigen Detailliertheit. Zur Modellierung der betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden in der wirtschaftlichen Praxis übliche Konstrukte wie Bezugsverträge, Energiepreise, Vergütungszahlungen, variable Betriebskosten der Energiewandlungsanlagen etc. verwendet.

Das methodische Vorgehen bei der Modellentwicklung basiert auf dem in Kapitel 4.4 entworfenen Ansatz zur energetischen Optimierung eines regional begrenzten Versorgungsgebietes für den kurzfristigen Planungsbereich. Bei der Modellentwicklung wurde unterschieden, aus welcher Sichtweise eine Optimierung stattfinden soll. Denn lokaler Anlagenbetreiber und Kommunalversorger haben mitunter unterschiedliche Optimierungsziele, die bei einem Gesamtoptimierungsansatz gleichermaßen Berücksichtigung finden müssen. Dies bedeutet, dass aufgrund der unterschiedlichen Optimieransätze (z.B. lokale Einzelanlagenoptimierung bzw. übergeordnete Gesamtsystemoptimierung) zwangsläufig verschiedene Betrachtungsweisen möglich sind. So müssen beispielsweise nach Betriebswirtschaftlichkeitskriterien getroffene Einsatzentscheidungen eines einzelnen KWK-Anlagenbetreibers nicht zwangsläufig mit der optimalen Entscheidungssituation des kommunalen Energieversorgers übereinstimmen.

Somit erscheint es sinnvoll zur Untersuchung verschiedener Fragestellungen bereits bei der Modellentwicklung in unterschiedliche Optimier- bzw. Modellabbildungsbereiche zu unterteilen und anschließend die technischen und betriebswirtschaftlichen Wechselwirkungen zwischen dezentralen Energieanlagen (lokale Ebene) mit dem kommunalen Versorgungssystem (übergeordnete Ebene) zu ermitteln. In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen Abbildungsbereiche des energetischen Gesamtmodells dargestellt und die wesentlichen Zusammenhänge beschrieben.

sichtlich des Detaillierungsgrades der realisierten Technologieabbildung ist die Komplexität im Einzelkomponentenbereich am größten. Beginnend mit dem Einzelanlagenbereich nimmt die Aggregation der Energieflüsse in den höheren Abbildungsbereichen zu. Die Verknüpfung der Modellabbildungsbereiche erfolgt ebenfalls über Bilanzierungsknoten, welche zur Darstellung der energetischen In- und Outputbeziehungen und der Kostenbeziehungen zwischen den Einzelkomponenten dienen.

Zu den Einzelkomponenten des Modells zählen beispielsweise die Energieversorgungstechnologien, die zeitlich variierenden energetischen Bedarfe oder aber auch die Energiebezugs- bzw. Lieferverträge (vgl. Kapitel 5.4.4). Die Abbildungsbereiche werden nachfolgend kurz beschrieben und es wird dargestellt, welcher Bereich für die KWK-Anlagenbetreiber bzw. den Kommunalversorger relevant ist. Zudem wird aufgezeigt, wie die energetischen und ökonomischen Interdependenzen zwischen den Modellabbildungsbereichen modelliert wurden.

5.4.2 Aggregierter Abbildungsbereich

Der aggregierte Abbildungsbereich repräsentiert den Entscheidungs- und Optimierraum des kommunalen Energieversorgers, der die energetische Gesamtoptimierung des Versorgungsgebietes vornimmt. Zur modelltechnischen Abbildung des begrenzten kommunalen Versorgungsgebietes wurde ein elektrischer Mittelspannungsnetzbereich (MS) mit zwei Niederspannungsabgängen NS1 und NS2 modelliert (vgl. Abbildung 31).

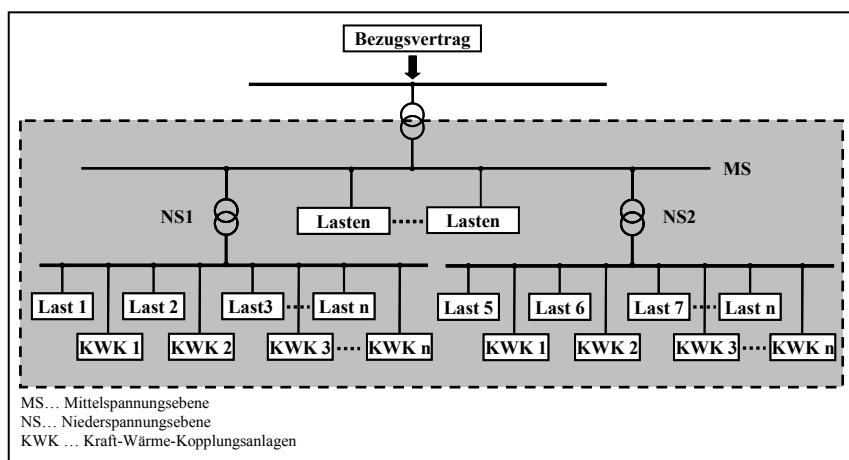


Abbildung 31: Aggregierter Modellabbildungsbereich der elektroenergetischen kommunalen Versorgungsstrukturen mit zwei Niederspannungsabgängen

Quelle: Eigene Darstellung

Im Mittelspannungsbereich und in den Niederspannungsabgängen repräsentieren verschiedene elektrische Lasten (Last 1...n) die über den Tag zeitlich variierende, lokale Elektroenergienachfrage. Es wird zwischen den Einzellasten in den Niederspannungsbereichen und der Last im Mittelspannungsbereich unterschieden. In den Niederspannungsbereichen sind betreiberfremde kleine KWK-Anlagen (KWK 1...n) an das Verteilnetz angeschlossen. Im Rahmen der Untersuchungen bilden sie zusammen mit dem Elektroenergiebezugsvertrag das elektroenergetische Potenzial des Gesamtoptimierbereiches. Der im aggregierten

Bereich modellierte Elektroenergiebezugsvertrag (vgl. Kapitel 5.4.4.4) stellt die externen Beschaffungsoptionen für den Kommunalversorger dar.¹⁰ Die Aggregation von allen elektrischen Lasten abzüglich des zeitvariablen Elektroenergieoutputs der KWK-Anlagen ergibt die, durch den Kommunalversorger abzudeckende, elektrische Gesamtnachfrage des Energieversorgungsgebietes.

Als wirtschaftlich rational handelndes Unternehmen besteht für den Kommunalversorger die Aufgabe darin, diese Elektroenergienachfrage im Rahmen der verfügbaren Optionen jederzeit kostenminimal abzudecken. Der Elektroenergiebeitrag, den die KWK-Anlagen entsprechend ihrer lokalen Betriebsführungsvarianten an den jeweiligen Einspeisepunkten liefern, wird im aggregierten Modellabbildungsbereich hierzu bilanziell berücksichtigt und beeinflusst entsprechend die Gesamtelektroenergiebilanz des Netzbereiches. Insofern nehmen die KWK-Anlagen durch ihr Rückspeiseverhalten einerseits Einfluss auf die technische Netzbetriebsführung und andererseits auf den vom Kommunalversorger bereitzustellenden Elektroenergie- und Leistungsanteil. Denn für den Kommunalversorger reduziert sich in seinem Versorgungsgebiet die elektrische Last um den Anteil, den die KWK-Anlagen in sein Verteilnetz rückspeisen, was er bei seinen Beschaffungsplanungen berücksichtigen muss. Gleichzeitig erhöht sich das wirtschaftliche Risiko des Kommunalversorgers, da er die Rückwirkungen des Anlagenausfallrisikos auf seine Beschaffungspositionen zu berücksichtigen hat.

Der elektrische Output der KWK-Anlagen - und damit auch zum Teil das Rückspeiseverhalten - wird durch die lokale Anlagenbetriebsführung beeinflusst. Da heute in den meisten Fällen von einem lokal wärmegeführten Anlagenbetrieb auszugehen ist, beeinflussen zudem der jeweilige objektbezogene Nutzwärmebedarf und der elektrische Eigenverbrauchsanteil das Rückspeiseverhalten der dezentralen KWK-Anlagen (vgl. Kapitel 3.3.2). Wenn ein entsprechendes Betreibermodell zur praktischen Anwendung, kann durch eine übergeordnete Regelinstanz von der lokalen Betriebsführung abgewichen werden, solange die thermische Versorgungsaufgabe erfüllt wird. In dieser Situation kann der Kommunalversorger das Regelpotenzial der KWK-Anlagen für seinen Optimierungsbereich nutzen, entsprechende Anreize für die Anlagenbetreiber vorausgesetzt (vgl. Kapitel 4.4.4.3).

Mit höherem Anteil dezentraler elektrischer Energieversorgungsanlagen im Verteilnetz, werden die Netzurückwirkungen signifikanter (vgl. Kapitel 4.2.2). Zur Untersuchung der Auswirkungen von Netzrestriktionen auf die Entscheidungssituation der Anlagenbetreiber und des Kommunalversorgers werden deshalb für die Optimierungsbereiche mögliche Verteil-

¹⁰ Dies kann je nach Einkaufs- und Beschaffungsstrategie des kommunalen Energieversorgungsunternehmens z.B. ein bilateraler OTC-Vertrag mit einem Elektroenergielieferanten oder Händler sein, aber auch der strukturierte Einkauf von standardisiert gehandelten Elektroenergieprodukten an der Strombörse EEX ist vorstellbar.

netzengpässe berücksichtigt. Um verteilnetzrestriktive Betriebsituationen infolge vermehrter Rückspeisungen von KWK-Anlagen in einem elektrischen Netzbereich zu simulieren, wurde in das Optimiermodell eine restriktive Netzkomponente in den Niederspannungsabgang NS1 des aggregierten Abbildungsbereiches eingefügt (vgl. Abbildung 32).

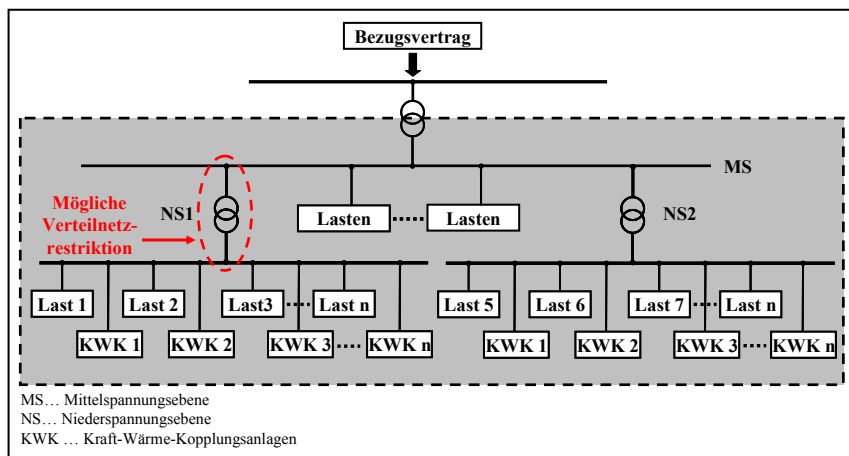


Abbildung 32: Aggregierter Abbildungsbereich der elektroenergetischen kommunalen Versorgungsstrukturen mit modellierter Verteilnetzrestriktion

Quelle: Eigene Darstellung

Es sei angenommen, dass es sich um eine einfache Restriktion in Form einer Wirkleistungsbegrenzung in der Sticheitung des Verteilnetzes handelt, infolge derer es zu zeitlich begrenzten Engpasssituationen kommen kann.

Verteilnetzrestriktionen sind ein lokales Elektroenergienetzproblem und können infolge der verstärkten Nutzung dezentraler Energiewandlungsanlagen auftreten, wenn die Rückspeisung der KWK-Anlagen in lastschwachen Zeiten die aktuelle Elektroenergienachfrage übersteigt.¹¹ In diesen Situationen wird Elektroenergie aus den Niederspannungsbereichen verstärkt in die Mittelspannungsebene zurückgespeist. Es kann sich aber auch aufgrund steigender Netzbetriebsmittelbelastung in diesen Bereichen um einen dauerhaften Netzengpass handeln, der zumindest bis zur Beseitigung durch Netzverstärkungen mit berücksichtigt und entsprechend bewirtschaftet werden muss. Für den Kommunalversorger stellt diese Netzrestriktion eine zusätzliche Nebenbedingung dar, die in dem Gesamtoptimierproblem berücksichtigt werden muss, immer vorausgesetzt, er darf in die lokale Anlagenbetriebsführung eingreifen.

¹¹ Diese Betriebszustände können z.B. dann eintreten, wenn im Winter ein wärmegeführter Anlagenbetrieb in elektrischen Schwachlastzeiten lokal zu sehr starker elektrischer Rückspeisung in das Verteilnetz führt (vgl. z.B. [Demmig 2007]).

5.4.3 Detaillierter Abbildungsbereich

Der detaillierte Abbildungsbereich stellt den lokalen Optimierungsraum eines einzelnen Anlagenbetreibers mit dem thermischen und elektrischen Endenergiebedarf dar. Hier werden die energetischen In- und Outputbeziehungen der Einzelanlagen von den eingesetzten Brennstoffenergieträgern über die Umwandlung bis zur Nutzenergie modelliert.

Das Ziel der Modellierung auf dieser Abbildungsebene ist die Ermittlung einer kostenminimalen und unterbrechungsfreien Versorgung der lokalen thermischen und elektrischen Nachfrage mit den objektbezogenen Energiewandlungsanlagen und thermischen Speichern, sowie der Möglichkeit des Elektroenergiefremdbezuges. Zu den Energiewandlungs- bzw. Speicheranlagen gehören die dezentralen KWK-Anlagen, die Wärmespeicher und die thermischen Zusatzkessel zur Spitzenlastabdeckung. Den Verknüpfungspunkt zum aggregierten Abbildungs- und Optimierbereich repräsentiert das elektrische Netz mit den Niederspannungsabgängen. Die Bilanzierungsknoten sind die jeweiligen Netzanschluss- und Einspeisepunkte der KWK-Anlagen (vgl. Abbildung 33).

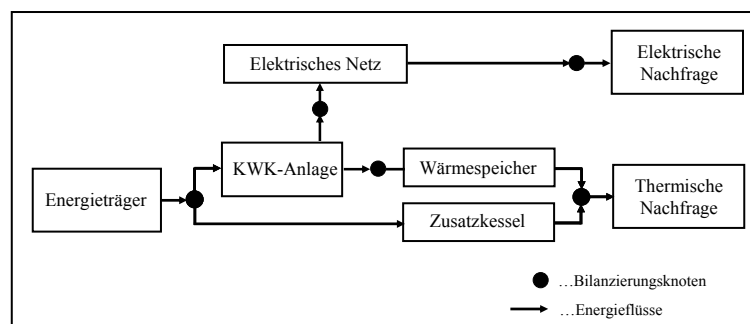


Abbildung 33: Detaillierter Abbildungsbereich mit Energieflüssen

Zu den modellierten In- und Outputbeziehungen im detaillierten Abbildungsbereich gehört die Versorgung der Energiewandlungsanlagen mit einem Brennstoff (Energieträger). Hierzu werden Brennstoffbezugsverträge abgebildet, welche bilanziell mit den KWK-Anlagen und den Zusatzkesseln verknüpft sind. Die Energiewandlungsanlagen haben als Inputkomponente eine Energieträgermenge (z.B. m^3 für Erdgas). Die energetische Wandlung in die Outputkomponenten elektrische bzw. thermische Nutzenergie erfolgt dann technologiespezifisch. Der jeweilige thermische bzw. elektrische Nutzenergieoutput wird durch den Brennstoffenergiegehalt¹² und den Anlagenkennzahlen (vgl. Kapitel 3.2.2) beeinflusst. Der Brennstoffbezug in den Einzelperioden wird damit von der lokalen Wär-

¹² Die Festlegung des Brennstoffenergiegehaltes ist notwendig, da dieser mitunter einer gewissen Schwankungsbreite unterliegen kann. Insbesondere bei Erdgas kann es je nach Herkunft bzw. Förderquelle zu großen Unterschieden beim Brennstoffenergiegehalt kommen. Um bei der Bezugsabrechnung eine einheitliche Basis zu schaffen, wird die Energieträgerbezugsmenge auf den jeweiligen Energiegehalt umgerechnet. Zur Ermittlung der Mengenkomponente wurde in dem Modell für den Energieträger Erdgas ein Brennwert von $11,1 \text{ kWh/m}^3$ verwendet.

menachfrage, den Brennstoffeigenschaften und den technologischen Parametern der Energieanlagen bestimmt.

Die thermischen Nutzenergieoutputs aus den Zusatzkesseln werden bilanziell direkt mit der lokalen Wärmenachfrage verknüpft. Sie dienen der Abdeckung der thermischen Spitzenlasten, wenn der thermische KWK-Anlagenoutput nicht ausreicht. Der thermische KWK-Anlagenoutput wird hingegen nicht direkt mit der thermischen Nachfrage verknüpft, sondern mit einem thermischen Pufferspeicher seriell verbunden. Somit ist mit dem Modell eine Entkopplung von lokaler Wärmenachfrage und thermischen KWK-Anlagenoutput im Rahmen der modellierten technologischen Speicherparameter möglich. Eine beispielhafte thermische Tagesnachfragekurve und die entsprechenden Leistungskurven zu Abdeckung der zeitlich variablen thermischen Last sind in der folgenden Abbildung 34 dargestellt.

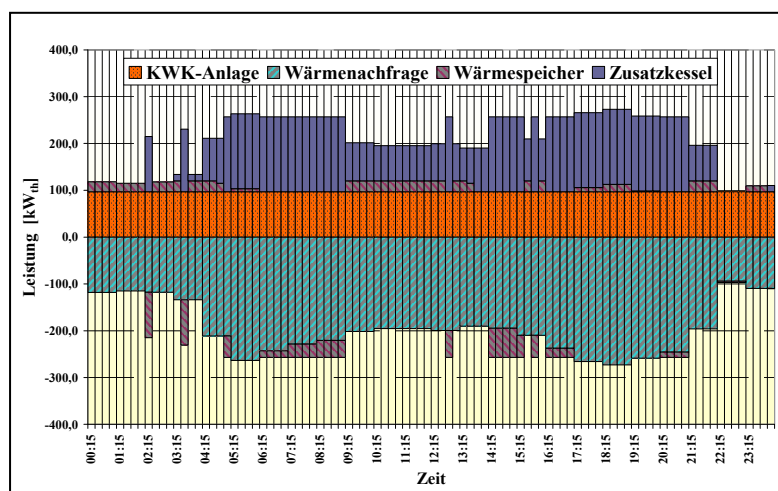


Abbildung 34: Beispielhafte Darstellung von thermischen Nachfrage- und Anlagenleistungskurven

Quelle: Eigene Darstellung

Die Wärmenachfrage und der Wärmeanteil zum Speicherbeladen sind als negative Leistung, die thermischen Anlagenoutputs von KWK-Anlage und Zusatzkessel sowie der Wärmeanteil aus der Speicherentladung als positive Leistung abgebildet. Der Ausgleich der einzelnen Wärmebilanzen stellt in dem beschriebenen Modell immer ein lokales Optimierproblem dar und ist eine Grundvoraussetzung zur Lösung des gesamten Optimierproblems.

Für den aggregierten Modellabbildungsbereich hat eine Veränderung der lokalen thermischen bzw. elektrischen Nachfrage nur direkte Auswirkungen über ein verändertes Rückspeiseverhalten der KWK-Anlagen bzw. eine veränderte lokale Elektroenergienachfrage. Erstes ergibt sich, wenn bei wärmegeführtem KWK-Anlagenbetrieb der Elektroenergieoutput den lokalen Elektroenergieeigenbedarf übersteigt. In diesem Fall wird elektrische Leistung in das Verteilnetz zurückgespeist. Umgekehrt wird elektrische Leistung aus dem Verteilnetz bezogen, wenn die lokale Elektroenergienachfrage den Anlagenoutput übersteigt bzw. wenn die KWK-Anlage nicht in Betrieb ist (vgl. hierzu auch Kapitel 3.2.4.1). Dieser Zusammenhang ist beispielhaft in der folgenden Abbildung 35 dargestellt. Die rote

Linie stellt die Elektroenergienachfrage für den Tag in jeder der 96 Perioden dar. Die Betriebszeiten der KWK-Anlage werden durch die rot schraffierten Säulen abgebildet.

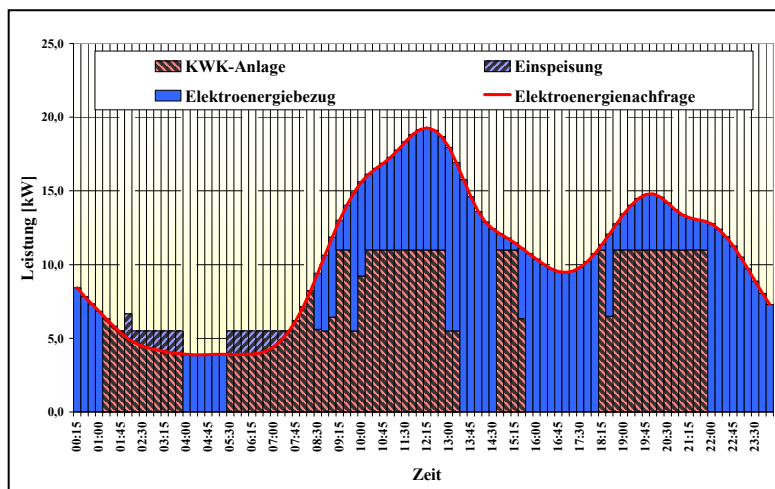


Abbildung 35: Beispielhafte Darstellung des Zusammenhangs von elektrischer Nachfrage und elektrischem Anlagenoutput

Quelle: Eigene Darstellung

In den frühen Stunden des Tages übersteigt der elektrische Anlagenoutput die lokale Elektroenergienachfrage, sodass ein Teil der Leistung in das Verteilnetz rückgespeist wird. Umgekehrt reicht der Elektroenergieoutput zur Mittags- und Abendzeit bzw. bei Anlagenstillstandszeiten nicht aus, um die lokale elektrische Nachfrage abzudecken, sodass in diesen Zeiträumen Elektroenergie aus dem Verteilnetz bezogen wird. Die elektrischen Outputs der KWK-Anlagen und die verschiedenen elektrischen Lasten sind mit dem jeweiligen Netzanschlusspunkt der Niederspannungsabgänge verknüpft. Bilanziell erfolgt hier der Anschluss an den aggregierten Modellabbildungsbereich, also den Gesamtoptimierungsbereich des Versorgungsgebietes. Insofern führen lokale Veränderungen bei der elektrischen Nachfrageseite und bei den elektrischen Outputs der KWK-Anlagen immer auch zu direkten Veränderungen in der Elektroenergiebilanz des gesamten Versorgungsgebietes.

5.4.4 Einzelkomponentenbereich

Die Endenergieversorgung im kommunalen Bereich erfolgt mit verschiedenen Technologien auf Basis eines Primärenergieträgers. Infolgedessen ist die Abbildung der technoökonomischen Charakteristika (z.B. Wirkungsgrade, Strom- und Wärmeausbeuten, Stromkennzahlen etc.) verschiedener physikalischer Technologiealternativen als Modellkomponenten notwendig (vgl. Kapitel 3.2.2). Zudem werden Bezugsverträge mit den betriebswirtschaftlichen Parametern und Nebenbedingungen (z.B. Preise, Mengen, Energieträgerparameter etc.) für verschiedene Energieformen modelliert und repräsentieren im Modell die Möglichkeit eines externen Energiebezuges (z.B. Bezug von Elektroenergie bei einem anderen Energieversorgungsunternehmen oder Energiehändler).

Nachfolgend werden die einzelnen technischen und betriebswirtschaftlichen Parameter mit den zugehörigen Datenstrukturen beschrieben. Hierzu wird in statische und zeitvariable Parameter differenziert. Die statischen Parameter sind für den zu optimierenden Zeitbereich konstant und verändern sich während der Optimierläufe nicht. Im Gegensatz dazu können sich die zeitvariablen Parameter ändern.

5.4.4.1 Thermische und elektrische Nachfrage

Die thermischen und elektrischen Nachfragekomponenten zählen zu den zeitvariablen Modellparametern. Sie repräsentieren die prognostizierte Laststruktur für den Optimierzeitraum und werden als viertelstündliche Leistungsreihen abgebildet. Die thermische Nachfrage im kommunalen Energieversorgungsbereich wird zum Großteil durch den Bedarf an Niedertemperaturwärme zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme bestimmt (vgl. Kapitel 4.4.2). Der Raumwärmebedarf hat eine hohe Korrelation mit der Außentemperatur und schwankt sowohl saisonal, als auch im kurzfristigen Bereich über den Tag. Aufgrund der Trägheit thermischer Systeme erfolgen Lastveränderungen im kurzfristigen Bereich jedoch nicht so schnell wie beispielsweise bei elektrischen Lasten. Lastwechsel im Viertelstundenbereich sind im kommunalen Bereich weniger signifikant, sodass Veränderungen bei den lokalen thermischen Nachfragen im stündlichen Raster erfolgen und dementsprechend abgebildet werden können (vgl. Abbildung 36).

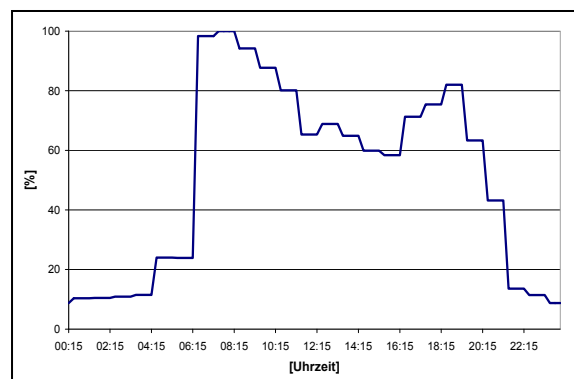


Abbildung 36: Beispielhafter thermischer Tageslastverlauf normiert auf Maximallast

Quelle: Eigene Darstellung

Die thermischen zeitvariablen Lasten werden entsprechend des zu versorgenden objektabhängigen Bedarfes als Zeitreihe mit thermischen Leistungswerten prognostiziert, in Excelmappen parametrisiert und dem Modell über einen Datenimport übergeben. Die Abdeckung der thermischen Lasten ist eine Grundvoraussetzung bei der energetischen Optimierung des gesamten Versorgungsgebietes. Infolgedessen erfolgt die bilanzielle Verknüpfung zum detaillierten Abbildungsbereich über die Verbindung der thermischen Anlagenoutputs bzw. den Wärmespeichern mit der zeitvariablen Nachfrage.

Die elektrischen zeitvariablen Lasten werden als Zeitreihe mit viertelstündlichen elektrischen Leistungswerten prognostiziert, in Excel parametrisiert und dem Modell über einen Datenimport übergeben. Im Gegensatz zur thermischen Nachfrage werden hier Lastverän-

derungen im Viertelstundenbereich abgebildet, um Nachfrageschwankungen exakter abzubilden (vgl. Abbildung 37).

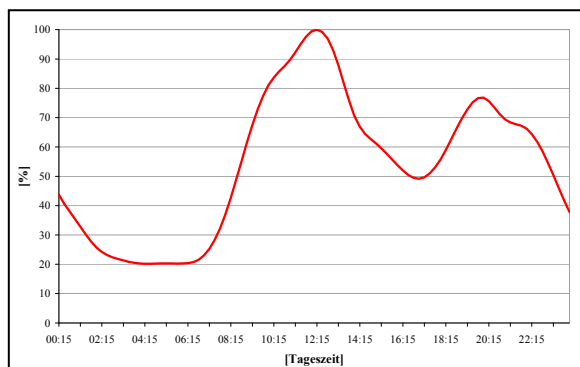


Abbildung 37: Beispielhafter elektrischer Tageslastverlauf normiert auf Maximallast

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Meier et al. 1999]

Die Abdeckung der lokalen elektrischen Nachfrage kann durch die KWK-Anlagen bzw. durch einen externen Versorger erfolgen. Dies ist abhängig von den Betriebszeiten der KWK-Anlagen, wobei beim wärmegeführten Betrieb die lokale thermische Nachfrage nicht zwangsläufig mit der elektrischen übereinstimmen muss (vgl. Kapitel 3.2.4). Wie bereits erläutert, wird immer dann Elektroenergie von einem externen Versorger bezogen, wenn die wärmegeführte KWK-Anlage nicht in Betrieb ist oder aber der elektrische Output nicht ausreicht, um die lokale elektrische Nachfrage abzudecken (vgl. Abbildung 35).

5.4.4.2 KWK-Anlagen und Zusatzheizkessel

KWK-Anlagen:

Die Modellparametrierung der KWK-Anlagen mit den jeweiligen In- und Outputgrößen ist schematisch in Abbildung 38 dargestellt. Die KWK-Anlagen stellen durch den gekoppelten Anlagenbetrieb als Outputs elektrische und thermische Nutzenergie zur Verfügung. Die Modellierung der techno-ökonomischen Anlagencharakteristika erfolgt mit den wesentlichen energetischen Kennzahlen (vgl. Kapitel 3.2.2.).

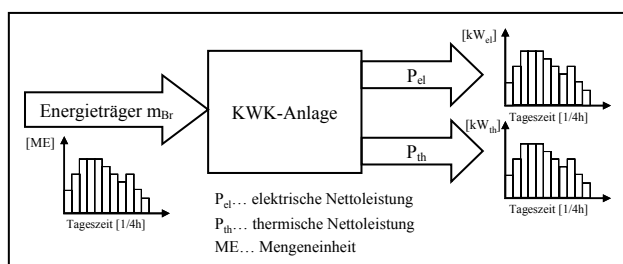


Abbildung 38: In- und Outputmodellierung von KWK-Anlagen

Quelle: Eigene Erstellung

Der Brennstoffinput wird mit einer Energieträgermengenkomponente abgebildet. Die Mengeneinheit gehört zu den zeitvariablen Parametern und ergibt sich bei wärmegeführtem Betrieb aus dem geforderten thermischen Nutzenergieoutput, der Anlagenwärmeausbeute α und der energetischen Charakteristika des Brennstoffes (z.B. Heizwert). Die

Energieträgermengenheiten werden dann entsprechend der energetischen Anlagencharakteristika in die elektrischen und thermischen Outputs gewandelt. Der Elektroenergieoutput ergibt sich bei wärmegeführtem Betrieb durch die Anlagenstromausbeute β und die Stromkennzahl σ . Der jeweilige Brennstoffmengenbedarf in jeder Periode ergibt sich aus dem elektrischen Anlagenoutput und der Anlagenstromausbeute β . Die Kopplung von elektrischem Output der KWK-Anlagen und dem zugehörigen Brennstoffenergiebedarf erfolgt über linearisierte Funktionen, welche den Brennstoffbedarf in Abhängigkeit des elektrischen Anlagenoutputs abbilden (vgl. Abbildung 39). So lassen sich für die KWK-Anlagen reduzierte Stromausbeuten im Teillastbereich zwischen minimal und maximal abgebarer elektrischer Leistung berücksichtigen.

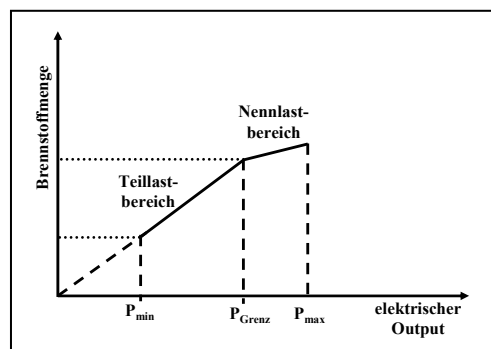


Abbildung 39: Schemadarstellung des Brennstoffbedarfes in Abhängigkeit des elektrischen KWK-Anlagenoutputs

Die Kopplung von elektrischem und thermischem Output wird über die Stromkennzahl σ der KWK-Anlagen vorgenommen. Es wird eine, über den gesamten Betriebsbereich konstante Stromkennzahl angenommen. Dies bedeutet, dass das Verhältnis von abgegebener elektrischer Nettonutzleistung zum abgegebenen Nettonutzwärmestrom in allen Betriebszuständen gleich groß ist. Zur Ermittlung der Brennstoffbezugskosten wird der sich je Optimierungsperiode ergebende Brennstoffbedarf dann mit den mengenbasierten Bezugspreisen des Vertrages bewertet (vgl. Kapitel 5.4.4.4).

Zusatzkessel:

Ähnlich der Parametrierung für die KWK-Anlagen erfolgt die der Zusatzfeuerungsanlagen. Die Modellparametrierung der Wärmezusatzkessel mit den In- und Outputgrößen ist schematisch in Abbildung 40 dargestellt.

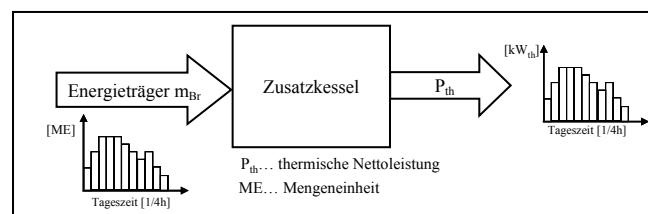


Abbildung 40: In- und Outputmodellierung von Zusatzheizkesseln

Quelle: Eigene Erstellung

Als Inputgröße wird ebenfalls ein Energieträger mit seinen Heizwertcharakteristika modelliert. Als Outputkomponente liefern die Zusatzkessel thermische Nutzenergie, welche mit

dem jeweiligen lokalen Wärmebedarf verknüpft ist. Über den thermischen Anlagenwirkungsgrad η_{th} und dem Heizwert wird die Brennstoffenergiemenge in den resultierenden thermischen Nutzenergiestrom gewandelt. Auch hier erfolgt die Kostenermittlung für die Brennstoffmenge durch Bewertung mit Bezugspreisen in jeder Optimierungsperiode.

5.4.4.3 Wärmespeicher

Kurzzeitwärmespeicher spielen eine essenzielle Rolle bei KWK-Anwendungen, denn mit ihnen wird eine zeitlich befristete Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch möglich. Bei wärmegeführten KWK-Anlagen wird auf die Art ein zusätzlicher Anlageneinsatzfreiheitsgrad für die lokale Optimierung und die Gesamtoptimierung generiert (vgl. Kapitel 3.2.10). Die Parametrierung lokaler Wärmespeicher ist vereinfacht in Abbildung 41 dargestellt.

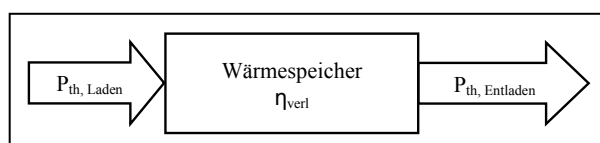


Abbildung 41: Modellierung von thermischen Speicher

Quelle: Eigene Darstellung

Als In- und Outputgrößen haben Wärmespeicher thermische Leistungen P_{th} . Begrenzt werden diese durch die technologisch maximal möglichen Lade- und Entladeleistungen. Die maximale Ladeleistung wird in dem Modell durch den thermischen KWK-Anlagenoutput bestimmt. Neben der Leistungskomponente ist die maximal zu speichernde Energie eine begrenzende Nebenbedingung. Da die meisten Pufferspeicher als Speichermedium Wasser verwenden, ist die speicherbare Energie von Speichergröße bzw. der enthaltenden Wassermenge m , der Wasserwärmespeicherkapazität c_p und dem Temperaturbereich ΔT abhängig. Die maximal zu speichernde thermische Energie lässt sich dann gemäß der folgenden Gleichung 5.1 abschätzen.

Gleichung (5.1):
$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T$$

Zur Berücksichtigung von thermischen Stillstandsverlusten wird ein Wärmeverlustfaktor modelliert, mit dem sich die Wärmeverluste pro Periode berücksichtigen lassen. Diese Verluste repräsentieren Konvektions- und Abstrahlungsverluste, die trotz ummantelnder Wärmedämmung beim Speichergefäß auftreten. Neben den Stillstandsverlusten beim Speicherbehälter, ergeben sich z.B. auch Wärmeverluste durch Auskühlung der gebäudeinternen Warmwasserverteilungsleitungen infolge der zeitlich nicht unmittelbar aufeinander folgenden Warmwasserentnahmen.

5.4.4.4 Verträge

Neben der Modellierung der anlagentechnischen Komponenten muss die Kostenbewertung der Energieflüsse parametrieren werden. Dies wird in dem Modell über Energiebezugs- bzw. Lieferverträge vorgenommen.

Brennstoffverträge:

Die Brennstoffkosten stellen einen großen Kostenanteil beim Betrieb der kleinen KWK-Anlagen dar (vgl. Kapitel 3.3.2.2). Insofern ist die Modellierung der Brennstoffbezugsoptionen ein wichtiger Modellbestandteil. Zur Ermittlung der Brennstoffbezugskosten für jede Energiewandlungsanlage wird die, sich je Optimierungsperiode ergebende, Brennstoffmenge mit Mengenpreisen bewertet. Dies bedeutet, dass sich die Brennstoffpreise auf eine physische Mengeneinheit (z.B. $\text{m}^3_{\text{Erdgas}}$) beziehen.

Elektroenergieverträge:

Die Elektroenergiebezugsverträge werden differenziert nach dem Bezugsvertrag eines Endverbrauchers, wie z.B. Tarifikunden und dem Bezugsvertrag eines Sondervertragskunden¹³, wie z.B. ein kommunaler Energieversorger¹⁴. Bei den Elektroenergieverträgen beziehen sich die modellierten Preise auf eine energetische Mengeneinheit (z.B. kWh_{el}). Für den Endverbraucherbereich werden nur Arbeitspreise für den Bezug von Elektroenergie berücksichtigt. Dies bedeutet, dass jede Kilowattstunde mit einem konstanten Arbeitspreis bewertet wird.

Für kommunale Energieversorgungsunternehmen als Sondervertragskunden enthalten Elektroenergiebezugsverträge¹⁵ in der Regel einen leistungsabhängigen und einen arbeitsabhängigen Preisanteil. Die leistungsabhängigen Kosten werden zumeist auf eine vorzuhaltende elektrische Leistung bezogen, die ohne Pönalzahlungen nicht überschritten werden darf. Häufiger wird der leistungsabhängige Kostenanteil jedoch aus der tatsächlich aufgetretenen Maximallast ermittelt. Die Maximallast kann entsprechend der Vertragsgestaltung ein Mittelwert aus mehreren, in einer Abrechnungsperiode gemessenen, Leistungsmaxima darstellen. Über diesen Vertragsbestandteil wird somit ein ökonomischer Anreiz zur Reduktion von Leistungsspitzen gegeben (vgl. z.B. [Elsing 1995]). Gleichzeitig stellt die Maximalleistung die Grundlage für die Festlegung der Netzanschlusskapazität beim vorgelagerten Netzbetreiber dar, die Einfluss auf die zu zahlenden Netznutzungsentgelte hat (vgl. Kapitel 4.4.4.3). Im Modell wird dementsprechend für den Elektroenergiebezugsvertrag des Kommunalversorgers eine leistungsabhängige Kostenkomponente mit Grenzleistungswerten parametrisiert.

Für die arbeitsabhängigen Kosten werden bei Sondervertragskunden zumeist je nach Zeitbereich und Höhe der Abnahmemenge unterschiedliche Arbeitspreise in Ansatz ge-

¹³ Sondervertragskunden unterscheiden sich von Tarifikunden, da sie meistens viertelstündlich leistungsgemessen werden und andere preisliche Vertragsbestandteile und Konditionen haben (vgl. z.B. [Müller 1998]).

¹⁴ In Deutschland werden insbesondere Haushaltskunden von Stadtwerken mit Elektroenergie versorgt. Oftmals verfügen Stadtwerke jedoch über keine eigenen Kraftwerkskapazitäten, sodass sie als Energieeinzelhändler auftreten und Elektroenergie von einem Vorlieferanten beziehen (vgl. [Schwintowski et al. 2006]).

¹⁵ Im umgangssprachlichen Gebrauch werden sie auch als Strombezugs- oder Stromlieferverträge bezeichnet.

bracht. Hiermit wird die über den Tag variable ökonomische Wertigkeit von Elektroenergie berücksichtigt, welche aus dem variierenden Nachfrageverhalten von Endverbrauchern resultiert. Die Arbeitspreise für den Niedertarfbereich (NT) sind niedriger als im Hochtarfbereich (HT). Die Tarifzeiten können je nach Versorgungsunternehmen und vertraglicher Gestaltung unterschiedlich definiert sein (vgl. z.B. [Müller 1998]). So werden beispielsweise oftmals die Zeitbereiche von 06:00 - 22:00 als HT-Bereich und von 22:00 - 06:00 als NT-Bereich festgelegt. Neben der zeitbereichsabhängigen Gestaltung ist eine Zonung des Arbeitspreises üblich, im Rahmen derer bei steigendem Elektroenergiebezug die Arbeitspreise sinken (vgl. Abbildung 42). Bis zu den festgelegten Bezugsgrenzen gilt für die bezogene Elektroenergie der jeweils höhere Arbeitspreis. Die darüber hinaus abgenommenen Elektroenergiemengen werden dann mit dem niedrigeren Arbeitspreis abgerechnet.

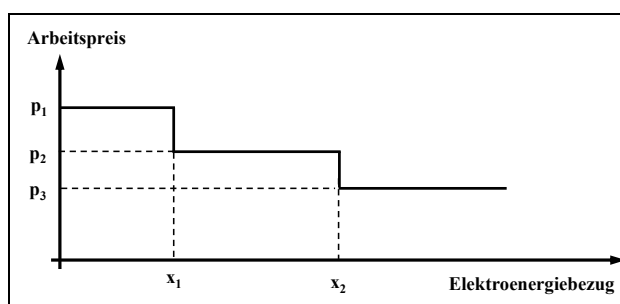


Abbildung 42: Schemadarstellung der Zonung von Elektroenergiebezugsverträgen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Elsing 1995]

Gezonte Arbeitspreise wirken somit wie eine Art Mengenrabatt auf die bezogene Elektroenergie. Im hier beschriebenen Modell wird die erste Form der zeitlichen Arbeitspreisdifferenzierung gewählt, da dies für den Kurzfristbereich sinnvoller erscheint. Insofern werden die Arbeitspreise strukturiert nach Niedertarfbereich und Hochtarfbereich. Dies bedeutet, dass entsprechend der Tageszeit unterschiedlich hohe Arbeitspreise parametrisiert werden.

5.5 Zusammenfassung und kritische Würdigung

Bei dem entwickelten Modell handelt es sich um ein Optimiermodell für den kurzfristigen Planungsbereich, welches ein kleines kommunales Energieversorgungsgebiet mit Energienachfrage- und Energieangebotskomponenten abbildet. Es wurde entwickelt, um energetische Fragestellungen für den kommunalen Energieversorgungsbereich mit einem hohen Anteil dezentraler KWK-Anlagen zu untersuchen. Mit dem Modell ist es möglich elektrische und thermische Versorgungsoptionen sehr detailliert abzubilden. Hierzu zählen konventionelle Technologien und dezentrale KWK-Technologien, aber auch externe Bezugsoptionen wie z.B. der vertraglich geregelte Energiebezug von Dritten. Die Optimierung erfolgt unter ökonomischen Gesichtspunkten mit zum Teil restriktiven technischen Nebenbedingungen.

Generell besteht, wie bei nahezu allen mathematischen Optimiermodellen, der Konflikt zwischen Modellgenauigkeit, der Problemlösbarkeit und der Dauer zur Berechnung opti-

maler Lösungen. Infolgedessen lassen sich zur Realisierung überschaubarer und praktikabler Rechenzeiten nur begrenzt viele Einzelmodellkomponenten berücksichtigen. Eine praktische Modellanwendung wird sich daher auf kleinere begrenzte Versorgungsbereiche beschränken. Das Modell optimiert die Energieversorgung unter rein ökonomischen Gesichtspunkten berücksichtigt aber techno-ökonomische Anlagencharakteristika und technologische Nebenbedingungen. Als zeitvariable exogene Vorgaben werden die elektrische und thermische Nachfrage des zu optimierenden Zeitraumes benötigt, die dem Modell mit Hilfe von viertelstundengenauen Zeitreihen vorgegeben werden.

Die techno-ökonomischen Charakteristika der Versorgungstechnologien werden ebenfalls exogen vorgegeben und werden mit energetischen Anlagenkennzahlen implementiert. Elektrische Verteilnetzrestriktionen können vereinfacht als Wirkleistungsbegrenzung für Netzbetriebsmittel parametrisiert werden. Die thermische Nachfrageseite wird durch lokale Wärmebereitstellung direkt vor Ort berücksichtigt. Auf die Modellierung eines Wärmeverteilnetzes wurde verzichtet, da der Fokus der Untersuchungen auf einer dezentralen objektorientierten Versorgung liegt. Der Wärmebedarf wird unter Berücksichtigung von Bereitstellungsverlusten im thermischen Speicher als exogen vorzugebende Größe betrachtet.

Eine wesentliche Erweiterung gegenüber anderen Kurzfrist-Optimiermodellen liegt in der Berücksichtigung von elektrischen Verteilnetzengpässen in Form von Wirkleistungsbegrenzungen. Eine detaillierte Abbildung elektroenergetischer Netzbetriebszustände ist mit dem Modell jedoch nicht möglich. Denn die für einen sicheren Netzbetrieb erforderlichen Parameter, wie z.B. verschiedene Lastflüsse, Kurzschlussstrombeitrag, Blindleistung oder Spannungshaltung können in dem Modell nicht berücksichtigt werden, sodass sich die Betrachtung von Verteilnetzaspekten auf die Begrenzung der zulässigen Wirkleistungseinspeisung begrenzt. Dies ist im Hinblick auf einen Einsatz bei einem kommunalen Energieversorgungsunternehmen ein wesentlicher Mangel, da durch die dezentralen Energiewandlungsanlagen auch der Blindleistungsbedarf und die Spannungssituation in den Verteilnetzen beeinflusst werden. Insofern lassen die Ergebnisse zu den Untersuchungen nur bedingt technische Schlussfolgerungen im Hinblick auf elektroenergetisch veränderte Netzbetriebszustände infolge eines höheren Anteils dezentraler KWK-Anlagen zu. Eine Modellerweiterung um elektroenergetische Verteilnetz Aspekte würde die im folgenden Kapitel dargestellten Ergebnisse durch anschließende Untersuchungen wesentlich bereichern.

6 Anwendung des Optimiermodells

Nach der Herleitung der Methodik und des Modellierungsansatzes für das verwendete Optimiermodell im vorangegangenen Kapitel 5, wird in diesem Kapitel das notwendige Datengerüst der technischen und ökonomischen Parameter dargestellt. Zur Anwendung des Modells werden daran anschließend 4 Szenarien zur kommunalen Endenergieversorgung definiert und untersucht. Hierzu werden anhand von insgesamt 8 Mehrfamilienhäusern mit 4 unterschiedlichen Endenergiecharakteristika Untersuchungen durchgeführt. Im Rahmen der Untersuchungen steht insbesondere die Fragestellung im Vordergrund, wie unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein lokal optimierter Anlagenbetrieb stattfinden kann, der anreizorientiert die Erschließung energetischer Gesamtoptimierpotenziale in einem kommunalen Versorgungsgebiet unterstützt. Zudem werden die technischen und ökonomischen Wechselwirkungen einer höheren Anzahl im kommunalen Versorgungsgebiet befindlicher KWK-Anlagen und den Versorgungsaufgaben des Kommunalversorgers untersucht. Hierzu wird unterstellt, dass der Kommunalversorger als rational handelndes Unternehmen eine kostenminimale Energieversorgung eines begrenzten Gebietes mit den bestehenden Anlagen vornehmen will. Schließlich wird untersucht, ob die Vermarktung der aggregierten elektrischen Anlagenleistungen durch einen Dritten in Abhängigkeit der lokalen Wärmeversorgungsaufgaben ein zukünftiges Geschäftsmodell darstellen kann.

6.1 Datengerüst für die Szenarien

6.1.1 Gebäudecharakteristika

Nachfolgend werden 4 energetische Charakteristika für Wohngebäude definiert, welche alle von der Größe und der Personenzahl dem Mehrfamilienhausbereich zuzuordnen sind. Die Charakteristika der 4 Wohngebäude sind in der nachfolgenden Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Gebäude- und Energiecharakteristika betrachteter Mehrfamilienhäuser

		MFH-Typ 1 sanierter Altbau	MFH-Typ 2 Altbau	MFH-Typ 3 sanierter Altbau	MFH-Typ 4 Altbau
Elektroenergiebedarf	[MWh _{el} /a]	536,5	180,5	88,6	60,2
Wärmebedarf	[MWh _{th} /a]	565,7	458,1	121,6	151,8
Maximallast elektrisch	[kW _{el}]	140,0	47,0	23,0	16,0
Maximallast thermisch	[kW _{th}]	256,0	229,0	59,0	62,0
Anzahl Bewohner	[-]	320	110	55	36
Nutzfläche	[m ²]	8.600	3.600	1.886	1.265
spezifischer Elektroenergiebedarf	[kWh _{el} /m ²]	62,4	50,1	47,0	47,6
	[kWh _{el} /Person]	1.676,6	1.640,9	1.610,9	1.672,2
spezifischer Wärmebedarf	[kWh _{th} /m ²]	65,8	127,3	64,5	120,0
	[kWh _{th} /Person]	1.768	4.165	2.211	4.217

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an [BHKW-Plan 2000]

Bei allen Gebäuden handelt es sich um Altbauten, da diese aufgrund der älteren Wärmedämmstandards einen im Gebäudebestand vergleichsweise hohen Jahreswärmebedarf aufweisen und demzufolge für eine dezentrale Endenergieversorgung mit kleinen KWK-

Anlagen besonders interessant sind. Unter Jahreswärmebedarf sind hier der Jahresheizwärme- und Warmwasserbedarf zusammengefasst. Um unterschiedliche Heizwärmestandards nicht unberücksichtigt zu lassen, sind die Gebäude in sanierten und unsanierten Zustand unterschieden. Infolgedessen unterscheiden sich die Gebäudetypen hinsichtlich des absoluten Jahreswärmebedarfes. Die Gebäude unterscheiden sich weiterhin hinsichtlich der Nutzflächengröße und der Anzahl der Personen, die in dem Haus wohnen. Somit ergeben sich bei den energetischen Charakteristika signifikante Unterschiede. Die Unterschiede betreffen die absolute Höhe der jährlichen elektrischen und thermischen Energiebedarfe und die jeweiligen Maximalbedarfe. Der spezifische Energieverbrauch bezieht sich auf die Gebäudenutzfläche sowie auf die Anzahl der im Gebäude lebenden Personen. Die beiden sanierten Altbauten haben mit $65,8 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ bzw. $64,5 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ einen guten spezifischen Wärmebedarf, wohingegen die unsanierten Altbauten mit $127,3 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ bzw. $120,0 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ einen vergleichsweise hohen spezifischen Wärmebedarf aufweisen.

6.1.2 Elektroenergie- und Wärmelastprofile

Elektroenergielastprofile:

Die aggregierte elektrische Nachfrage der einzelnen Mehrfamilienhausbewohner wird mit dem repräsentativen VDEW-Standardlastprofil H0 nachgebildet. Im Unterschied zu einem über einen bestimmten Zeitraum gemessenen realen Lastverlauf beschreiben diese Lastprofile einen repräsentativen Lastverlauf für einen Typtag. Der gemessene reale Lastverlauf wird auch als Lastgang¹ bezeichnet und kann von den Standardlastprofilen² abweichen, da diese auf Basis von Stichprobenmessungen erstellt wurden (vgl. [Meier et al. 1999]). Zuweilen wird deshalb die Kritik erhoben, dass Lastprofile zur Anwendung für die KWK-Anlagenplanung nicht genau genug sind, da sie im Unterschied zu real gemessenen Lastgängen eine Mittelung über eine Vielzahl von Verbrauchern darstellen und das individuelle Nachfrageverhalten nur unzureichend abbilden (vgl. z.B. [Bokämper 2002], [Sawillion 2002]). Dieser Einwand ist hinsichtlich der Auslegungsplanung großer Anlagen berechtigt, denn eine hinreichend genaue Ermittlung der Bedarfsstrukturen im Rahmen von Lastgangsuntersuchungen zur Anlagendimensionierung ist unerlässlich (vgl. Kapitel 3.2.3). Da es sich hier um Untersuchungen mit einem Optimiermodell für die Anlagenbetriebsplanung und nicht für die Anlagenauslegung handelt, kann die Abbildung der elektrischen und thermischen Nachfrage über Lastprofile im kommunalen Versorgungsbereich als hinreichend genau angesehen werden, wenn die Anlagenauslegung bedarfsorientiert erfolgte. Zudem wird die Signifikanz des Einflusses von Einzelverbrauchern auf die Abweichungen

¹ Lastgang bezeichnet eine Zeitreihe gemessener Leistungswerte eines Abnehmers, wohingegen mit Lastprofil ein synthetisch erzeugtes Bedarfsprofil gemeint ist, dass für eine große Abnehmerzahl repräsentativ ist.

² Die VDEW-Standardlastprofile wurden am Lehrstuhl Energiewirtschaft der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus entwickelt. Zur Vorgehensweise bei der Erstellung vgl. z.B. [Meier et al. 1999].

zum VDEW-Standardlastprofil geringer, je mehr Endverbraucher einer Lastprofilgruppe zugeordnet werden, sodass sich bei einer Vielzahl von Haushaltskunden Nivellierungseffekte ergeben. Denn die Standardlastprofile wurden ja gerade zu dem Zweck entwickelt, um repräsentatives Nachfrageverhalten vieler Haushaltsabnehmern abzubilden, da eine Einzelprognose aufgrund der nicht vorhandenen Leistungsmessung und des zu hohen Aufwandes nicht sinnvoll ist. Zudem würde hinsichtlich der täglichen Anlageneinsatzplanung eine exakte Lastgangprognose aufgrund der Vielzahl möglicher dezentraler Anlagen den erzielbaren ökonomischen Nutzen weit übersteigen.

Die H0-Standardlastprofile unterscheiden sich bezüglich der Jahreszeit und des Wochentages voneinander. Es werden saisonal mit Sommer, Winter und Übergang jeweils drei Typtage differenziert, sodass sich für die Haushaltskundengruppe insgesamt 9 repräsentative Lastprofile ergeben. Beispielhaft sind die 3 H0-Profile für die Winterzeit in der folgenden Abbildung 43 dargestellt. Die Lastprofile sind jeweils auf eine elektrische Jahresarbeit von 1.000 kWh_{el} normiert.

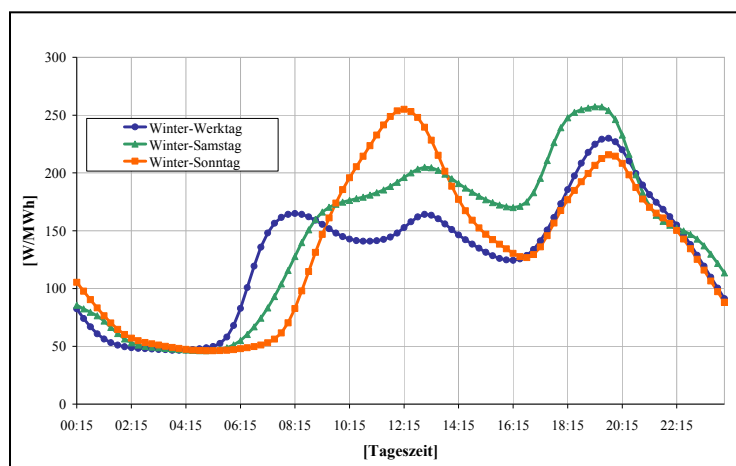


Abbildung 43: VDEW-Haushaltlastprofile H0 für die Winterzeit

Quelle: [Meier et al. 1999]

Zur Ermittlung der verwendeten elektrischen Gebäudelastprofile wurde die erwartete elektrische Jahresarbeit der Mehrfamilienhäuser mit den normierten Einzelviertelstundenwerten des VDEW-Haushaltprofils H0 multipliziert. Die elektrischen Lastprofile werden für die Untersuchungen vereinfacht in Werktags- und Wochenendprofile für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang unterschieden. Somit ergeben sich für die Szenarien für jeden Mehrfamilienhaustyp insgesamt 6 elektrische Typtagprofile. Die Typtagprofile wurden entsprechend der abgeschätzten Jahreshäufigkeit auf ein Jahr verteilt. Die abgeschätzte Häufigkeit an denen die Typtage in einem Jahr auftreten sind in der nachfolgenden Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Aufteilung der Typtagprofile auf das Gesamtjahr

Typtagprofil	Winter- wochende	Winter- werktag	Übergangs- wochende	Übergangs- werktag	Sommer- wochende	Sommer- werktag
Anzahl der Tage im Jahr	34	76	44	94	34	83

Quelle: Eigene Darstellung

Wärmelastprofile:

Das thermische Nachfrageverhalten der einzelnen Mehrfamilienhäuser wurde analog zur Elektroenergienachfrage mit verschiedenen Lastprofilen abgebildet. Auch hier wird für die Untersuchungen in Werktags- und Wochenendprofile für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang unterschieden. Beispielhaft sind die auf die thermische Jahresmaximallast normierten Wärmepprofile für den Mehrfamilienhaustyp 1 in Abbildung 44 dargestellt.

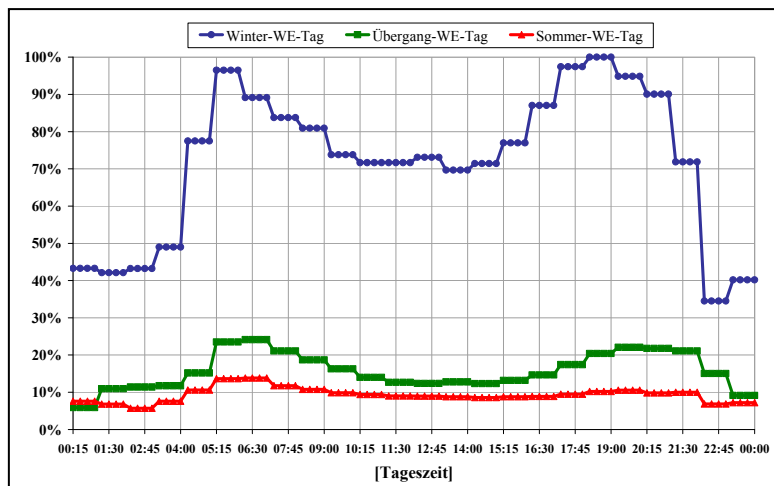


Abbildung 44: Wärmebedarfsprofile für den Mehrfamilienhaustyp 1

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [BHKW-Plan 2000]

Die Wärmelastprofile der Mehrfamilienhäuser wurden basierend auf den Gebäudecharakteristika mit dem Planungsprogramm „BHKW-Plan“ erstellt (vgl. [ZSW 2000], [BHKW-Plan 2000]). In Anlehnung an die Vorgehensweise bei der Typtagaufteilung der elektrischen VDEW-Standardlastprofile wurde eine Verteilung der thermischen Jahresarbeit von den einzelnen Gebäudetypen auf die Werktags- und Wochenendprofile vorgenommen. Hierzu wurde angenommen, dass die Typtage auf die 365 Tage des Jahres, wie in vorangehender Tabelle 10 dargestellt, verteilt sind. Die Verwendung von Wärmelastprofilen mit einer ausgeprägten Charakteristik zu Darstellung eines Gebäudewärmebedarfes kann als hinreichend genau betrachtet werden. Verschiedene Untersuchungen deuten darauf hin, dass die Struktur eines normierten Wärmelastganges bei Wohngebäuden nahezu unabhängig vom Wärmedämmstandard oder der Gebäudegröße ist. Diese Parameter beeinflussen wesentlich mehr die Höhe des jeweiligen Jahreswärmebedarfes (vgl. z.B. [Bokämper 2002]). Insofern wird entsprechend des jeweiligen Jahreswärmebedarfes ein skaliertes Wärmeprofil verwendet. Eine ähnliche Vorgehensweise wird hierzu beispielsweise auch in [VDI 2007] vorgeschlagen.

6.1.3 Technische Parameter von KWK-Anlagen

Die wichtigsten technischen Parameter der KWK-Anlagen stellen die jeweilige Wärme- und Stromausbeute, sowie der Brennstoffnutzungsgrad und die Stromkennzahl dar. Die in Kapitel 3.3 im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung untersuchten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von $5,5 \text{ kW}_{el}$ bzw. 48 kW_{el} werden nun mit den in Tabelle

5 dargestellten technischen Parametern modelliert (vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.1). Die verwendeten technischen Parameter repräsentieren die techno-ökonomischen Charakteristika derzeit marktverfügbarer KWK-Anlagen dieses Leistungsbereiches. Es handelt sich um erdgasbasierte Motoraggregate, welche entsprechend der energetischen Mehrfamilienhäusercharakteristik für eine Endenergieversorgung in Frage kommen.

Die größere KWK-Anlage mit einer Nennleistung von 48 kW_{el} kann bis zu einer unteren Grenze von 25 kW_{el} leistungsmodulierend betrieben werden. Es wird angenommen, dass dieser Teillastbetrieb mit einer Verschlechterung der Stromausbeute verbunden ist (vgl. Kapitel 5.4.4.2). Für die kleine KWK-Anlage existiert die Option eines leistungsmodulierenden Betriebes nicht, sodass diese entweder ein- oder ausgeschaltet ist. Ein beliebig häufiges An- und Ausschalten pro Tag sollte jedoch im Hinblick auf den zunehmenden Anlagenverschleiß vermieden werden. Insofern wird bei der bei der Anlagenmodellierung eine Mindestbetriebs- bzw. Mindeststillstandszeit von jeweils einer Stunde vorgesehen. Entsprechend des jeweiligen thermischen Maximalbedarfes ergeben sich für die Anwendbarkeit der Anlagen in den Mehrfamilienhäusern die in Tabelle 11 dargestellten Varianten mit den thermischen Auslegungsgraden.

Tabelle 11: Thermischer Auslegungsgrad bei den Mehrfamilienhaustypen

	Thermischer Auslegungsgrad	KWK-Anlage 48 kW_{el}	KWK-Anlage $5,5 \text{ kW}_{el}$
MFH-Typ 1	38%	1	-
MFH-Typ 2	42%	1	-
MFH-Typ 3	21%	-	1
MFH-Typ 4	40%	-	2

Quelle: Eigene Darstellung

Bei den modellierten Anlagen handelt es sich um wärmegeführte Aggregate, die nicht auf die thermische Maximallast ausgelegt werden, um ausreichend hohe Jahresbenutzungsstunden zu erreichen (vgl. Kapitel 3.2.3). Der Anteil der jeweiligen Maximallast auf den die Anlagen thermisch ausgelegt sind wird hier mit dem thermischen Auslegungsgrad bezeichnet. Für die Gebäudetypen MFH 1 und MFH 2 wird die KWK-Anlage mit 48 kW_{el} und 97 kW_{th} modelliert. Bei den Wärmemaximallasten der Gebäudetypen ergibt sich damit ein thermischer Anlagenauslegungsgrad von 38% für MFH-Typ1 bzw. 42% für MFH-Typ 2. Für die Gebäudetypen MFH 3 und MFH 4 werden KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von $5,5 \text{ kW}_{el}$ und einer thermischen Leistung von $12,5 \text{ kW}_{th}$ modelliert. Für den unsanierten Altbau werden aufgrund des höheren Jahreswärmebedarfes 2 kleine KWK-Anlagen vorgesehen. Mit diesen zwei Anlagen ergibt sich für Gebäudetyp MFH 4 ein thermischer Gesamtanlagenauslegungsgrad von 40%. Für den sanierten Altbau wird eine kleine KWK-Anlage modelliert, was zu einem thermischen Anlagenauslegungsgrad von 21% führt. Zudem ergeben die 2 kleinen KWK-Anlagen beim MFH-Typ 4 einen zusätzlichen Freiheitsgrad bei der Betriebsführung, da diese je nach Wärmenachfrage in modularer Betriebsweise einzeln oder zusammen betrieben werden können.

6.1.4 Technische Parameter von Zusatzheizkesseln

Da die KWK-Anlagen nicht auf die thermische Maximallast ausgelegt werden, muss ein Zusatzaggregat zu den Spitzenlastzeiten den Restwärmebedarf abdecken. Es wird bei allen betrachteten Mehrfamilienhäusern davon ausgegangen, dass ein Zusatzkessel als zweite Versorgungstechnologie zur Verfügung steht. Die technischen Parameter der modellierten Zusatzkessel für die einzelnen Gebäude sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Technische Parameter der Zusatzkessel

		Zusatzkessel Typ 1	Zusatzkessel Typ 2	Zusatzkessel Typ 3	Zusatzkessel Typ 4
thermische Leistung	[kW _{th}]	140	120	50	30
thermischer Wirkungsgrad	[%]	95	95	90	90
MFH-Typ 1		x			
MFH-Typ 2			x		
MFH-Typ 3				x	
MFH-Typ 4					x

Quelle: Eigene Darstellung

Entsprechend der energetischen Gebäudewärmebedarfscharakteristik unterscheiden sich die thermisch benötigten Leistungen der Zusatzkessel. Für die beiden großen Mehrfamilienhaustypen MFH 1 und MFH 2 werden größere Zusatzkessel mit 140 kW_{th} bzw. 120 kW_{th} modelliert. Für Mehrfamilienhaustyp MFH 3 und MFH 4 können entsprechend der geringeren thermischen Spitzenlast kleinere Zusatzkessel mit jeweils 50 kW_{th} vorgesehen werden. Die unterschiedlich großen Zusatzheizkessel unterscheiden sich hinsichtlich des thermischen Wirkungsgrades. Es wird angenommen, dass die größeren Zusatzheizkessel einen thermischen Wirkungsgrad von 95% und die kleineren einen thermischen Wirkungsgrad von 90% haben.

6.1.5 Technische Parameter von Wärmespeichern

Die Frage nach der optimalen Speicherauslegung kann nicht pauschal beantwortet werden, da diese jeweils im Zusammenhang mit der Auslegung des gesamten Systems beantwortet werden muss. Allein die verschiedenen Einflussparameter, die eine optimale Speicherauslegung beeinflussen, gestalten dieses Problem äußerst komplex. Grundsätzlich müssen die Wärmespeicher entsprechend der Lade- und Entladeleistungen so ausgelegt werden, dass sie für die installierten KWK-Anlagen ausreichend dimensioniert sind. Das heißt, dass die Ladekapazitäten ausreichend sein müssen, um den jeweiligen maximalen thermischen Output der KWK-Anlagen aufzunehmen. Gleichzeitig muss die Abdeckung des Warmwasser- und Heizwärmebedarfes im Zusammenspiel mit den anderen Systemkomponenten ganzjährig sichergestellt werden. Die im Modell gewählte Auslegung der Speicherkapazität ermöglicht jeweils in Abhängigkeit des Ladezustandes eine minimale Betriebszeit der KWK-Anlagen von 1-2 Stunden.

Die jeweiligen Wärmespeicherkapazitäten sind in Tabelle 13 dargestellt. Entsprechend der Gebäudewärmebedarfe und der thermischen KWK-Anlagenoutputs wurde eine Unter-

scheidung hinsichtlich der speicherbaren Wärmemenge getroffen. Für den Mehrfamilienhaustyp 1 wurde der größte Speicher modelliert, da dieses Gebäude annahmegemäß die größte Anzahl an Bewohnern und demzufolge auch den höchsten Jahreswärmebedarf aufweist.

Tabelle 13: Technische Parameter der Wärmespeicher

	Speicher Typ 1	Speicher Typ 2	Speicher Typ 3	Speicher Typ 3
Speicherkapazität [kWh _{th}]	220	120	80	95
MFH-Typ 1	x			
MFH-Typ 2		x		
MFH-Typ 3			x	
MFH-Typ 4				x

Quelle: Eigene Darstellung

In ähnlicher Weise wurde die Speicherdimensionierung - abgeleitet aus den energetischen Gebäudecharakteristika und den jeweiligen KWK-Anlagen - für die anderen Gebäude vorgenommen. Es wurde dabei darauf geachtet, dass mit der Pufferung der Wärme die Möglichkeit zur Entkopplung von Wärmeoutput aus den KWK-Anlagen und Gebäudewärmenachfrage auch in saisonalen Zeiträumen mit geringer Wärmenachfrage besteht.

6.1.6 Parameter von Energiebezugsverträgen

Die Energiebezugsverträge werden unterschieden in den Erdgas- bzw. Elektroenergiebezugsvertrag für die KWK-Anlagenbetreiber und den Elektroenergiebezugsvertrag für den Kommunalversorger. Die angenommenen Preise für die KWK-Anlagenbetreiber sind in Tabelle 14 dargestellt. Der Erdgasbezugsvertrag sichert die Brennstoffversorgung der KWK-Anlagen und der Zusatzheizkessel. Hier werden zwei unterschiedliche Erdgaspreise angenommen, da die KWK-Anlagen bei Erreichen des notwendigen Jahresnutzungsgrades den Mineralölsteueranteil erlassen bekommen (vgl. Kapitel 2.2.3).

Tabelle 14: Parameter für Energiebezugsverträge

		Ergasbezug für Zusatzkessel	Ergasbezug für KWK-Anlagen	Elektroenergiebezug Endverbraucher
Arbeitspreis	[cent/kWh _{el}]	-	-	19,5
Mengenpreis	[€/m ³ _{EG}]	0,69	0,61	-

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an eine Recherche zu Durchschnittspreisen für deutsche Haushalte

Die dargestellten Erdgaspreise beziehen sich auf die bezogene Erdgasmenge gemessen in m³. Sie ergeben sich aus den Endverbraucherpreisen, die im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 3.3.2.2 zum Ansatz gebracht wurden. Der Elektroenergiebezugsvertrag für den lokalen Elektroenergiebedarf der Mehrfamilienhäuser wird als Endverbrauchervertrag mit einem festen Arbeitspreis modelliert. Hier wird ein Arbeitspreis von 19,5 cent/kWh_{el} vorgegeben, der in etwa dem derzeitigen Mittel im deutschen Haushaltsbereich entspricht. Der Elektroenergiebezugsvertrag des Energieversorgers unterscheidet sich von dem Endverbrauchervertrag durch eine leistungsabhängige Komponente (vgl. Kapitel 5.4.4.4). Es wird angenommen, dass im Rahmen des Bezugsvertrages eine

Monatsleistungspreisregelung für den Kommunalversorger gilt. Dies bedeutet, dass sich der zu zahlende Leistungspreis auf die jeweilige Monatsmaximalleistung bezieht. Da es sich beim Kommunalversorger um einen Sondervertragskunden handelt, werden zusätzlich variable Arbeitspreise modelliert. Hierzu wird eine Unterteilung in HT- und NT-Zeit vorgenommen. Infolgedessen ergeben sich über den Tag verteilt unterschiedlich hohe Arbeitspreise, die in dem Modell eine unterschiedliche ökonomischen Wertigkeit einer Kilowattstunde Elektroenergie repräsentieren (vgl. Abbildung 45).

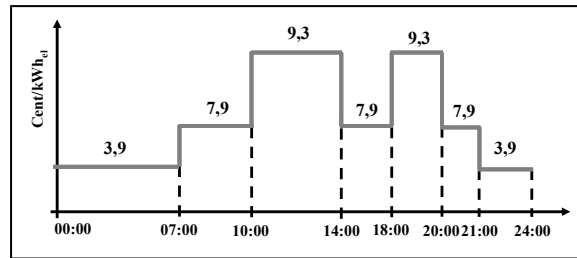


Abbildung 45: Arbeitspreisstruktur des Kommunalversorgers

Quelle: Eigene Darstellung

In den Schwachlastzeiten zur Nachtzeit von 24:00 bis 6:00 Uhr wird ein Arbeitspreis von 3,9 cent/kWh_e angenommen. In den mittäglichen und abendlichen Spitzenlastzeiten verteuert sich die Elektroenergie und kostet 9,3 cent/kWh_e. In den dazwischen liegenden Zeiträumen hat die Elektroenergie in dem Modell eine Wertigkeit von 7,9 cent/kWh_e.

6.1.7 Elektroenergetische Topologie der Szenarien

Die elektroenergetische Modelltopologie für die untersuchten Szenarien ist in der folgenden Abbildung 46 dargestellt. Die schwarzen Kreise stellen die elektroenergetischen Bilanzierungsknoten in den jeweiligen Abbildungsebenen dar (vgl. Kapitel 5.4). Die dargestellten Pfeile zeigen die zulässige Elektroenergieflussrichtung an.

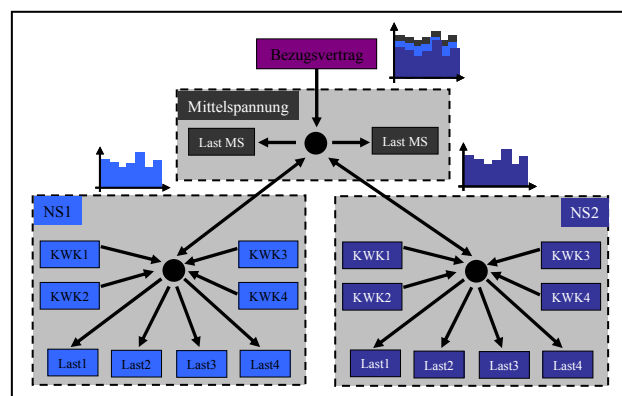


Abbildung 46: Elektroenergetische Topologie für die Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

An den beiden Niederspannungsabgängen NS 1 und NS 2 sind die betreiberfremden KWK-Anlagen und die elektrischen Lasten angeschlossen, welche die jeweilige zeitvariable, elektrische Nachfrage der Mehrfamilienhäuser repräsentieren. Die KWK-Anlagen werden zur Deckung der thermischen Nachfrage wärmegeführt betrieben. Die Elektroener-

giebilanz der lokalen Bilanzierungsknoten in den Niederspannungsabgängen muss in jeder Optimierungsperiode ausgeglichen sein, wobei ein uneingeschränkter Elektroenergie transfer in die Mittelspannungsebene in den Szenarien 1, 2 und 4 zulässig ist. Auf der Mittelspannungsebene stellt die Last MS die verbleibende aggregierte elektrische Nachfrage des gesamten Versorgungsgebietes dar. Der Elektroenergieaustausch zwischen der Mittelspannungs- und den Niederspannungsebenen wird mit den eingespeisten und nachgefragten Leistungen bilanziert. Zur Abdeckung der elektrischen Gesamtnachfrage im Versorgungsgebiet stehen somit die KWK-Anlagen und der Elektroenergiebezugsvertrag des Kommunalversorgers zur Verfügung. Auch die Elektroenergiebilanz des Mittelspannungsbilanzierungsknotens muss in jeder Optimierungsperiode ausgeglichen sein, sodass eine Elektroenergieeinspeisung aus der Mittelspannungs- in die überlagerte Netzebene ausgeschlossen ist. Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen der einzelnen untersuchten Szenarien jeweils kurz beschrieben und die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse ausgewertet.

6.2 Szenario 1 - Lokal geregelte Energiebereitstellung

6.2.1 Beschreibung

Dieses Szenario stellt den Status Quo unter den heutigen Rahmenbedingungen dar. Es wird angenommen, dass der Kommunalversorger keinen Zugriff auf die betreiberfremden KWK-Anlagen in seinen Niederspannungsabgängen hat und die Rückspeisung der Elektroenergie aus der jeweilig lokal optimierten und wärmegeführten Anlagenbetriebsführung resultiert. Das Ziel im lokalen Optimierbereich des jeweiligen KWK-Anlagenbetreibers³ ist die kostenminimale Versorgung der jeweiligen thermischen Nachfrage in den Mehrfamilienhäusern.

Die KWK-Anlagen werden wärmegeführt betrieben und erhalten - unabhängig von elektrischen Netzbetriebszuständen - für den, über den Eigenbedarf hinausgehenden und in das Niederspannungsnetz eingespeisten Anteil einen Vergütungssatz in Höhe von 9,0 cent/kWh_{el}. Der nicht durch die KWK-Anlagen abgedeckte Elektroenergiebedarf der Mehrfamilienhäuser wird aus dem Niederspannungsnetz - zu den in Tabelle 14 dargestellten Endverbrauchertarifen - bezogen. Damit haben die KWK-Anlagenbetreiber die Betriebskosten für Energiewandlungs- und Speicheranlagen auf der Kostenseite und die Einspeisevergütung sowie den vermiedenen Elektroenergiebezug auf der Erlösseite zu berücksichtigen.

Der vermiedene Elektroenergiebezug stellt den Anteil der Elektroenergie aus den KWK-Anlagen dar, der zum Zeitpunkt der Bereitstellung im Mehrfamilienhaus lokal benötigt wird. Er wird mit Endverbraucherpreisen bewertet und hat gegenüber der Einspeisung in das elektrische Versorgungsnetz des Kommunalversorgers eine höhere ökonomische

³ Hiermit ist in allen Szenarios der jeweilige Betreiber der Anlagen in den Mehrfamilienhäusern gemeint.

Wertigkeit für den KWK-Anlagenbetreiber (vgl. hierzu Kapitel 3.3.2.2). Für den Kommunalversorger bemisst sich die Wertigkeit der eingespeisten Elektroenergie etwas anders. Für ihn ist jede eigen genutzte bzw. eingespeiste Kilowattstunde Elektroenergie aus den KWK-Anlagen ein ökonomischer Verlust, da er entsprechend weniger Elektroenergie vermarkten kann. Die ökonomische Wertigkeit der Reduktion der elektrischen Netzlast ergibt sich aus dem reduzierenden Leistungsanteil, den die KWK-Anlagen zur abrechnungsrelevanten Spitzenlast bereitstellen. Dabei ist es für die Leistungskostenermittlung unerheblich, ob der Anteil lokal eigen verbraucht oder eingespeist wird, da in jedem Fall die Gesamtnetzlast reduziert wird.

Der Kommunalversorger verfolgt als rational handelndes Unternehmen - unabhängig von den lokalen Optimierungszielen der einzelnen KWK-Anlagenbetreiber - das Ziel der kostenminimalen Versorgung des gesamten Gebietes mit Elektroenergie. Hierfür steht ihm annahmegemäß nur der Elektroenergiebezugsvertrag zur Verfügung. Somit liegt das einzige Optimierpotenzial in diesem Szenario im Rahmen der vertraglichen Bezugskonditionen, wenn es sich um einen bilateralen Liefervertrag mit einem anderen Versorgungsunternehmen oder Energiehändler handelt. Denn andere Konditionen bei den Netznutzungsentgelten des vorgelagerten Netzbetreibers kann er aufgrund der Unsicherheiten beim Einspeiseverhalten der KWK-Anlagen nicht aushandeln. Dies bedeutet, dass der Kommunalversorger immer die maximale Jahresnetznutzungskapazität vorhalten, und demzufolge auch einkaufen muss. Das Ziel der Untersuchungen zu diesem Szenario ist die modellgestützte Ermittlung der kostenminimalen thermischen und elektrischen Anlagenfahrpläne für die Energiewandlungsanlagen in den Mehrfamilienhäusern unter Berücksichtigung der energetischen Gebäudetyp- und Anlagencharakteristika, der jeweiligen Energiepreise und der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung. Im Ergebnis ergeben die Optimierläufe 96 Anlagenfahrpläne, welche unter den definierten Rahmenbedingungen die kostenminimale Betriebsweise der Anlagen repräsentieren. Die jeweiligen Kosten und Erlöse der Energieversorgung für die einzelnen Mehrfamilienhäuser wurden für jeden einzelnen Typtag ermittelt und auf die resultierenden Jahresgesamtkosten hochgerechnet, entsprechend der angenommenen Typtagverteilung in Tabelle 10.

6.2.2 Ergebnisse

KWK-Anlagenbetreiber:

Die Ergebnisse der einzelnen Optimierläufe für die Mehrfamilienhäuser sind jeweils kostenminimale, thermische und elektrische Anlagenfahrpläne⁴ der lokalen Energieversorgungsanlagen. Beispielhaft sind ein kostenminimaler thermischer und ein elektrischer Fahrplan für einen Sommerwochenendtag des Mehrfamilienhaustyps 1 in Abbildung 47

⁴ Mit Fahrplänen werden nachfolgend die Zeitreihen mit den Leistungswerten der einzelnen Energiewandlungs- und Speicheranlagen auf der Angebotsseite bezeichnet.

und Abbildung 48 dargestellt. Der thermische Fahrplan in der Abbildung 47 zeigt als „negative“ Wärmeleistungskomponente den Wärmebedarf des Mehrfamilienhauses über den gesamten Tag und den Wärmeanteil der KWK-Anlagen, der zur Aufladung des Wärmespeichers verwendet wird. Als „positiver“ Leistungsanteil zum bilanziellen Ausgleich der zeitlich variierenden Wärmenachfrage zeigen die thermischen Fahrpläne die Wärmeoutputs der KWK-Anlagen und der Zusatzkessel sowie den Anteil, der aus dem Wärmespeicher entladen wird. Im wärmegeführten Betrieb ist an dem Sommertypstag kein dauerhafter KWK-Anlagenbetrieb möglich, da die vergleichsweise geringe Wärmenachfrage dies nicht zulässt. Der Wärmespeicher wird in den 4 erkennbaren Anlagenbetriebszeiten über den Tag verteilt mehrfach aufgeladen und der thermischen Nachfrage folgend bis zur nächsten Betriebsperiode der KWK-Anlage wieder entladen.

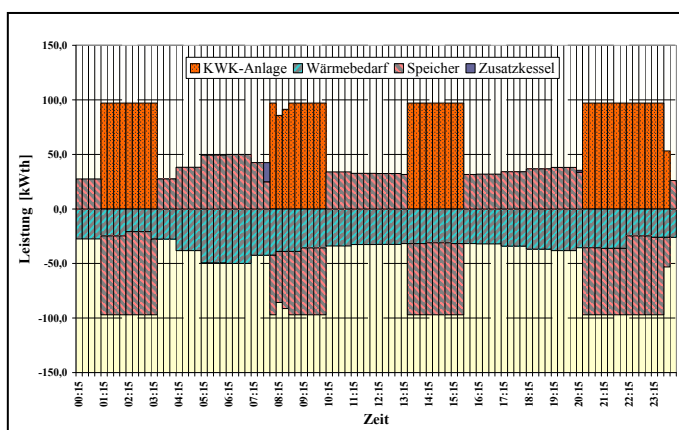


Abbildung 47: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung

Durch den nicht durchgängigen KWK-Anlagenbetrieb ergeben sich auch dementsprechend elektrische Beiträge zum lokalen Elektroenergiebilanzausgleich. Der elektrische Fahrplan des Sommerwochenendtags ist für den Mehrfamilienhaustyp 1 in Abbildung 48 abgebildet.

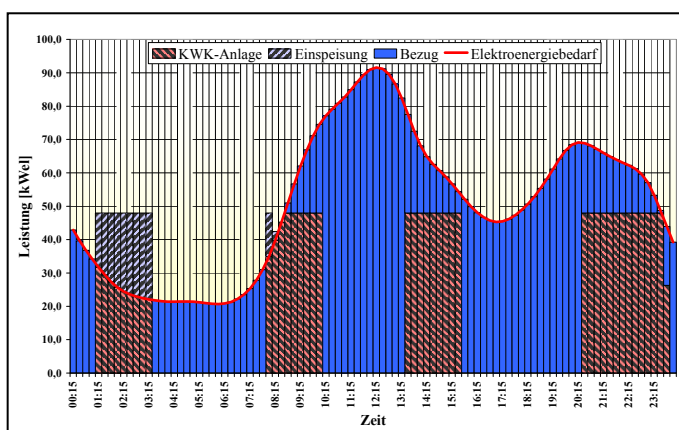


Abbildung 48: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung

Die rote Linie bildet den Elektroenergiebedarf des Mehrfamilienhauses ab. Dem wärmegeführten KWK-Anlagenbetrieb entsprechend, ergibt sich der jeweilige Elektroenergieoutputanteil. Der eigen verbrauchte Anteil wird in dem Diagramm durch die rot schraffierten

Säulen unter der Elektroenergienachfragekurve dargestellt. Der Anteil, der in das elektrische Verteilnetz zurückgespeist wird, entspricht den blau schraffierten Säulen über der Elektroenergienachfragekurve. Der Elektroenergieanteil, der aus dem Verteilnetz bezogen wird, wird durch die verbleibende blaue Fläche unter der roten Nachfragerkurve abgebildet.

Im Unterschied zu dem dargestellten Sommertyp tag ergeben sich an einem Wintertyp tag aufgrund des zusätzlichen Heizwärmebedarfes wesentlich längere Anlagenbetriebszeiten (vgl. Abbildung 49). An den Wintertyp tagen werden die KWK-Anlagen aufgrund der Wärmeleistungsleistung bei allen Mehrfamilienhäusern nahezu durchgängig betrieben. Dies ist im Hinblick auf die Erreichung wirtschaftlicher Jahresbenutzungsstunden auch notwendig (vgl. hierzu Kapitel 3.3). Der verbleibende Wärmeanteil, der in den Spitzenlastzeiten nicht durch KWK-Anlage und Wärmespeicher abgedeckt werden kann, wird durch den Zusatzkessel bereitgestellt (grau hinterlegter Anteil).

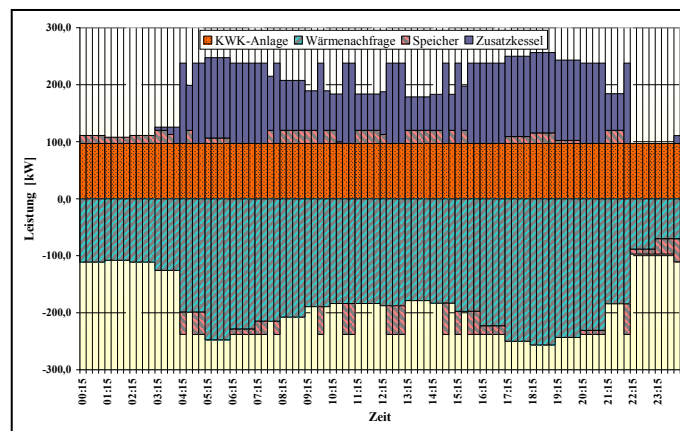


Abbildung 49: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei lokaler Optimierung

In Abbildung 50 ist die Kosten- und Erlössituation aller Mehrfamilienhäuser in dem Versorgungsgebiet für den Sommertyp tag bei einer wärmegeführten Anlagenbetriebsweise nach rein lokalen Optimierungskriterien dargestellt.

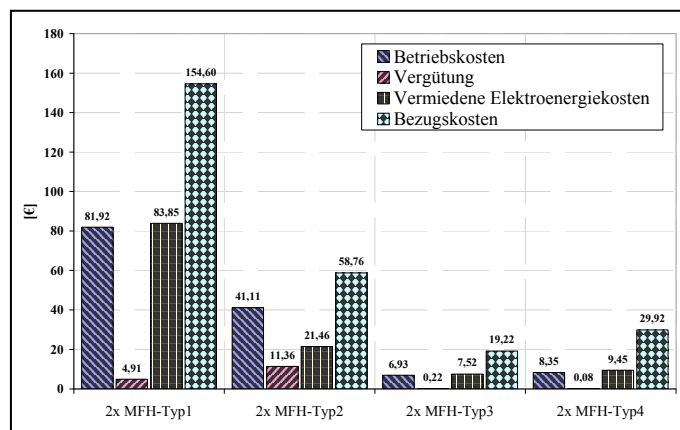


Abbildung 50: Kosten- und Erlösdarstellung bei wärmegeführter Betriebsführung an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung

Das Diagramm zeigt die, sich bei dieser Betriebsführung ergebenden, Betriebskosten, die Elektroenergiebezugskosten, den Vergütungsanteil und die vermiedenen Elektroenergie-

kosten für die einzelnen Mehrfamilienhaustypen. Unter die Betriebskosten werden die Anlagenbetriebskosten der KWK-Anlagen und der Zusatzheizkessel zusammengefasst. Je nach Mehrfamilienhaustyp ergeben sich für die Betriebsführungs- und Elektroenergiebezugskosten, sowie für die Einspeisevergütung und die vermiedenen Elektroenergiekosten unterschiedlich hohe Anteile. Diese Anteile resultieren aus der unterschiedlichen energetischen Nachfragecharakteristik der Mehrfamilienhäuser und den verschiedenen Energieversorgungsanlagen.

Diese Berechnungen wurden für alle Typtage der einzelnen Mehrfamilienhäuser vorgenommen. Zur Ermittlung der Jahresgesamtkosten und Erlöse wurden die Kosten und Erlöse der einzelnen Typtage mit der in der Tabelle 10 dargestellten Typtageanzahl multipliziert. Somit lassen sich die jeweiligen Jahreskosten- und Erlöse für die einzelnen Typtage je Mehrfamilienhaus für ein Jahr berechnen. Für den Sommertyp sind die anteiligen Jahreskosten der Mehrfamilienhaustypen beispielhaft in der Abbildung 51 dargestellt. Da annahmegemäß in dem modellierten Versorgungsgebiet von jedem Mehrfamilienhaustyp jeweils zwei vorkommen, werden die Gesamtkosten aller Mehrfamilienhäuser analog für jeden Typtag entsprechend aufsummiert.

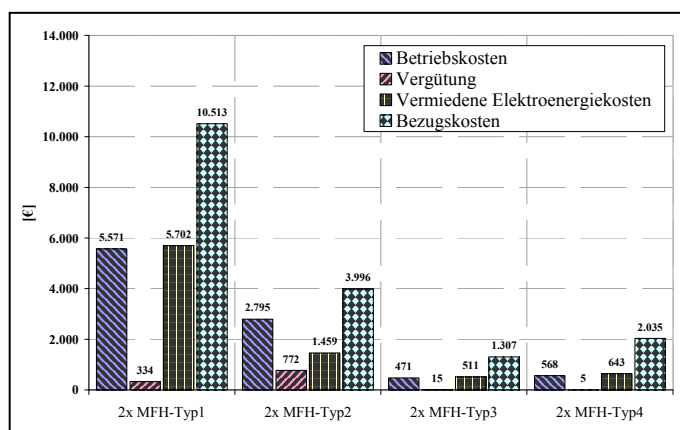


Abbildung 51: Jahreskosten- und Erlösdarstellung bei wärmegeführter Betriebsführung an den Sommerwochenenden bei lokaler Optimierung

Die summierten Jahreskosten und Erlöse für alle Mehrfamilienhäuser und aller Typtage sind als Ergebnis für den lokalen Optimierbereich in der Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Jahreskosten- und Erlöse bei lokal optimierter Betriebsweise

	2x MFH-Typ1	2x MFH-Typ2	2x MFH-Typ3	2x MFH-Typ4
Betriebskosten	110.719 €	83.403 €	18.683 €	23.128 €
Bezugskosten	112.405 €	31.449 €	12.094 €	16.280 €
Vergütung	4.391 €	18.828 €	512 €	956 €
Vermiedener Elektroenergiebezug	97.013 €	39.010 €	11.392 €	18.297 €

Diese Jahreskosten ergeben sich, wenn die jeweiligen Energiewandlungsanlagen lokal optimiert betrieben werden. Da der Elektroenergiebezug der Mehrfamilienhäuser und die Brennstoffversorgung der Energiewandlungsanlagen definitionsgemäß keiner zeitlich tarifären Struktur unterworfen sind, wird der Anlageneinsatz allein durch den jeweiligen Wärmebedarf und die Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten der Anlagen bestimmt. Die

ermittelten Fahrpläne sowie die dazugehörigen Kosten- und Erlösstrukturen stellen die Vergleichsbasis für die weiteren Szenarien im lokalen Optimierbereich der Mehrfamilienhäuser dar.

Kommunalversorger:

In der folgenden Abbildung 52 ist der elektrische Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes für den Sommerwochenendtag dargestellt. Als „negativer“ Anteil in dem Diagramm ist die gesamte elektrische Netzlast abgebildet. Der rote positive Bilanzanteil stellt den vertraglich geregelten externen Elektroenergiebezug des Kommunalversorgers zur Deckung der elektrischen Nachfrage dar. Der kleinere blaue Anteil repräsentiert die elektrische Leistung, welche von den wärmegeführten KWK-Anlagen zur Reduktion der Gesamtnetzlast in den jeweiligen Verteilnetzbereichen beigetragen wird.

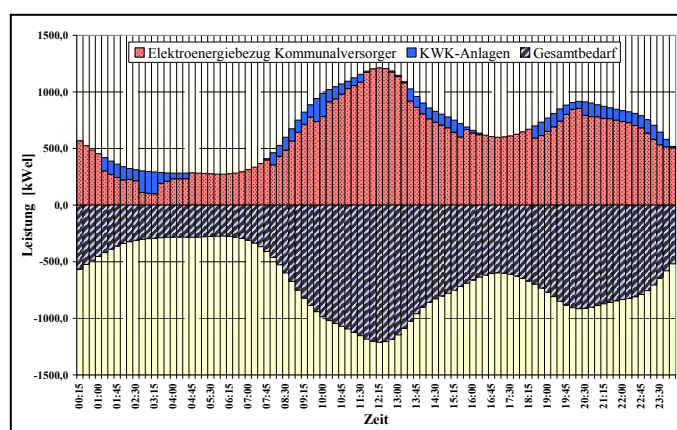


Abbildung 52: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung

In der folgenden Abbildung 53 ist die elektrische Leistungsbilanz des gesamten Versorgungsgebietes für einen Winterwochenendtag dargestellt.

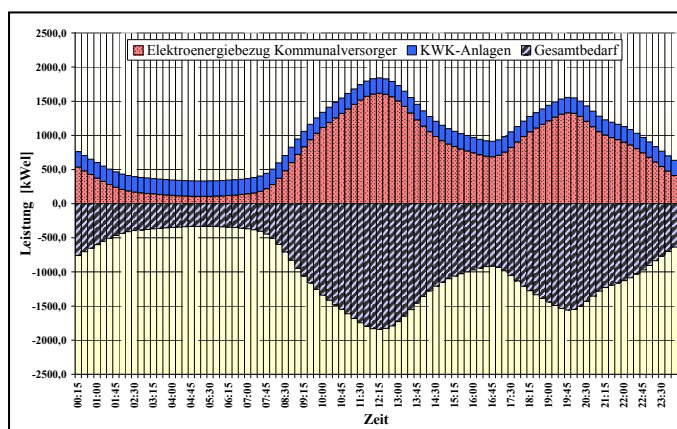


Abbildung 53: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes an einem Winterwochenendtag bei lokaler Optimierung

Im Unterschied zum Sommerwochenendtag werden die KWK-Anlagen den ganzen Tag betrieben, was an dem blau dargestellten Leistungsbeitrag zu erkennen ist. Je nach Typtag und lokaler Anlagenbetriebsführung nimmt das Betriebsverhalten also unterschiedlich

starken Einfluss auf die gesamte elektrische Leistungsbilanz und damit auf die gesamtkostenrelevante Spitzenlast. Der Spitzenlastanteil geht in die zu zahlenden Leistungskosten des Kommunalversorgers ein. Geht man von der getroffenen Annahme einer Monatsleistungspreisregelung aus, so würden sich in diesem Szenario bei reiner lokaler KWK-Anlagenregelung die in Abbildung 54 dargestellten monatlichen Leistungskosten ergeben, wenn an den Tagen das monatliche Leistungsmaximum auftreten würde.

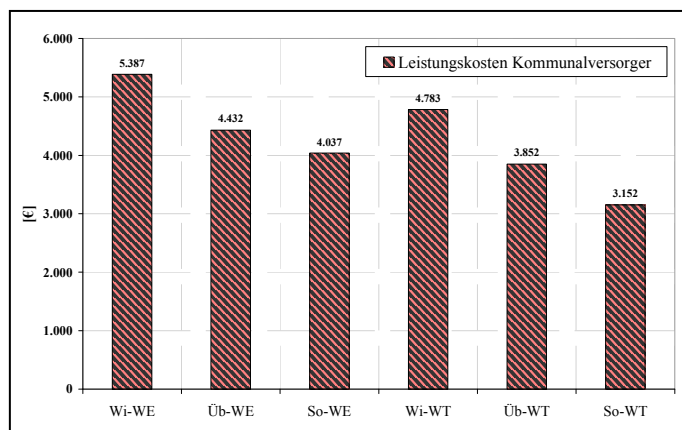


Abbildung 54: Leistungskosten des Kommunalversorgers unter Berücksichtigung des Elektroenergiebeitrages der KWK-Anlagen bei lokaler Optimierung

Es ist zu erkennen, dass erwartungsgemäß an den Wintertypen die höchsten Leistungskosten auftreten, da hier der elektrische Bedarf in dem Versorgungsgebiet und damit die Gesamtnetzlast am größten sind. Umgekehrt ergeben sich in diesem Szenario für den Kommunalversorger an den Sommertypen die geringsten Leistungskosten, da an diesen Tagen die elektrische Nachfrage geringer ist.

Da der Kommunalversorger in diesem Szenario gemäß Definition keine Kenntnis von den Betriebszuständen der KWK-Anlagen und auch keinen Anlagenzugriff hat, muss er Netzanschlusskapazität beim vorgelagerten Netzbetreiber im vollen Umfang der zu erwartenden Bezugsleistung einkaufen. Zudem besteht in dieser Situation nicht die Möglichkeit das KWK-Anlagenpotenzial für übergeordnete Optimierzwecke zu verwenden, da diese lokal optimiert werden. Insofern hat in diesem Szenario der Kommunalversorger auch keine Möglichkeit das elektrische Optimierpotenzial, welches sich aus einer zeitlich begrenzten Abweichung vom lokalen wärmegeführten KWK-Anlagenbetrieb ergäbe, zur Gesamtkostenreduzierung einzusetzen.

Zusammenfassung:

Dieses Szenario stellt den Status Quo der heutigen Situation dar. Die Untersuchungen wurden unter den heutigen Rahmenbedingungen mit den getroffenen Annahmen zu Energiepreisen und geltendem Einspeisvergütungssatz durchgeführt. Es wurde untersucht, wie die kostenminimalen Anlagenfahrpläne bei einer lokalen, wärmegeführten Betriebsweise aussähen und welche Jahresgesamtkosten- und Erlöse sich daraus für die Energieversorgung der Mehrfamilienhäuser und den Kommunalversorger ergeben.

Zudem wurde aufgezeigt, welche Auswirkungen die lokal geregelten KWK-Anlagen auf die Kosten- und Erlösstruktur der Energieversorgung des gesamten Gebietes haben können. Da in diesem Szenario der Kommunalversorger keinen Anlagenzugriff hat, kann er das Potenzial nicht zur Optimierung der Gesamtversorgung einsetzen. Insofern muss er die notwendige elektrische Leistung und elektrische Energie zur Nachfrageabdeckung des gesamten Gebietes unabhängig von der jeweiligen lokalen Betriebsführung der KWK-Anlagen beschaffen. Die Ergebnisse zur kostenminimalen Betriebsführung dieses Szenarios dienen als Vergleichsbasis zu den nachfolgenden Szenarios 2 und 3.

6.3 Szenario 2 - Übergeordnet geregelte Energiebereitstellung

6.3.1 Beschreibung

In diesem Szenario wird angenommen, dass der Kommunalversorger in die lokale Anlagenbetriebsführung der fremden KWK-Anlagen eingreifen kann. Dies bedeutet er hat die Möglichkeit die Betriebsführung und den elektrischen Beitrag - unter der Prämisse der lokalen Wärmebedarfsdeckung - zur Verfolgung seiner Optimierungsziele zu verändern. Da die lokale, wärmegeführte Betriebsführung nunmehr nach übergeordneten Optimierungszielen erfolgt, ergeben sich auf der lokalen Optimierungsebene vermutlich Veränderungen in der Kosten- und Erlösstruktur. Infolgedessen wird eine Veränderung der KWK-Anlagenbetriebsführung durch die Eigentümer nur akzeptiert werden, wenn zumindest für eventuelle Kostenerhöhungen bzw. Erlöseinbußen eine monetäre Kompensation durch den Kommunalversorger erfolgt.

Umgekehrt ist dieser Ansatz für den Kommunalversorger nur dann interessant, wenn er seinerseits Kosteneinsparungen bzw. Erlössteigerungen in dem erforderlichen Umfang realisieren kann. Diese Anreize müssen eventuelle Zusatzkosten bzw. geringere Erlöse bei den KWK-Anlagen kompensieren. Erzielbare Einsparpotenziale für den Kommunalversorger bestehen dabei hauptsächlich in der Reduktion der elektrischen Spitzenlast des gesamten Netzbereiches. Die Spitzenlast wird über die zu zahlenden Netznutzungsentgelte der überlagerten Netzbetreiber kostenrelevant.

Die Netznutzungsentgelte setzen sich, gemäß den getroffenen Annahmen, aus einer Arbeitspreis- und einer Leistungspreiskomponente zusammen (vgl. Kapitel 4.4.4.3). Der Leistungspreis wird bei einer Monatsleistungspreisregelung mit der monatlich auftretenden, viertelstündlich gemessenen Spitzenlast bewertet und ergibt den Leistungskostenanteil. Eine Gesamtkostenminimierung kann also durch eine Reduktion der Monatsspitzenlast stattfinden. Das Kosteneinsparpotenzial beim Arbeitspreisanteil ist gegenüber dem Leistungspreisanteil vernachlässigbar und wurde in dem Szenario nicht weiter betrachtet.

Das Hauptziel der Untersuchungen in diesem Szenario war zu ermitteln, wie groß der ökonomische Nutzen für den Kommunalversorger aus einer übergeordnet optimierten Anlagenregelung ist und welche ökonomischen Anreize sich für die Anlagenbetreiber daraus ergeben können.

6.3.2 Ergebnisse

KWK-Anlagenbetreiber:

Die Ergebnisse der einzelnen Optimierläufe mit dem Modell sind jeweils wieder thermische und elektrische Anlagenfahrpläne der lokalen Energieversorgungsanlagen, die aber im Unterschied zu Szenario 1 nicht mehr kostenminimal für die Anlagenbetreiber sind. Beispielhaft sind die, zugunsten der Optimierungsziele des Kommunalversorgers veränderten, thermischen und ein elektrischen Fahrpläne wieder für den Sommerwochenendtag des Mehrfamilienhaustyps 1 (MFH 1) in Abbildung 55 und Abbildung 56 dargestellt.

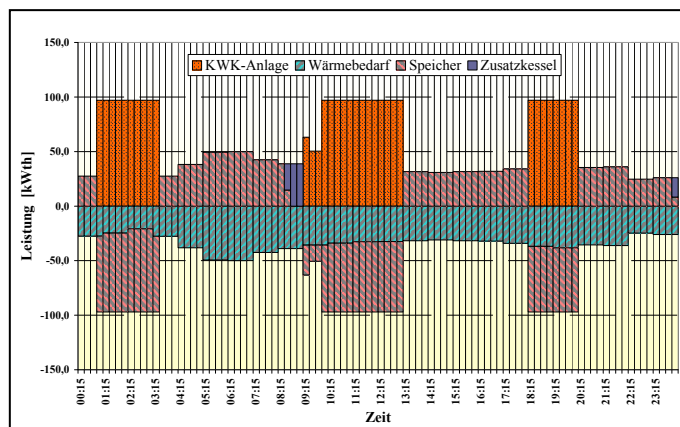


Abbildung 55: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung

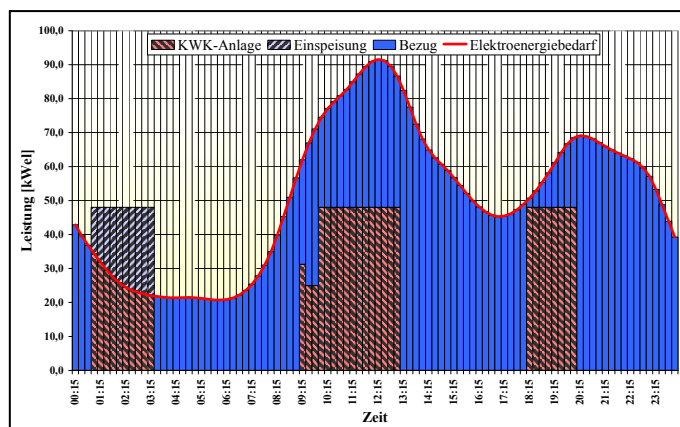


Abbildung 56: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung

Im Vergleich zu den lokal optimierten Fahrplänen zeigen sich deutliche Veränderungen hinsichtlich der Anlagenbetriebsführung. Wenngleich auch hier wiederum die Abdeckung der lokalen thermischen Nachfrage als notwendige Nebenbedingung gilt, so kann unter Nutzung des Wärmespeicherpotenzials eine kurzfristige, stromgeführte Betriebsweise nach übergeordneten Optimierkriterien des Kommunalversorgers erfolgen. Es ist bereits hier erkennbar, dass die KWK-Anlagen im Rahmen der übergeordneten Optimierung zu den täglichen elektrischen Spitzenlastzeiten des Netzbereiches in Betrieb genommen werden. Anders sieht die Situation für die Wintertage aus. Da hier durch den lokal wärmegeführten Anlagenbetrieb der Einsatz der KWK-Anlagen nahezu den gesamten Tag erfolgt, besteht

für den Kommunalversorger lediglich ein geringes, wenn nicht gar vernachlässigbares, Potenzial zur Anlagenregelung (vgl. Abbildung 57). Infolgedessen ergeben sich auch hinsichtlich der Kosten- und Erlösstruktur für die Mehrfamilienhäuser an den Wintertagen keine signifikanten Veränderungen im Vergleich zum Szenario 1.

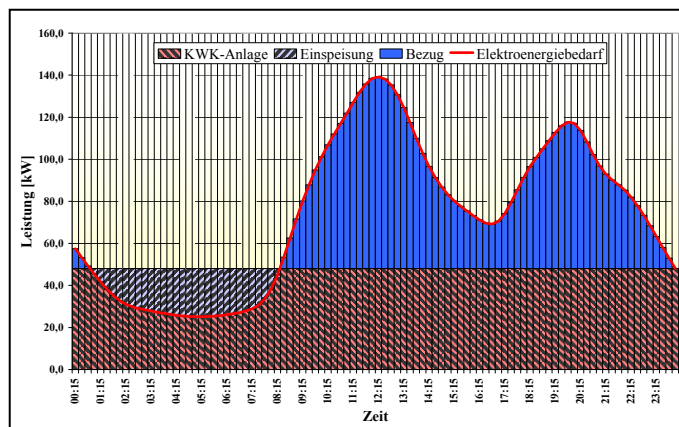


Abbildung 57: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung

Im Vergleich zu den Sommer- und Übergangstypen im Szenario 1, lassen sich jedoch signifikante Veränderungen bei der Kosten- und Erlösstruktur der KWK-Anlagenbetreiber feststellen. Denn unter Ausnutzung des definierten Wärmespeicherpotenzials werden die Anlagen bei übergeordneter Regelung nicht mehr lokal kostenminimal betrieben. Die sich ergebenden Tageskosten- und Erlöse sind in der folgenden Abbildung 58 dargestellt.

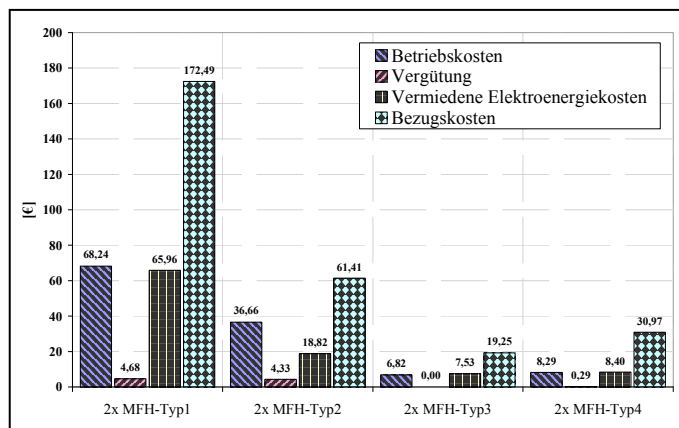


Abbildung 58: Tageskosten- und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung

Auch hier wird wiederum unterschieden zwischen den Kosten des Anlagenbetriebes, den Kosten für den Elektroenergiebezug bei einem Dritten, den Anteil der Vergütung für die eingespeiste Elektroenergie und die vermiedenen Elektroenergiebezugskosten, welche sich aus der Abdeckung des Eigenbedarfes aus den KWK-Anlagen ergeben.

Durch die veränderte Anlagenbetriebsführung ergeben sich signifikante Abweichungen gegenüber der optimalen Kosten- und Erlösstruktur des reinen wärmegeführten Anlagenbetriebes in Szenario 1 (vgl. Abbildung 50). Zur Ermittlung der Jahreskosten- und Erlöse werden die jeweiligen Typtagkosten wieder mit der in der Tabelle 10 dargestellten Anzahl

der Typtage multipliziert. Für den Sommertyp tag sind die gesamten Jahreskosten der Mehrfamilienhaustypen in der Abbildung 59 dargestellt.

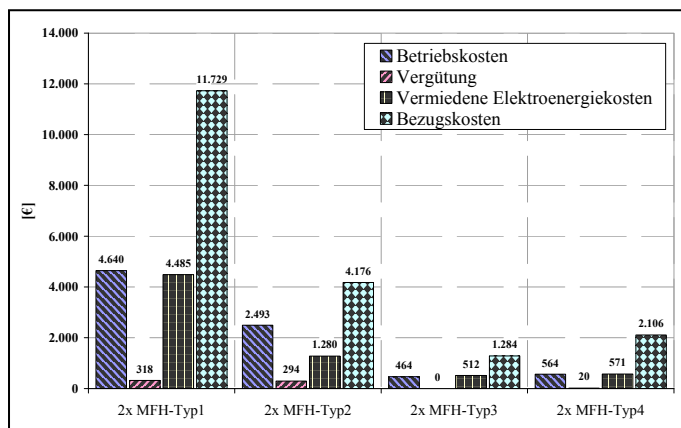


Abbildung 59: Jahreskosten- und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung

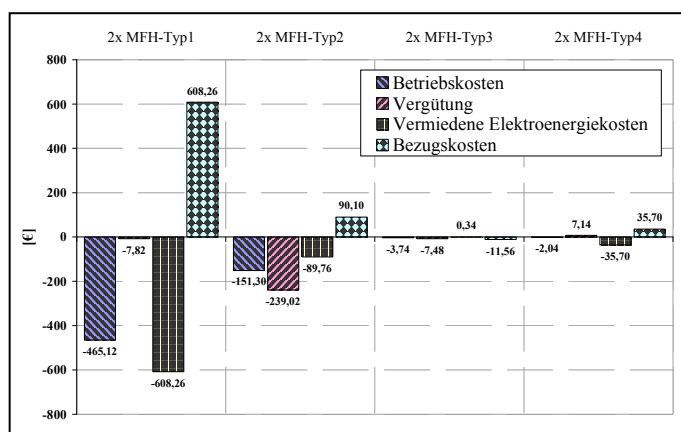


Abbildung 60: Jahreskosten und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung

Die sich ergebenden Veränderungen im Vergleich zum Szenario 1 sind signifikant (vgl. Abbildung 60). Während sich die Betriebskosten, der Vergütungsanteil und die vermiedenen Elektroenergiebezugskosten durch den veränderten Anlagenbetrieb an dem dargestellten Sommerwochenendtag verringern, erhöhen sich die Kosten für den fremd zu beziehenden Elektroenergieanteil. Je nachdem, wie oft der Kommunalversorger an den Typtagen den Anlagenbetrieb verändert, ergeben sich dann die gesamten Jahreskosten- und Erlösabweichungen für alle Typtage des Jahres. Die summierten Jahreskosten- und Erlöse aller Mehrfamilienhäuser und Typtage sind als Ergebnis der Optimierungsrechnungen in der folgenden Tabelle 16 abgebildet.

Tabelle 16: Jahreskosten- und Erlöse bei übergeordnet optimierter Betriebsweise

	2x MFH-Typ1	2x MFH-Typ2	2x MFH-Typ3	2x MFH-Typ4
Betriebskosten	104.697 €	81.897 €	18.659 €	23.108 €
Bezugskosten	119.232 €	32.300 €	12.086 €	16.927 €
Vergütung	4.351 €	16.147 €	442 €	1.064 €
Vermiedener Elektroenergiebezug	90.184 €	41.366 €	11.398 €	17.651 €

Bilanziert man die Kosten- und Erlösbestandteile aller Mehrfamilienhäuser in den Szenarien 1 und 2, so ergeben sich die in Abbildung 61 ersichtlichen Jahresgesamtkosten.

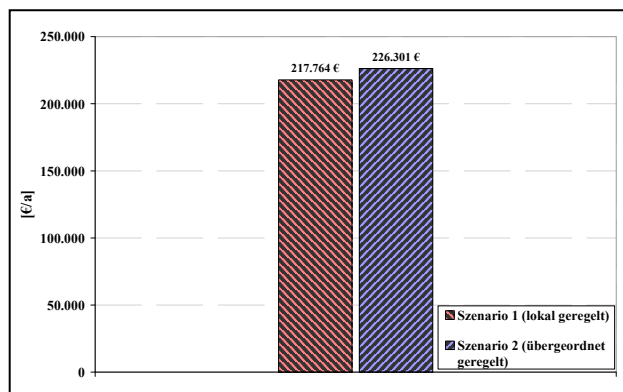


Abbildung 61: Jahresgesamtkosten der Mehrfamilienhäuser in den Szenarien 1 und 2

Es ist zu erkennen, dass bei einer, nach übergeordneten Kriterien optimierten Anlagenbetriebsführung der tägliche Eingriff des Kommunalversorgers zu einer Nettoerhöhung der gesamten Jahreskosten von ca. 8.537 €/a bei den Mehrfamilienhäusern führt. Diese Erhöhung ergibt sich durch die Veränderung der gesamten Kosten- und Erlösstruktur aller Mehrfamilienhäuser durch die Abweichung vom gesamtkostenoptimalen, wärmegeführten Anlagenbetrieb. Hierbei wurde jedoch unterstellt, dass ein regelnder Anlageneingriff an jedem Typtag des Jahres stattfindet. Somit stellen die Kostenabweichungen gewissermaßen eine Obergrenze dar. Erfolgt ein Anlageneingriff nicht an jedem Tag des Jahres, so reduziert sich die Kostendifferenz anteilig entsprechend. Beschränken sich die Eingriffe auf die Sommerwochenendtage, so ergeben sich die in Tabelle 17 dargestellten Jahreskosten.

Tabelle 17: Jahreskosten- und Erlöse bei übergeordnet optimierter Betriebsweise nur an Sommerwochenendtagen

	2x MFH-Typ1	2x MFH-Typ2	2x MFH-Typ3	2x MFH-Typ4
Betriebskosten	109.788 €	83.101 €	18.676 €	23.124 €
Bezugskosten	113.622 €	32.300 €	12.071 €	16.352 €
Vergütung	4.375 €	18.350 €	497 €	970 €
Vermiedener Elektroenergiebezug	95.797 €	38.160 €	11.415 €	18.226 €

Die Unterschiede zum lokal geregelten Betrieb in Szenario 1 zeigt die Abbildung 62.

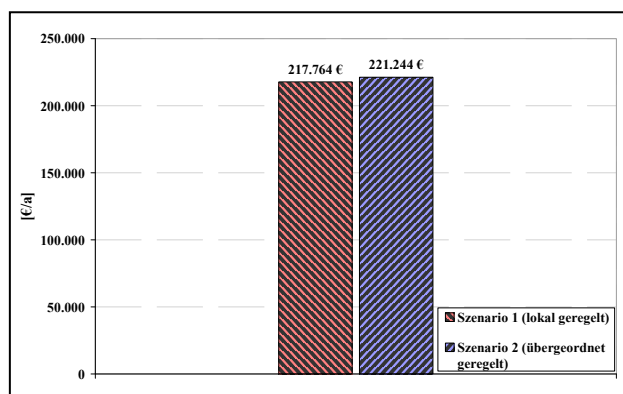


Abbildung 62: Jahresgesamtkosten der Mehrfamilienhäuser in den Szenarien 1 und 2 bei Begrenzung des Anlageneingriffs auf die Sommerwochenendtage

Die Differenz bei den Jahresgesamtkosten beträgt unter den getroffenen Annahmen jetzt in etwa 3.481 €/a. Diesen Kostensteigerungen zur Ausnutzung der Optimierungspotenziale im gesamten Gebiet durch die übergeordnete Regelung müssen mindestens Einsparpotenziale in gleicher Höhe beim Kommunalversorger gegenüberstehen, damit eine solche Form der Anlagenregelung zu rechtfertigen wäre.

Kommunalversorger:

Da die Auslegung der KWK-Anlagen auf die thermische Teillast der Mehrfamilienhäuser erfolgte, um dem Ziel ausreichend hoher Jahresbenutzungsstunden gerecht zu werden, sind sie zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe in der Winterzeit fast durchgängig in Betrieb (vgl. Abbildung 47). Wie bereits dargelegt, ist damit das verbleibende Regel- und Optimierungspotenzial für den Kommunalversorger gering, wenn nicht gar vernachlässigbar. Anders sieht es hingegen in den Übergangs- und den Sommerzeiträumen aus. Aufgrund der viel geringeren thermischen Nachfrage, besteht hier unter Nutzung des lokalen Wärmespeicherpotenzials die Möglichkeit kurzzeitig vom wärmegeführten Anlagenbetrieb in einen stromgeführten überzugehen und damit den elektrischen Anlagenoutput zugunsten der übergeordneten Optimierungsziele des Kommunalversorgers zu beeinflussen. In der folgenden Abbildung 63 ist die elektrische Leistungsbilanz des gesamten Versorgungsgebietes nach der Optimierung für den Sommerwochenendtag dargestellt.

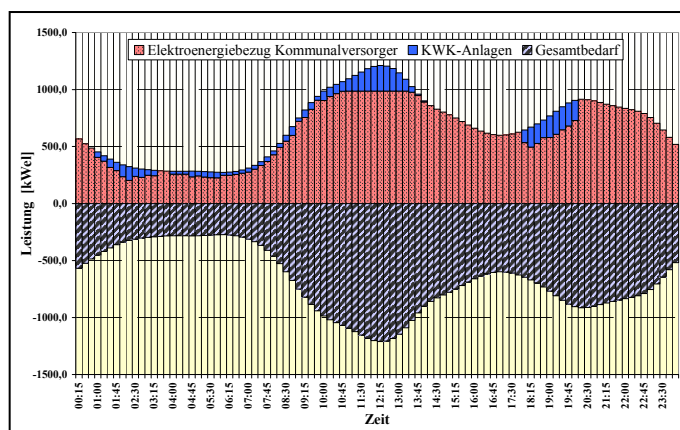


Abbildung 63: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes für den Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung

Es ist erkennbar, dass abweichend vom unregelmäßigen Anlagenbetrieb des Szenarios 1, durch eine übergeordnet kostenoptimierte Anlagenregelung ein gemeinsamer Anlageneinsatz zu Spitzenlastzeiten stattfinden würde. Dies hätte zur Folge, dass sich die Gesamtspitzenlast des Versorgungsgebietes reduziert und die signifikante Leistungsspitze zur Mittagszeit geglättet wird. Die Reduktion der Spitzenlast hat Einfluss auf die Leistungskosten des Kommunalversorgers, da durch diese Form der Anlagenregelung der kostenrelevante Anteil der Netznutzungsentgelte verändert wird.

Geht man wieder von der Monatsleistungspreisregelung aus, so würden sich in diesem Szenario bei übergeordneter KWK-Anlagenregelung die in Abbildung 64 dargestellten

monatlichen Leistungskosten ergeben, wenn an den entsprechenden Typtagen das monatliche Leistungsmaximum auftritt.

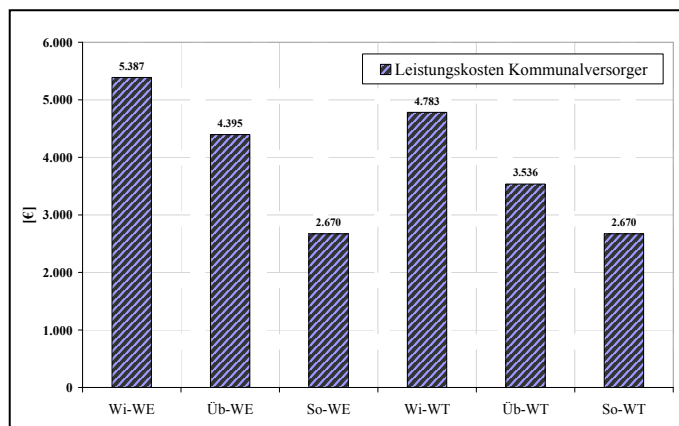


Abbildung 64: Leistungskosten des Kommunalversorgers mit Berücksichtigung des Beitrages der KWK-Anlagen bei übergeordneter Optimierung

Im Vergleich zum Szenario 1 ergeben sich auch hier signifikante Veränderungen (vgl. Abbildung 54). Während bei den Leistungskosten an den Wintertagen aufgrund des durchgängigen KWK-Anlagenbetriebes keine signifikanten Einsparungen realisierbar sind, können an den Sommer- und Übergangstagen im Rahmen des Verlagerungspotenzials Einsparungen bei den Leistungskosten von mehr als 30% erzielt werden. Besonders hoch sind die Kostenreduktionseffekte an den Sommertypentagen. Die erzielbaren Einsparungen bei den Leistungskosten für den Kommunalversorger an einem Sommerwochenendtag sind in Abbildung 65 dargestellt.

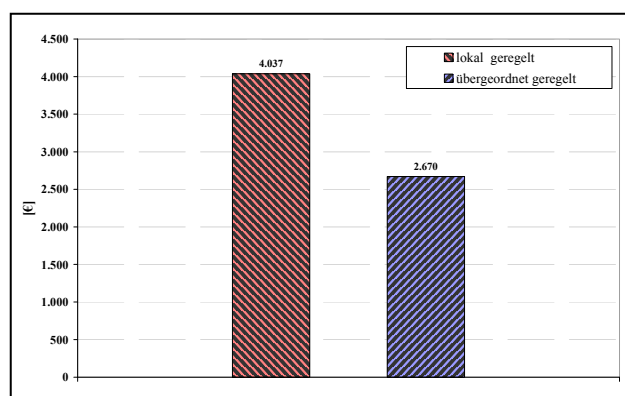


Abbildung 65: Leistungskosten des Kommunalversorgers am Sommerwochenendtag bei lokaler und übergeordneter Optimierung

Es ist zu erkennen, dass bei einer, nach übergeordneten Kriterien optimierten Anlagenbetriebsführung der Einsatz der KWK-Anlagen zu Spitzenlastzeiten zu einer Reduktion Monatsleistungskosten von ca. 1.370 €/Monat führen kann. Hochgerechnet auf den Jahreskostenanteil der Sommermonate ergäbe sich eine Jahresleistungskostenreduktion von etwa 4.100 €/a. In den Übergangsmonaten ergäben sich eine Kostenreduktionsmöglichkeit in Höhe von etwa 1.900 €/a. Da ein geregelter Beitrag der KWK-Anlagen zur Leistungskostenreduktion in den Wintermonaten nicht in Frage kommt, begrenzt sich das maximal zu erreichende Kostenreduktionspotenzial für den Kommunalversorger auf etwa 6.000 €/a.

Dies mag auf den ersten Blick gering erscheinen. In Anbetracht der überschaubaren Anzahl der hier untersuchten KWK-Anlagen ist dies jedoch signifikant. Stellt man diese Einsparungen den Zusatzkosten bei den KWK-Anlagenbetreibern gegenüber, so muss festgestellt werden, dass etwa 70% der Zusatzkosten durch die Leistungskosteneinsparung gedeckt werden können, wenn ein täglicher Anlageneingriff stattfinden würde. Das Einsparpotenzial muss in dieser Situation daher als zu gering eingeschätzt werden. Da die notwendigen Anlageneingriffe aber mitunter nicht jeden Tag stattfinden müssen, stellen die Jahreskosten von ca. 8.537 €/a eine Obergrenze dar. Somit kann es unter Umständen bei weniger häufigen Eingriffen auch zu einer kostendeckenden Betriebsführung in Szenario 2 mit übergeordneter Regelung kommen. Beschränken sich die Anlagenzugriffe auf die Sommertypage, so könnten die Zusatzkosten der Mehrfamilienhäuser in Höhe von 3.481€/a durch die Leistungskosteneinsparung von ca. 4.100 €/a abgedeckt werden.

Zusammenfassung:

Im Szenario 2 wurde angenommen, dass der Kommunalversorger Zugriff auf die Anlagenbetriebsführung der untersuchten KWK-Anlagen hat. Er kann sie somit im Rahmen einer übergeordneten Regelstrategie zur Optimierung des gesamten elektrischen Energieversorgungsbereiches einsetzen. Diese Eingriffe sind mit einer Veränderung der kostenoptimalen Anlagenfahrpläne auf lokaler Ebene verbunden. Um dies zu rechtfertigen, müsste es zu einer signifikanten Verbesserung der Kosten- und Erlössituation im gesamten Versorgungsgebiet kommen, welche es erlaubt mindestens die Zusatzkosten für die KWK-Anlagenbetreiber abzudecken und darüber hinaus zusätzliche ökonomische Anreize zu liefern.

Es konnte für die definierten Rahmenbedingungen gezeigt werden, dass ein möglicher Beitrag der KWK-Anlagen zur Gesamtoptimierung hauptsächlich in der Reduktion der elektrischen Spitzenlast des gesamten Versorgungsgebietes liegt, da sich damit über die vertragliche Leistungskostenkomponente Kostenreduktionen für den Kommunalversorger erzielen lassen. Unter der Annahme des Zugriffrechts bedeutet dies, dass er unter der Prämisse der Abdeckung der lokalen Wärmenachfrage die KWK-Anlagen dann in Betrieb nehmen wird, wenn die elektrische Nachfrage im gesamten Gebiet hoch ist. Ein solches Potenzial ist insbesondere in der Sommer- bzw. Übergangszeit vorhanden, da die KWK-Anlagen aufgrund der geringen Wärmenachfrage nur wenige Stunden pro Tag in Betrieb sind. Im Winter hingegen ist eine gezielte Regelung nur bedingt möglich, da KWK-Anlagen nahezu den ganzen Tag in Betrieb sind. In Anbetracht der hier überschaubaren Anzahl zur Verfügung stehender KWK-Anlagen lässt sich für das untersuchte Szenario nur ein moderates Einsparpotenzial konstatieren. Stellt man diese Einsparungen den zusätzlichen Kosten bei den Anlagenbetreibern gegenüber, so muss konstatiert werden, dass eine Leistungskosteneinsparung nur bei sehr wenigen Eingriffen in die lokale Anlagenregelung erfolgen kann. Das Einsparpotenzial für tägliche Eingriffe über das gesamte Jahr muss in dieser Situation als zu gering eingeschätzt werden. Diese sind zur Spitzenlastreduktion aber auch seitens des Kommunalversorgers nicht notwendig, da er ja nur an wenigen Stunden im Monat, zur Spitzenlastreduktion einen Anlagenzugriff vornehmen müsste.

6.4 Szenario 3 - Ausbauszenario mit übergeordnet geregelter Energiebereitstellung

6.4.1 Beschreibung

Abweichend von der elektroenergetischen Topologie für die Szenarien 1 und 2 wird für Szenario 3 angenommen, dass sich in dem Niederspannungsbereich NS1 die Anschlussquote für kleine KWK-Anlagen stark erhöht hat. In Zeiten geringer elektrischer Nachfrage und zeitgleich hoher lokaler Wärmenachfrage erhöht sich der, in das elektrische Verteilnetz eingespeiste Leistungsanteil aus den KWK-Anlagen signifikant. Dieser Zustand kann sich insbesondere an Wintertagen mit hohem Wärmebedarf aber gleichzeitig geringer elektrischer Niederspannungsnetzlast einstellen. Infolgedessen wird in diesem Szenario angenommen, dass in diesen Betriebsituationen ein Verteilnetzengpass im Niederspannungsabgang NS1 bei zu hohem Rückspeiseanteil auftritt (vgl. Abbildung 66).

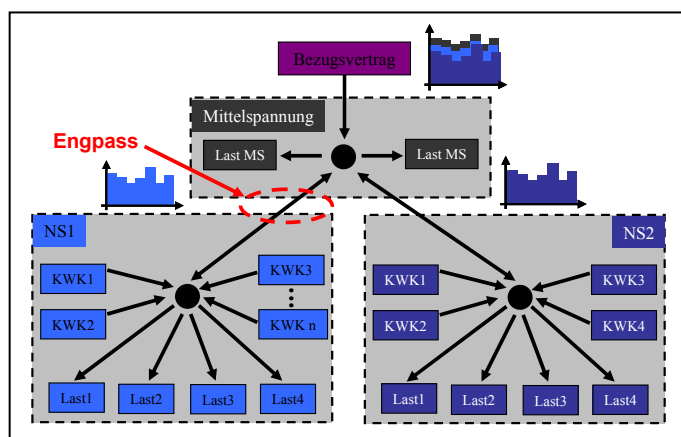


Abbildung 66: Elektroenergetische Topologie für Szenario 3

Die Untersuchungen werden für einen Winterwochenendtag vorgenommen, da es hier, wie dargestellt, durch höhere Einspeisung zu den Netzengpässen kommen kann. Bezüglich des Anlagenzugriffes gelten wieder die Annahmen des Szenarios 2 für den Kommunalversorger, sodass er in den kritischen Verteilnetzsituationen in die lokale Anlagenbetriebsführung eingreifen kann.⁵ Der Netzengpass wird mit einer Wirkleistungsbegrenzung eines Netzbetriebsmittels abgebildet. Der Kommunalversorger steht dann vor der ökonomischen Entscheidung, für die wenigen Stunden des Jahres, an denen der Netzengpass auftritt einen Netzausbau durchzuführen oder aber eine Bewirtschaftung des Engpasses durch veränderte KWK-Anlagenbetriebsführung im Rahmen der Gesamtoptimierung vorzunehmen. Bewirtschaftung bedeutet hier, dass der Kommunalversorger die Anlagenbetriebsführung so vornimmt, dass der Netzengpass zu jeder Tageszeit vermieden werden kann. Regelungs-

⁵ Bei regenerativen Energien sind solche Eingriffe bereits Realität. Beim Netzsicherheitsmanagement wird der Einspeiseanteil von Windenergieanlagen in netzkritischen Situationen verringert (vgl. [Gjardy 2006]).

technisch kann dieses Problem gelöst werden, wenn die kumulierte Einspeiseleistung der Anlagen in den kritischen Stunden begrenzt wird. Dies hätte zur Folge, dass wiederum von der kostenminimalen Anlagenbetriebsführung des ersten Szenarios (ohne Netzengpass) abgewichen wird. In diesem Szenario 3 wird daher untersucht, wie sich eine veränderte lokale Betriebsführung aufgrund einer Einspeisebegrenzung für die KWK-Anlagen auf die Kosten- bzw. Erlösstruktur der KWK-Anlagenbetreiber auswirken würde. Diese Auswirkungen betreffen unter den getroffenen Annahmen die Betriebs- und Elektroenergiebezugskosten sowie den Erlösanteil in Form der gesetzlichen Einspeisevergütung.

Der Anteil der vermiedenen Elektroenergiekosten ist abhängig von der jeweiligen lokalen elektrischen Energienachfrage. Insofern werden hier die Untersuchungen für variierte lokale Nachfragezustände durchgeführt. Hierzu wird ausgehend von der elektrischen Nachfrage der Mehrfamilienhäuser an einem Winterwochenendtag die Nachfrage auf 30% bzw. auf 90% reduziert. Die erste Nachfragereduktion stellt somit die elektrische Schwachlastsituation bei gleichzeitigem KWK-Anlagenbetrieb infolge des thermischen Bedarfes dar. Im zweiten Fall wird die elektrische Nachfrage lediglich um 10% reduziert. Es wird angenommen, dass die Einspeisebegrenzung im Niederspannungsbereich NS1 in beiden Lastsituationen zu einer Begrenzung der zeitgleich einsetzbaren KWK-Anlagenleistung auf 80% der installierten elektrischen Gesamtleistung führt, also auf 90 kW_{el}. Beispielhaft ist die Gesamteinspeisung der KWK-Anlagen bei der definierten Wirkleistungsbegrenzung in Abbildung 67 dargestellt.

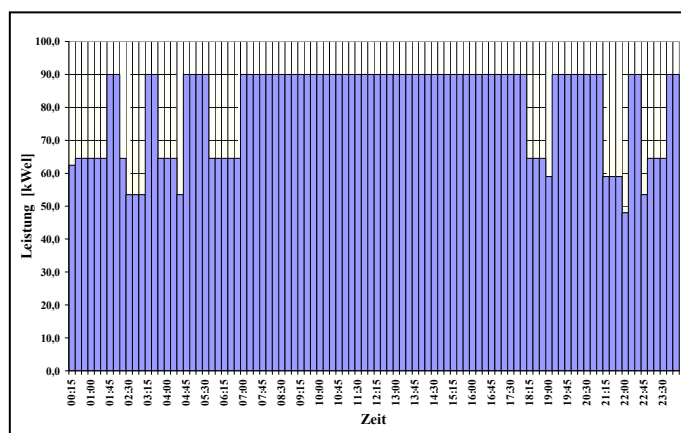


Abbildung 67: Schematische Darstellung der Wirkleistungseinspeisebeschränkung

Es ist zu erkennen, dass die Leistungseinsatzgrenze von 90 kW_{el} zu keiner Tageszeit überschritten wird. Es wird weiterhin angenommen, dass für den Niederspannungsabgang NS2 wieder die getroffenen Annahmen des Szenarios 1 gelten. Hier wird also von der gleichen Anschlussquote bei den KWK-Anlagen ausgegangen und es besteht kein Netzengpass in diesem Versorgungsbereich (vgl. Abbildung 66).

Um die Vergleichbarkeit zwischen den Ergebnissen zu den beiden Niederspannungsabgängen herzustellen, werden die Veränderungen der elektrischen Nachfrage analog im engpassfreien Niederspannungsbereich NS2 vorgenommen. In beiden Fällen werden durch das Modell die kostenminimalen Anlagenfahrpläne für die Niederspannungsbereiche NS1 (mit Netzengpass) und NS2 (ohne Netzengpass) erstellt.

In der nachfolgenden Ergebnisdiskussion wird der Fragestellung nachgegangen, wie sich die - durch den Netzengpass begrenzten - elektrischen Rückspeisungen bei unterschiedlicher lokaler elektrischer Nachfrage auf den Anteil der vermiedenen Elektroenergiekosten auswirken. Ausgehend von einer beispielhaften Betrachtung der veränderten Anlagenfahrpläne, werden die Ergebnisse zu den Kosten und Erlösen für die Mehrfamilienhaustypen der beiden Niederspannungsbereiche miteinander verglichen.

6.4.2 Ergebnisse

KWK-Anlagenbetreiber:

Die von der lokal optimierten Anlagenbetriebsführung abweichenden thermischen Fahrpläne sind in der Abbildung 68 beispielhaft für einen Winterwochenendtag mit elektrischer Lastreduktion auf 30% am Mehrfamilienhaustyp 1 dargestellt.

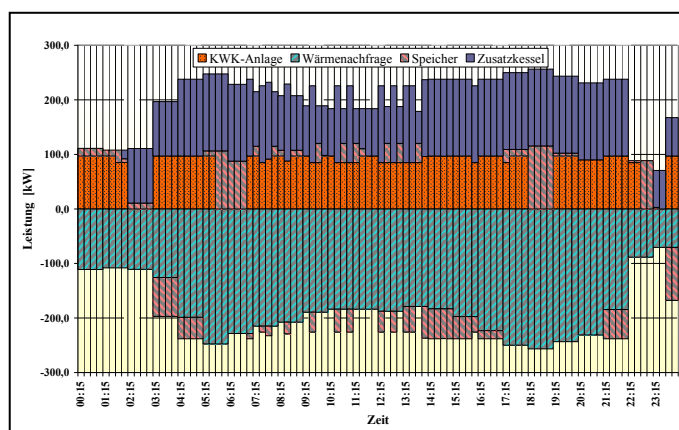


Abbildung 68: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 30% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses

Die thermische Nachfrage gleicht der, die im Szenario 1 angenommenen wurde. Es ergeben sich durch die Verteilnetzrestriktion im Vergleich zu Szenario 1 veränderte Anlagenfahrpläne für die KWK-Anlage und damit auch beim Zusatzkessel und dem Speicher in den Mehrfamilienhäusern dieses Netzbereiches. Während die KWK-Anlagen ohne die Begrenzung den ganzen Tag in Betrieb wären, können durch die Einspeisebegrenzung auf 90 kW_{el} nicht alle KWK-Anlagen dieses Netzbereiches zeitgleich betrieben werden, sodass es zwangsläufig zu kurzzeitigen Abschaltungen der Einzelanlagen über den gesamten Tag kommen muss.

Die bei verminderter Elektroenergienachfrage resultierenden elektrischen Anlagenfahrpläne sind für der Mehrfamilienhaustyp 1 in Abbildung 69 bzw. Abbildung 70 dargestellt. Es ist erkennbar, dass sich je nach angenommener Lastreduktion nur leicht veränderte elektrische Fahrpläne ergeben. Zudem sind - resultierend aus der Lastvariation - die Anteile eigen genutzter bzw. eingespeister Elektroenergie für den dargestellten Mehrfamilienhaustyp verschieden. Die elektrische Lastreduktion hat aus Kostensicht des Kommunalversorgers auf beide Niederspannungsbereiche die gleichen Auswirkungen. Da jedoch im Niederspannungsbereich NS1 der Verteilnetzengpass besteht, ergeben sich aus Sicht der Anlagenbetreiber abweichende Anlagenkosten gegenüber dem Niederspannungsbereich NS2.

Durch den annahmegemäß verminderten elektrischen Nachfrageanteil auf 30% bzw. 90% erhöhen sich der Rückspeiseanteil und der eigen verbrauchte Anteil an Elektroenergie in beiden Niederspannungsbereichen gleichermaßen.

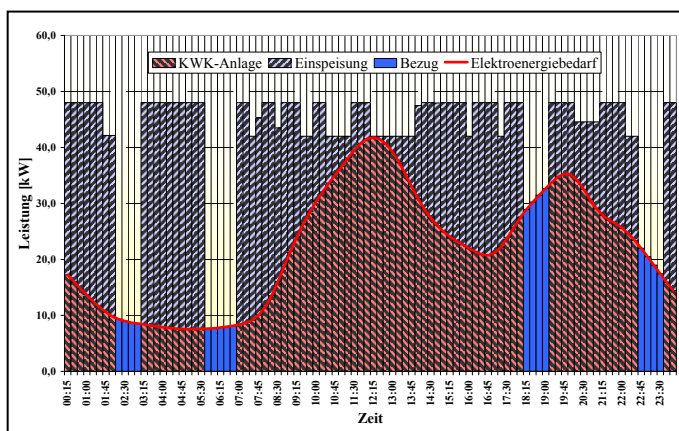


Abbildung 69: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 30% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses

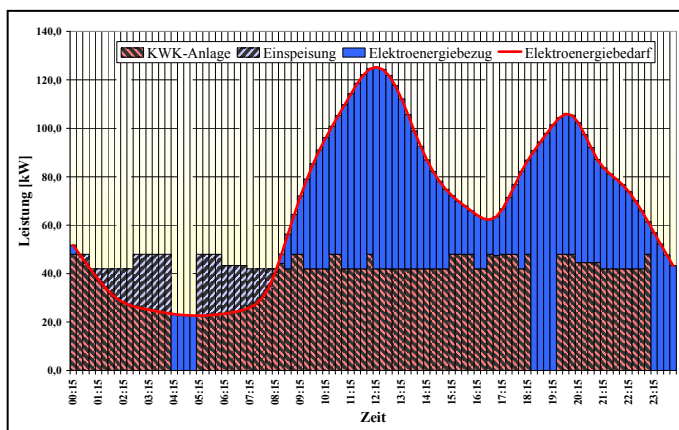


Abbildung 70: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 90% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses

Im Niederspannungsbereich NS2 kann bei einer Lastreduktion auf 30% der elektrische Eigenbedarf vollständig gedeckt werden. Die Bezugskosten für Elektroenergie sind somit in dieser Situation für alle Mehrfamilienhäuser gleich Null bzw. vernachlässigbar gering (vgl. Abbildung 71).

Anders hingegen stellt sich die Situation in Niederspannungsbereich NS1 dar. Aufgrund der zeitlich begrenzten Anlagenabschaltung kann der elektrische Eigenbedarf der Mehrfamilienhäuser nicht mehr vollständig abgedeckt werden. Infolgedessen muss der verbleibende Elektroenergieanteil bezogen werden, was zu höheren Bezugskosten bei den Mehrfamilienhäusern im Niederspannungsbereich NS1 führt. Gleichzeitig ergeben sich aufgrund des verminderten KWK-Anlagenbetriebes etwas geringere Betriebskosten, da die KWK-Anlagen zwar weniger in Betrieb sind, der aber trotzdem bestehende Wärmebedarf in den Stillstandszeiten durch den Speicher bzw. den Zusatzkessel abgedeckt werden muss (vgl. Abbildung 68).

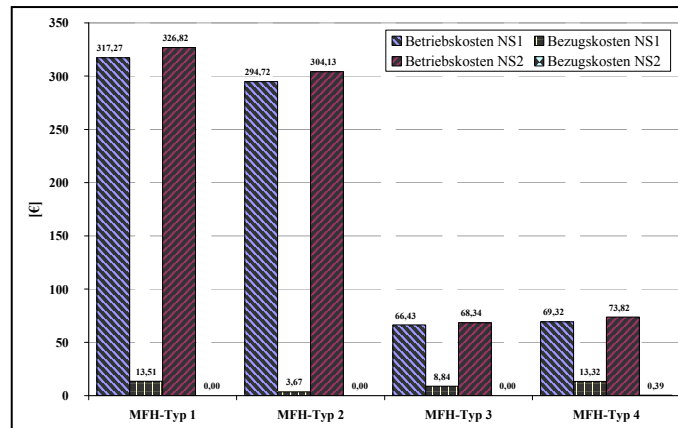


Abbildung 71: Betriebs- und Bezugskostenvergleich in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 30%

Etwas signifikanter sind die Kostenunterschiede in der Situation, wenn eine elektrische Nachfrageabsenkung auf lediglich 90% angenommen wird. Da hier der elektrische Deckungsanteil in beiden Niederspannungsbereichen wesentlich höher ist, fallen die Bezugskostenunterschiede für den untersuchten Wintertag höher aus (vgl. Abbildung 72).

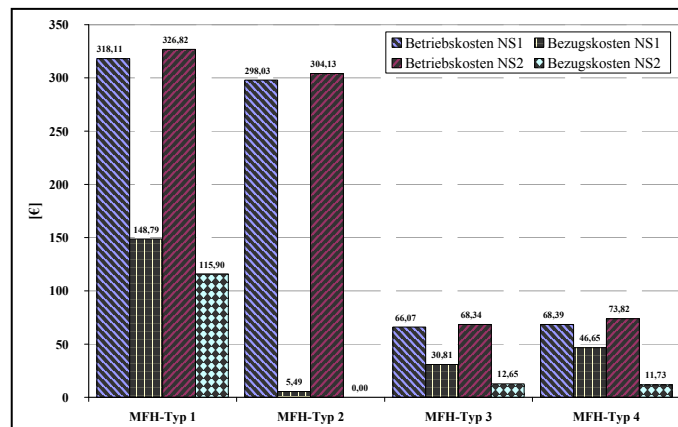


Abbildung 72: Betriebs- und Bezugskostenvergleich in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 90%

Insofern fällt ein Stillstand der KWK-Anlagen durch den Netzengpass sehr viel stärker ins Gewicht. Besonders bei den Mehrfamilienhaustypen 1, 3 und 4 ergeben sich hohe Bezugskostenunterschiede. Unter der Annahme, dass der Verteilnetzengpass im Niederspannungsbereich NS1 an den 34 Winterwochenendtagen des Jahres auftritt (vgl. Tabelle 10), ergeben sich die in Abbildung 73 und Abbildung 74 dargestellten Veränderungen bei den Kosten und Erlösen im Niederspannungsbereich NS1 gegenüber dem Niederspannungsbereich NS2. Die größeren Auswirkungen auf die Kosten- und Erlösstruktur hat die Verteilnetzrestriktion bei einer angenommenen Lastreduktion auf lediglich 90%. Auf der Kosten- und Erlösseite reduzieren sich einerseits bei allen Mehrfamilienhäusern die Anlagenbetriebskosten durch die längeren Stillstandszeiten der KWK-Anlagen. Andererseits erhöhen sich jedoch die Elektroenergiebezugskosten des Niederspannungsbereiches NS1 gegenüber NS2 bei gleicher Lastsituation.

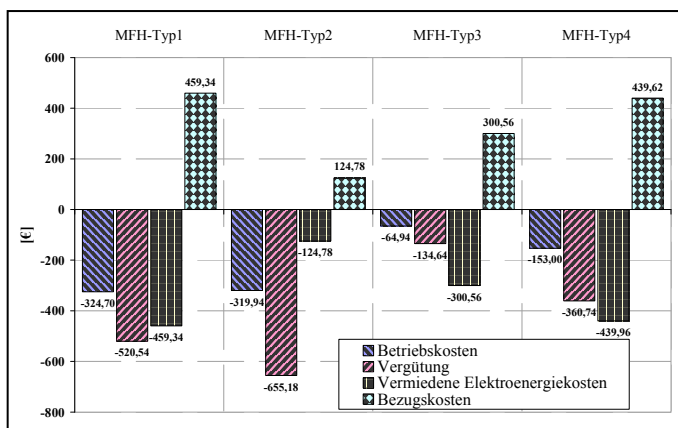


Abbildung 73: Kosten- und Erlösveränderungen in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 30%

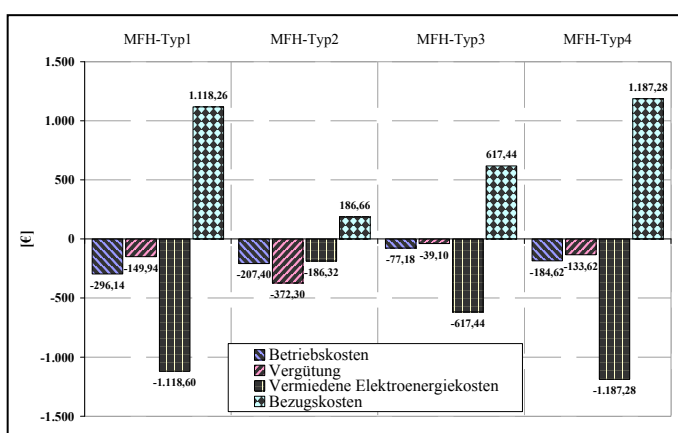


Abbildung 74: Kosten- und Erlösveränderungen in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 90%

Zudem reduzieren sich auf der Erlösseite der Anteil der eigen genutzten Elektroenergie, sowie der Elektroenergieanteil, der zu den Vergütungssätzen in das Verteilnetz zurückgepeist worden wäre. Nach einer Bilanzierung der jeweiligen Kosten- und Erlösseite ergeben sich für die in Tabelle 18 und Tabelle 19 dargestellten Veränderungen der Gesamtkosten für die Mehrfamilienhäuser des Niederspannungsbereiches NS1, die aufgrund des Netzengpasses an den untersuchten Winterwochenendtagen entstehen.

Tabelle 18: Kostenveränderung aller Mehrfamilienhäuser im Niederspannungsbereich NS1 gegenüber NS2 bei einer Lastreduktion auf 30%

Betriebskosten	Bezugskosten	Vergütung	Vermiedener Elektroenergiebezug	Gesamtkostenveränderung
-862,58 €	1.324,30 €	-1.671,10 €	-1.324,64 €	3.457,46 €

Tabelle 19: Kostenveränderung aller Mehrfamilienhäuser im Niederspannungsbereich NS1 gegenüber NS2 bei einer Lastreduktion auf 90%

Betriebskosten	Bezugskosten	Vergütung	Vermiedener Elektroenergiebezug	Gesamtkostenveränderung
-765,34 €	3.109,64 €	-694,96 €	-3.109,64 €	6.148,90 €

Bei einer angenommenen Lastreduktion auf 30% würden sich jährliche Gesamtkosten-erhöhungen von etwa 3.457 €/a für die Mehrfamilienhäuser des Niederspannungsbereiches

NS1 ergeben, wenn aufgrund des Netzengpasses in den lokalen Anlagenbetrieb eingegriffen würde. Bei einer angenommenen Lastreduktion auf 90% wären die Gesamtkostenerhöhungen mit etwa 6.148.€/a wesentlich signifikanter. Es kann somit festgehalten werden, dass der Verteilnetzengpass allein an den untersuchten Winterwochenendtagen zu signifikanten Kostenerhöhungen im betreffenden Niederspannungsbereich führt. In Anbetracht der Szenariorahmenbedingungen wären also dies die jährlichen Kosten, die der Kommunalversorger zur Bewirtschaftung des Netzengpasses aus der veränderten lokalen Betriebsführung berücksichtigen müsste. Diese Kosten wären einer Investition in einen Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung zur Beseitigung des Netzengpasses gegenüberzustellen.

Zusammenfassung:

In dem Szenario wurde angenommen, dass in dem Niederspannungsbereich NS1 aufgrund eines starken Zubaus von KWK-Anlagen, in Zeiten geringer elektrischer Nachfrage und zeitgleich hoher lokaler Wärmenachfrage, der eingespeiste elektrische Leistungsanteil signifikant ansteigt. Zudem wurde unterstellt, dass es in diesem Netzbereich zu einer kritischen Auslastung von Netzbetriebsmitteln kommt, die eine Beschränkung der Wirkleistungsabgabe der KWK-Anlagen auf 80% der gesamt installierten Nennleistung erfordert. Auch hier würde ein Eingriff in die Anlagenbetriebsführung zu einer Abweichung von den kostenminimalen Fahrplänen des Szenarios 1 führen. Im Unterschied zu Szenario 2 wurden hier die zusätzlichen Kosten für die Mehrfamilienhäuser ermittelt, die sich aus dieser Begrenzung ergeben. Der Kommunalversorger steht dann von der Entscheidung den, für wenige Stunden des Jahres auftretenden Netzengpass durch einen Netzausbau zu beheben, oder aber die Regulierung des Engpasses durch eine angepasste Anlagenbetriebsweise vorzunehmen. Anhand eines Winterwochenendtages wurden für verschiedene lokale elektrische Lastzustände die Kostenveränderungen bei den Mehrfamilienhäusern durch den eingeschränkten KWK-Anlagenbetrieb ermittelt.

Es wurde festgestellt, dass der Verteilnetzengpass allein an den untersuchten Winterwochenendtagen zu signifikanten Kostenerhöhungen im betreffenden Niederspannungsbereich führen würde. In Anbetracht der hohen Aufwendungen die für eine Netzverstärkung im kommunalen Verteilnetzbereich anfallen können, könnte ein koordinierter KWK-Anlagenbetrieb zur Vermeidung kritischer Verteilnetzbetriebszustände eine mögliche, kostengünstigere Option darstellen. Dies hängt dann jeweils von den lokalen Netzgegebenheiten und den Aufwendungen zur Behebung des Netzengpasses ab.

6.5 Szenario 4 - Contracting-Szenario

6.5.1 Beschreibung

Dieses Szenario betrachtet die Variante, dass dezentrale KWK-Anlagen zukünftig zusammengefasst zu einem Anlagenverbund (Cluster) in Abhängigkeit der lokalen Versorgungsaufgaben und unabhängig von derzeitigen staatlichen Förderungen an Energiemärkten vermarktet werden könnten (vgl. Kapitel 4.3.1). Zusammen mit anderen dezentralen Energiewandlungsanlagen bilden die KWK-Anlagen dann wirtschaftliche Einheiten, welche über Prognosen und anschließende Einsatzplanung standardisiert gehandelte Produkte an den Marktplätzen anbieten können. Eine solche Form der gemeinsamen Anlagenvermarktung setzt grundsätzlich das ökonomische Interesse mindestens einer Instanz¹ an einem derartigen Geschäftsmodell voraus. Dies könnte dann erwartet werden, wenn sich durch die gemeinsame Vermarktung gegenüber der bestehenden Situation für die Instanz und die Anlagenbetreiber ein wirtschaftlicher Mehrwert erzielen lässt. Dieser Mehrwert muss sich neben der lokalen Vermarktung/ Verwendung von Nutzwärme zusätzlich aus dem Verkauf der Elektroenergie der KWK-Anlagen ergeben.

Aus heutiger Sicht ließe sich die Elektroenergie im Rahmen bilateraler Lieferverträge (z.B. OTC-Verträge) oder aber auch mit standardisierten Produkten an Großhandelsplätzen (z.B. Strombörse EEX) verkaufen². Zukünftig ist die Einrichtung von elektronischen Marktplattformen denkbar, welche den „regionalen“ Handel von kleineren Elektroenergiemengen aus dezentralen Energiewandlungsanlagen ermöglichen und damit die lokale Optimierung der Energieversorgung (also ohne Elektroenergietransport über weite Strecken) durch bedarfsorientiertes Elektroenergieangebot unterstützen. Diese Art der lokal begrenzten Zusammenführung und Optimierung von Energieangebot und Energienachfrage setzt grundsätzlich auch Preissignale für die Energiewandlungsanlagen voraus, welche über entsprechende Kommunikationsinfrastrukturen übermittelt werden müssen (vgl. Kapitel 4.4.4.2). Die Preissignale erfüllen dann, wie auf allen Wettbewerbsmärkten, die Funktion eines Indikators anhand dessen die Produktion - d.h. hier der KWK-Anlageneinsatz - ausgerichtet wird.

Um ein solches Szenario zu untersuchen, wird nachfolgend davon ausgegangen, dass ein Wettbewerber (z.B. Independent Power Producer (IPP), Gasversorger oder ein überregionales Energieversorgungsunternehmen) mit einem Contracting-Geschäftsmodell in den Endkundenmarkt eines Kommunalversorgers eingetreten ist (vgl. Kapitel 4.4.4.3). Der

¹ [Fuchs 2007] spricht in diesem Zusammenhang von Aggregatoren, welche die dezentralen Anlagen bis zur Überschreitung der größenbedingten Markteintrittsbarriere bündeln und dann gemeinsam vermarkten.

² Unter den aktuellen Rahmenbedingungen wäre diese Option für die vermarktende Instanz immer dann interessant, wenn der Großhandelspreis für Elektroenergie die Vergütungssätze übersteigt. Mittel- bis langfristig wird die Einschränkung bzw. die Einstellung der Förderung von dezentralen Energiewandlungsanlagen dazu führen, dass in einem solchen Ansatz die Elektroenergie zu Marktpreisen angeboten werden muss.

Wettbewerber bietet den Endkunden ebenfalls als energetische Dienstleistung die Belieferung mit Nutzwärme an. Zur Bereitstellung der Nutzwärme installiert und betreibt das Unternehmen auf Basis einer Contracting-Vereinbarung mit den Endkunden eigenverantwortlich erdgasbasierte KWK-Anlagen und behält sich - in Ergänzung eines bereits bestehenden Portfolios dezentraler Energiewandlungsanlagen - die eigenständige Vermarktung der Elektroenergie aus den KWK-Anlagen vor.

Hierfür aggregiert der Wettbewerber die KWK-Anlagen zu einzelnen Clustern, um mit der Summe der elektrischen Anlagenleistungen ein vermarktbare Potenzial zu generieren bzw. ein bereits bestehendes Anlagenportfolio zu ergänzen. In [Bitsch et al. 2005] wird in diesem Zusammenhang auch von einer virtuellen großen KWK-Anlage gesprochen mit der dann im Rahmen einer entsprechenden Betriebsführungsstrategie vertragsfähig und erlös-optimiert Elektroenergie in der Verteilnetzebene angeboten wird. Der wettbewerbsstrategische Vorteil für den Wettbewerber mit dem Contracting-Geschäftsmodell liegt in dem Zugang zum lokalen Nutzwärmemarkt, ohne dass er umfangreiche Investitionen in größere Energiewandlungsanlagen und Verteilnetze vornehmen muss. Der Kundennutzen ergibt sich aus einem Wärmepreis, der unter dem Angebotspreis des Kommunalversorgers liegen kann. Handelt es sich beim Wettbewerber bspw. um ein Gasversorgungsunternehmen, welches mit der Vermarktung von Nutzwärme und Elektroenergie eine Diversifizierung seiner Geschäftsfelder vornimmt, so ließe sich zum reinen Gasverkauf eine zusätzliche Wertschöpfungskomponente hinzufügen.

Das Ziel der Anlagenbetriebsführung besteht nunmehr darin, unter Berücksichtigung der lokalen Nutzwärmenachfrage beim Endkunden sowie des speicherbedingten Anlagenfreiheitsgrades (vgl. Kapitel 3.2.4.2) den Elektroenergieoutput der KWK-Anlagen geplant an einem Handelsplatz im Rahmen standardisierter Produkte³ zu vermarkten. Die Planungsaufgabe verfolgt somit das Ziel, unter den genannten Rahmenbedingungen möglichst viel des elektrischen Anlagenoutputs in Standardhandelsprodukte zu „transferieren“. Dies bedeutet, dass die zusammengefasste Anlagenleistung für ein Angebot an den entsprechenden Märkten zumindest die minimale Gebotsmenge erreichen muss.

Genau genommen müsste zur physikalischen Erfüllung, der mit dem Vermarktungsgeschäft eingegangenen Lieferverpflichtung, ein weiteres Absicherungsgeschäft getätigt werden. Da es sich bei dem Lieferangebot um eine unbesicherte Produktion handelt, müssen Reservekapazitäten vorhanden sein, um eventuelle größere Anlagenausfälle kompensieren zu können. Alternativ dazu können natürlich auch eigene Reservekapazitäten herangezogen werden, insofern solche vorhanden sind. Von derartigen Besicherungsstrategien wird hier im Weiteren abgesehen. Zudem werden etwaige Netzrestriktionen in

³ An den heutigen Großhandelsplätzen sind dies im Spotmarktbereich im Wesentlichen Einzelstunden- bzw. Blockkontrakte mit einer minimalen Angebots- bzw. Nachfragemenge in Höhe von 0,1 MW_{el} (vgl. [EEX 2007]).

diesem Ansatz nicht berücksichtigt, die natürlich auch zu physikalischen Liefereinschränkungen führen können und die gleichen Auswirkungen auf die eingegangene Lieferverpflichtung hätten (vgl. Kapitel 6.4).

6.5.2 Ergebnisse

Für einen beispielhaften Wochenendtag in der Übergangszeit sind die elektrischen Anlagenfahrpläne der zu einem Cluster zusammengefassten 10 KWK-Anlagen in der folgenden Abbildung 75 dargestellt. Als „positiver“ Anteil sind die einzelnen KWK-Anlagenfahrpläne abgebildet. Als „negativer“ Anteil sind die Elektroenergiemengen dargestellt, die in Standardbörsenprodukte transferiert werden können (grauer Anteil) bzw. der verbleibende Restanteil (grüner Anteil).

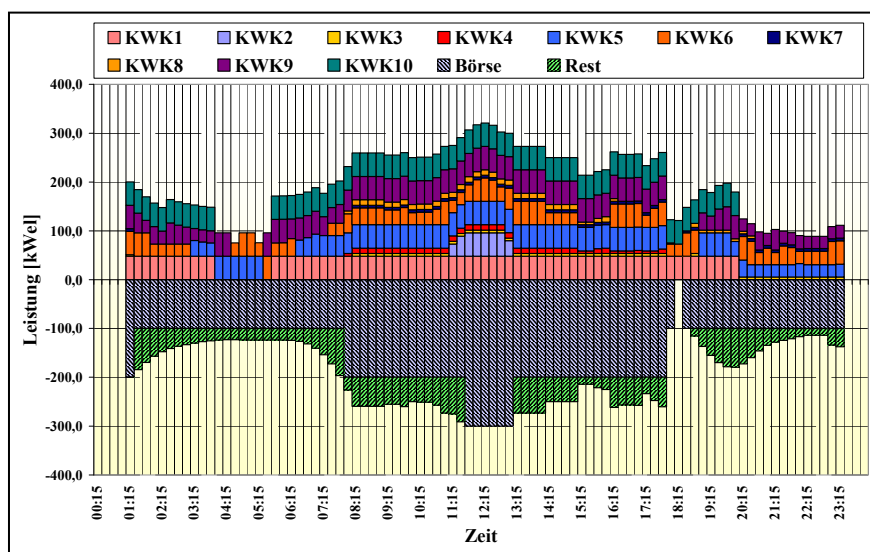


Abbildung 75: Elektrische Fahrpläne zum Cluster aggregierter KWK-Anlagen an einem Übergangswochenendtag mit vermarktbarem Börsen- und Restanteil

Es ist zu erkennen, dass ein Großteil der eingespeisten Elektroenergie aus diesem Anlagencluster im Rahmen standardisierter Börsenprodukte ($0,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ bzw. $0,2 \text{ MW}_{\text{el}}$) angeboten werden kann. Der verbleibende Restelektroenergieanteil, der nicht mit Standardprodukten zu vermarkten ist, kann bspw. lokal im Rahmen von Energielieferangeboten vermarktet werden.

Im Unterschied zu den vorangegangenen Szenarios erfolgt der Anlagenbetrieb nun nicht mehr entsprechend des lokalen Bedarfes allein wärme- und/ oder stromgeführt, sondern folgt auch externen Marktpreissignalen. Infolgedessen konzentriert sich der Anlagenbetrieb in Abhängigkeit der lokalen Wärmenachfrage auf die Tagesstunden, an denen Elektroenergie am Großhandelsmarkt im Allgemeinen teurer ist, also in den Morgen- und Mittagsstunden. Anhand des beispielhaft dargestellten Wochenendtages könnten theoretische für diesen Anlagenverbund mehrere (unbesicherte) Angebote für Stundenkontrakte im Bereich zwischen $0,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $0,3 \text{ MW}_{\text{el}}$ erstellt werden.

Die alleinige Vermarktung eines solchen Einzelanlagenclusters an den Großhandelsplätzen wird in der Praxis vermutlich aus ökonomischen Gesichtspunkten derzeit nicht realisierbar

sein. Denn dies würde an der Höhe der Zusatzkosten⁴ gegenüber einer reinen lokalen Vermarktung - z.B. im Rahmen einer bilateralen Contracting-Vereinbarung, die auch die Belieferung mit Elektroenergie umfasst - scheitern. Fasst man jedoch mehrere solcher Anlagencluster in einem gesamt zu vermarktenden Anlagenportfolio zusammen, so ließen sich sukzessive die vermarktbareren Kapazitäten von wenigen kW_{el} auf mehrere MW_{el} erweitern.

Die Zusammenführung in einem größeren Vermarktungsportfolio würde durch die Aggregation auch die Nivellierungs- bzw. Ausgleichseffekte verstärken. Dies bedeutet, dass neben der generellen Erhöhung des vermarktbareren Anlagenpotenzials sich die aus dem lokal wärmegeführten Betrieb ergebenden Einschränkungen in Summe sukzessive ausgleichen können. Zudem könnten sich durch Skaleneffekte aufgrund von Größenvorteilen die spezifischen Transaktionskosten dieser Vermarktungsvariante reduzieren.

Natürlich ist auch die Integration solcher Anlagencluster in virtuelle Kraftwerke (vgl. Kapitel 4.3.1) vorstellbar, um mit der Überwindung größenbedingter Markteintrittsbarrieren an den Elektroenergiehandelsplätzen präsent zu werden. Wenngleich im Rahmen des Szenarios nicht betrachtet, darf letztlich in diesem Zusammenhang auch die physische Lieferpflicht für die getätigten Geschäfte nicht vernachlässigt werden. Dies bedeutet, dass die physische Lieferung der Elektroenergie mit entsprechenden Reservestrategien für den Ausfall einer oder mehrerer Anlagen abgesichert werden muss.

⁴ Hierzu zählen insbesondere die höheren Transaktionskosten (z.B. Gebühren für die Teilnahme an Großhandelsplätzen) und die zusätzlichen Kosten für die kommunikative Anbindung der Anlagen sowie der Einrichtung eines Energiemanagementsystems mit den notwendigen Funktionen.

7 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

7.1 Schlussfolgerungen

Durch die gleichzeitige Bereitstellung von Nutzwärme und Elektroenergie kann bei KWK-Anlagen die eingesetzte Brennstoffenergie vergleichsweise effizient ausgenutzt werden, wenn die notwendigen Nutzwärmesenken vorhanden sind. Ein Ziel deutscher Energie- und Klimapolitik liegt daher in der verstärkten Nutzung solcher Anlagen im Rahmen der stationären Energieversorgung. Mit dem Fortschreiten der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes hat sich die Kosten- und Erlösstruktur zu Ungunsten solcher Anlagen entwickelt und ein wirtschaftlicher Betrieb ist für viele Anlagen nicht mehr möglich. Infolgedessen wurde vom deutschen Gesetzgeber mit verschiedenen Förderinstrumenten versucht die komparativen Kostennachteile auszugleichen (vgl. Kapitel 2.2). Die legislativen Förderinstrumente haben diesbezüglich in den letzten Jahren jedoch lediglich in begrenztem Umfang ökonomische Anreizwirkungen entfaltet.

Mit den vorangegangenen Betrachtungen konnte zunächst im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen für kleine, erdgasbasierte KWK-Anlagen nachgewiesen werden, dass ein ökonomischer Anlagenbetrieb gegenüber einer ungekoppelten Versorgung von Einzelobjekten (z.B. Mehrfamilienhäusern) trotz Förderung erst bei sehr hohen Jahresbenutzungsstunden zu erwarten ist. Besonders kritisch muss in diesem Zusammenhang die hohe Sensitivität gegenüber dem Erdgaspreis gesehen werden. Denn es kann erwartet werden, dass dieser - trotz hoher Prognoseunsicherheiten - aufgrund der generellen Ressourcenknappheit langfristig tendenziell eher weiter ansteigen wird (vgl. Kapitel 3.3).

Damit stellt sich im Hinblick auf die genannten Ziele grundsätzlich die Frage nach weiteren Möglichkeiten einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu unterstützen. Um hierzu Alternativen für kleine KWK-Anlagen anzubieten, wurden mit einem Modell eines kleinen kommunalen Energieversorgungsgebietes Untersuchungen zu energiewirtschaftlich optimierten Betriebsführungsoptionen durchgeführt. Ausgehend von einem kostenminimalen Anlagenbetrieb unter den heutigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen konnten die kosten- und erlösseitigen Effekte variierender Anlagenbetriebsführungen auf das gesamte kommunale Versorgungsgebiet eruiert werden.

Die Untersuchungsergebnisse zu den verschiedenen Betriebsführungsoptionen für die dezentralen, erdgasbasierten KWK-Anlagen im Mehrfamilienhausbereich zeigen, dass eine wärmegeführte und nach übergeordneten Kriterien optimierte Anlagenregelung - abweichend von den lokal optimalen Betriebsführungsvarianten - zu einer gesamtkostenminimalen Situation für das untersuchte Energieversorgungsgebiet führen kann. Dieser Zustand kann erreicht werden, wenn der betreffende Kommunalversorger über den Einsatz der einzelnen KWK-Anlagen entscheiden darf und diese für seine Optimierungsziele verwenden kann. Es zeigt sich jedoch auch, dass das zu erwartende Optimierungspotenzial sehr stark mit der lokalen thermischen Nachfrage korreliert. So steht einem Kommunalversorger insbesondere in den Wintermonaten ein nur sehr geringes Regelpotenzial bei den KWK-

Anlagen zur Gesamtoptimierung zur Verfügung. Was auf den ersten Blick widersprüchlich erscheint, ist hauptsächlich auf die Notwendigkeit ausreichend hoher Jahresbenutzungstunden zurückzuführen, um eine wirtschaftliche Anlagenauslastung zu erreichen.

Es konnte zudem nachgewiesen werden, dass eine übergeordnet optimierte Anlagenregelung durch den Kommunalversorger - trotz gesamtkostenminimaler Situation - mitunter zu signifikanten Abweichungen vom kostenminimalen Anlageneinsatz bei den Mehrfamilienhäusern führen kann. Folglich werden in der Gesamtbilanz die Kostenerhöhungen bei den Anlagenbetreibern durch die Kosteneinsparungen beim Kommunalversorger überkompensiert. Dies widerspricht zunächst der Forderung, dass sich aus der Umsetzung übergeordneter Regel- und Betriebsführungskonzepte ökonomische Anreize sowohl für den Kommunalversorger, als auch für die jeweiligen KWK-Anlagenbetreiber ergeben müssen (vgl. Kapitel 4.4.4.3). Somit lässt sich konstatieren, dass ein solches Energieversorgungskonzept in der Praxis nur Chancen auf eine Umsetzung hat, wenn die KWK-Anlagenbetreiber als ökonomische Anreize zumindest die zusätzlichen Kosten erstattet bekommen. Die ökonomischen Anreize müssen sich zwangsläufig aus dem erzielbaren Gesamtzusatznutzen einer übergeordnet optimierten Anlagenbetriebsführung für das gesamte Versorgungsgebiet abzüglich der Zusatzaufwendungen für die notwendigen Kommunikationsstrukturen und den zusätzlichen Transaktionskosten ergeben.

Die erzielbaren Kosteneinsparungen auf Seiten des Kommunalversorgers resultieren hauptsächlich aus den geringeren Leistungskosten. Diese ergeben sich durch den gezielten Einsatz der KWK-Anlagen zur Spitzenlastverringering an den untersuchten Typtagen. Mit einer zugrunde gelegten Monatsleistungspreisregelung konnten für einen Sommertyp tag Einsparungen beim leistungsabhängigen Kostenanteil bis zu 34% nachgewiesen werden. Eine Aufteilung dieser ökonomischen Einsparpotenziale auf die beteiligten KWK-Anlagenbetreiber wäre z.B. im Rahmen variabler Netznutzungsentgelte vorstellbar. Dies bedeutet, dass die Einsparpotenziale für einen Kommunalversorger bei den Leistungskosten im Rahmen der tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelte anteilig an die Anlagenbetreiber weiterzureichen wären und damit einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb unterstützen. Über pauschale Kompensationszahlungen für die vermiedenen Netznutzungsentgelte hinaus (vgl. hierzu Kapitel 2.2.1), wäre hiermit ein energiewirtschaftlicher Nutzen zu generieren, der dem realen Beitrag der einzelnen Anlagen zur Spitzenlastreduzierung entspricht und gleichzeitig die lokale Optimierung der kommunalen Energieversorgung unterstützt. Ein solcher Anlageneinsatz, der stärker an der Verteilnetzbetriebsführung ausgerichtet ist, hätte zudem den Vorteil, dass sich eventuelle Verteilnetzengpässe durch ökonomische Anreize regulieren ließen und sich damit Investitionen in die Netzinfrastruktur vermeiden oder zumindest verzögern lassen.

Während bereits heute positive energiewirtschaftliche Effekte aus einer Integration dezentraler KWK-Anlagen in kommunale Versorgungskonzepte zu erwarten sind, würde eine alleinige Vermarktung der Anlagenpotenziale an Großhandelsmärkten an den hohen Transaktionskosten scheitern. Wenngleich eine Vermarktung im Rahmen virtueller Kraftwerke aus heutiger Sicht nicht auszuschließen ist, so erscheint die parallele lokale Ver-

marktung der Elektroenergie im Rahmen von Contracting-Vereinbarungen auch aus wettbewerbsstrategischer Sicht die noch sinnvollere Alternative.

Wie dargestellt, muss zur Ausschöpfung der nutzbaren Optimierungspotenziale aus einer veränderten, lokal wärmegeführten Anlagenregelung ein temporär stromgeführter Anlagenbetrieb realisierbar sein. Hierzu bedarf es ausreichender und dem Anlagensystem angepasster Wärmespeicherpotenziale, die eine kurzfristige Entkopplung von thermischem und elektrischem Bedarf ermöglichen. Hier besteht für die Anlagenhersteller noch ein Optimierungspotenzial, um die Abstimmung der Gesamtauslegung auf diese Betriebsführungsvarianten vorzunehmen.

Im Hinblick auf eine stärkere Nutzung von kleinen KWK-Anlagen können also auch die Hersteller zur Erschließung der systemimmanenten Effizienzpotenziale beitragen und damit gegenüber Wettbewerberprodukten Abgrenzungsmerkmale generieren. Weiterführende Untersuchungen zur optimalen Auslegung von thermischen Speichern im Zusammenhang mit der Gesamtdimensionierung des KWK-Anlagensystems können dazu dienen, die Betriebsführung effizienter zu gestalten und energiewirtschaftlichen Nutzen zu generieren. Im Hinblick auf eine künftige Massenmarktdurchdringung kleiner KWK-Anlagen würden standardisierte Anlagenkonzepte der Hersteller sowohl zu einer Verringerung der spezifischen Investitionen, als auch zu einer effizienteren Anlagenbetriebsführung führen und damit einen Beitrag zur Erhöhung der Anlagenwirtschaftlichkeit liefern.

7.2 Zusammenfassung

Die Diskussionen um eine nachhaltigere Energieversorgung haben infolge der zu beobachtenden Erwärmung der Erdatmosphäre - welche auf die angestiegenen anthropogenen Treibhausgasemissionen zurückgeführt werden - in den letzten Jahren national und international stärker an Bedeutung gewonnen. Es hat sich mehrheitlich die Auffassung durchgesetzt, dass insbesondere die anthropogenen Kohlendioxidemissionen den natürlichen Treibhauseffekt verstärken und damit zu signifikanten Veränderungen des globalen Klimagleichgewichtes beitragen. Um den möglichen Gefahren eines langfristigen Klimawandels zu begegnen, werden verstärkt energie- und umweltpolitisch nachhaltige Lösungen gesucht, wie die klimarelevanten Emissionen auf ein langfristig tolerierbares Maß zu vermindern sind.

Deutschland hat sich in den letzten Jahren beim Klimaschutz zu einer internationalen Vorreiterrolle bekannt und verfolgt zur Erreichung der eigenen Emissionsminderungsziele verschiedene Strategien im stationären Energiewandlungsbereich. Hierzu gehören - neben anderen Technologieoptionen - auch die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen und wandlungseffizienter KWK-Technologien. Während die legislativen Fördermaßnahmen im erneuerbaren Energienbereich in Deutschland zu einem sehr starken Zubau von Energieanlagen führten, muss im Kraft-Wärme-Kopplungsbereich - trotz verfügbarer Technologien und ähnlicher Fördermaßnahmen - für die letzten Jahre ein ernüchternder Zubau konstatiert werden. Die Gründe hierfür sind sehr vielschichtig, können aber zum Großteil auf fehlende ökonomische Anreize zurückgeführt werden.

Die Aufdeckung des bestehenden Widerspruchs zwischen den definierten deutschen Zielen zur verstärkten Nutzung von KWK-Anlagen und dem stagnierenden Zubau wirft die Frage auf, ob es alternative Möglichkeiten zur Unterstützung eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebes gibt. Eine Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist es daher, zunächst anhand von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nachzuweisen, dass ein signifikanter Zubau von kleinen KWK-Anlagen allein durch die derzeitigen förderpolitischen Instrumente nicht erwartet werden kann. Ein weiteres Ziel liegt in der Entwicklung eines methodischen Ansatzes, um Lösungsvorschläge für eine technische, wirtschaftliche und anreizorientierte Integration kleiner dezentraler KWK-Anlagen im kommunalen Versorgungsbereich anzubieten. Hierzu wird zunächst untersucht, welche methodischen Ansätze zur Systemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen bereits existieren.

Nach der beschreibenden Darstellung und kritischen Würdigung der heute zumeist diskutierten Systemintegrationsansätze virtueller Kraftwerke und Micro-Grids wird ein ganzheitlicher Integrationsansatz für dezentrale Energiewandlungsanlagen entwickelt, der auf den kommunalen Energieversorgungsbereich fokussiert. Hierfür werden zunächst - abgeleitet aus den kommunalen Versorgungsaufgaben - die Zielstellungen eines ganzheitlichen Energieversorgungsansatzes mit hohem Anteil dezentraler KWK-Anlagen in ein übergeordnetes Betriebsführungskonzept überführt und die technischen und ökonomischen Notwendigkeiten zur praktischen Realisierung erörtert. Parallel dazu wird ein techno-ökonomisches Gerüst zur Charakterisierung von dezentralen KWK-Anlagen erstellt. Anhand dieses Gerüsts werden die, mit Hilfe einer umfangreichen Recherche ermittelten, kleinen KWK-Anlagen, welche für den kommunalen Versorgungsbereich geeignet sind, vergleichend gegenübergestellt und die möglichen Anlagenauslegungs- und Betriebsführungskonzepte diskutiert. Besondere Bedeutung wird in diesem Zusammenhang der lokalen kurzfristigen Wärmespeicherung beigemessen.

Aufbauend auf den Ausführungen zum ganzheitlichen Integrationsansatz bilden die Beschreibung des entwickelten Optimiermodellansatzes und dessen Anwendung im Rahmen von Szenariobetrachtungen den Kern der vorliegenden Arbeit. Es wird ein - auf dezentralen Energieversorgungsansätzen basierendes - mathematisches Optimiermodell für einen kleinen kommunalen Energieversorgungsbereich vorgestellt. Das Optimiermodell dient vordergründig analytischen Untersuchungen zur kurzfristigen Einsatzplanung für Energiewandlungs- und Speicheranlagen im kommunalen Energieversorgungsbereich unter Berücksichtigung von thermischen und elektrischen Nachfragestrukturen sowie technischer und ökonomischer Restriktionen. Es basiert auf einer gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung über mehrere Zeitperioden. Eine Zeitperiode umfasst eine Viertelstunde, sodass eine tagesgenaue Anlageneinsatzplanung in 96 Planungsperioden aufgeteilt ist. Die mit dem Modell analysierbaren Planungs- bzw. Optimierhorizonte können 1 Tag bis 7 Tage umfassen. Einzelne Versorgungstechnologien eines kommunalen Energieversorgungssystems und vertragliche Konstrukte werden mit technischen und ökonomischen Parametern abgebildet. Die nachfrageseitigen elektrischen und thermischen Bedarfsstruk-

turen von 4 definierten Mehrfamilienhaustypen werden mit Lastprofilen für verschiedene Typtage abgebildet.

Im Rahmen der Anwendung des Optimiermodells werden Betriebsführungsvarianten zum kostenminimalen Einsatz dezentraler Energiewandlungs- und Speichieranlagen untersucht. Diese sollen bei Anlageneinsatzplanungen sowohl die lokalen Versorgungsaufgaben der KWK-Anlagen unterstützen, als auch bestehende Energieeffizienzpotenziale in kommunalen Energieversorgungsbereichen aufzeigen. Mit Untersuchungen zu verschiedenen Szenarien wird mit dem Modell durch vergleichende Gegenüberstellungen der Fragestellung nachgegangen, ob die einzelnen Betriebsführungsvarianten zu einer gesamtkosteneffizienten Energieversorgung im kommunalen Versorgungsbereich führen, welche Auswirkungen sie auf die Anlagenkostenstruktur haben und ob ein Beitrag für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb der KWK-Anlagen zu erwarten ist. Außerdem wird in diesem Zusammenhang auch untersucht, ob sich im Rahmen der Betriebsführungsvarianten verteilnetzrestriktive Zustände berücksichtigen lassen und welche technischen und ökonomischen Konsequenzen sich für die Anlagenbetriebsführung bei einem hohen Anteil dezentraler KWK-Anlagen ergeben würden.

Der Fokus der modellgestützten Analysen liegt auf netzgekoppelten kleinen KWK-Anlagen für die Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern. Durch die genaue Abbildung zur Verfügung stehender Energieversorgungsoptionen konnten die Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsführungsvarianten sowohl auf die Kosten der einzelnen Mehrfamilienhäuser, als auch auf die Gesamtkosten- und Erlöse des Energieversorgungssystems untersucht werden. Neben der Charakterisierung der einzelnen Anlagen mit Hilfe techno-ökonomischer Kenngrößen wurden auch weitere nachfrageseitige Versorgungsoptionen sowie die anlagen spezifischen Fördersätze aus dem KWKModG berücksichtigt. Zudem konnten als Besonderheit die Auswirkungen etwaiger verteilnetzseitiger Restriktionen auf den KWK-Anlagenbetrieb ermittelt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit einer übergeordneten Regelung und Betriebsführung der KWK-Anlagen durch den Kommunalversorger ökonomische Einsparpotenziale im kommunalen Energieversorgungsbereich zu erschließen sind. Die erzielbaren Gesamtkosteneinsparungen resultieren dabei hauptsächlich aus den geringeren Leistungskosten für das betrachtete kommunale Energieversorgungssystem. Für einen untersuchten Sommertyp tag konnten Kosteneinsparungen bis zu 34% nachgewiesen werden.

Gleichzeitig weicht die Anlagenbetriebsführung im Rahmen einer Gesamtoptimierung des Energieversorgungsgebietes von einer lokal optimierten, kostenminimalen ab. Dies setzt einen ökonomischen Anreiz für die KWK-Anlagenbetreiber voraus, um an einem derartigen Regelkonzept zu partizipieren. Die Umsetzung solcher Regelkonzepte lässt sich beispielsweise durch Kommunalversorger im Rahmen von Contracting-Vereinbarungen realisieren. Neben wettbewerbsstrategischen Vorteilen, die sich aus einer langfristigen Kundenbindung ergeben, bietet sich für kommunale Energieversorgungsunternehmen die

Möglichkeit den Dezentalisierungsprozess in der Energieversorgung aktiv zu begleiten und gleichzeitig Wertschöpfung im Unternehmen zu generieren.

Über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehend ergeben sich weiterführende Frage- bzw. Aufgabestellungen auf diesem Gebiet. Insbesondere die Verwendung von Lastprofilen zur Abbildung von thermischem und elektrischem Nachfrageverhalten anstelle von gemessenen Lastgängen führt zum Nachteil der Vernachlässigung individuellen Nachfrageverhaltens. Denn Lastprofile stellen eine repräsentative Mittelung von einer Vielzahl von Nachfragern dar. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit lassen sich daher grundsätzlich nur bedingt verallgemeinern und verlangen nach fallspezifischen Verifizierungen.

Weiterführende Untersuchungen zu den energetischen Gebäudecharakteristiken können hier zukünftig wesentlich genauere Ergebnisse liefern. Der gewählte Ansatz der Abbildung elektrischer und thermischer Nachfragestrukturen mit Lastprofilen muss insbesondere bei den Wärmeprofilen mit empirischen Untersuchungen überprüft werden. Hier ergeben sich zukünftig durch neue Messtechnologien eventuell Möglichkeiten (z.B. im Rahmen von Ansätzen zum Smart Metering), welche durch bessere Kenntnis der lokalen Bedarfsstrukturen auch bei der Anlagenbetriebsführung zu höherer Effizienz führen. Darüber hinaus könnten weitergehende Untersuchungen zu den Kommunikationsinfrastrukturen ergänzende Ergebnisse im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit eines zentralen Optimieransatzes zu kleinen KWK-Anlagen liefern.

8 Literaturverzeichnis

- [AG Energiebilanzen 2007] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Aktuelle Daten und Informationen im WWW*, URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, März 2007
- [Appenzeller et. al. 2006] Appenzeller, K.P.; Borde, T.; Kessler, A.: *Mikrogasturbine als Vorschaltturbine*, in BWK Bd. 58 (2006), Nr.10, 2006, S.14-16
- [Arndt et al. 2006] Arndt, U.; von Roon, S.; Wagner, U.: *Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?*, in: BWK, Bd. 58, Heft Nr.6, 2006, S.52-57
- [Auer et al. 2006] Auer, H.; Haas, R.; Faber, T.; Weißensteiner, L.; Obersteiner, C.; Fuchs, E.; Heher, A.; Höhne, U.; Molnar, P.; Kastner, S.: *Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke*, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften, Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2006
- [Aumayr et al. 1999] Aumayr, G.; Bitsch, R.; Feldmann, W.: *Dezentrale Energieversorgungskonzepte optimieren Ressourcen*, in: etz - Jg. 120 (1999), Heft 3-4, S. 20-23
- [ASUE 2000] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: *Stationäre Brennstoffzellen - Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven*; Kaiserlautern: Verlag Rationaler Energieeinsatz, 2000
- [ASUE 2002] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: *KWK-Gesetz 2002 - Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise, Perspektiven*; Kaiserlautern: Verlag Rationaler Energieeinsatz, 2002
- [ASUE 2003] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: *Die „Ökologische Steuerreform“ - Vorteil für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Stand:1.1.2003*, Kaiserlautern: Verlag Rationaler Energieeinsatz, 2003
- [ASUE 2007] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: *Die Strom erzeugende Heizung - Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz*, www.asue.de, 2007
- [Bafa 2005] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg), *Jahresbericht 2005*. Eschborn, 2005
- [Baehr 1992] Baehr, H. D.: *Thermodynamik - Eine Einführung in die Grundlagen und ihre technischen Anwendungen*, 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, New York, 1992
- [Bartzsch 1997] Bartzsch, W.H.: *Betriebswirtschaft für Ingenieur - Begriffe, Verfahren und Zusammenhänge der Allgemeinen Betriebswirtschaftslehre*, 6., überarbeitete und erweiterte Auflage, VDE - Verlag, Berlin, 1997

- [Beckhaus 2002] Beckhaus, P.: *Simulation und Anlagenmanagement für dezentrale Energieversorgungssysteme*, Dissertation Universität Duisburg, 2002
- [Bemmann et al. 2002] Bemmann, U.; Schädlich, S. (Hrsg.): *Contracting Handbuch 2002*, Fachverlag Deutscher Wirtschaftsdienst GmbH & Co. KG, Köln, 2002
- [Bendel et al. 2005] Bendel, C.; Nestle, D.: *Decentralized electrical power generators in the low voltage grid - development of a technical and economical integration strategy*. in: International Journal of distributed energy resources, volume 1, number 1 (2005), S. 63-70
- [Berger 2004] Berger, F.: *EEG-getriebene Verstärkungen im Übertragungsnetz*, Innovationstag, 25.05.-26.05.2004, Cottbus, 2004
- [BHKW 2004] Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): *Blockheizkraft - Kleine Blockheizkraftwerke - Technik, Planung und Genehmigung*, 3. Auflage, Stuttgart, 2004
- [Biermann 1998] Biermann, D.: *Kooperationen beim kommunalen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Vorlieferanten*, Dissertation RWTH Aachen, 1998
- [Bitsch 1999] Bitsch, R.: *Neue Energieversorgungssysteme - Intelligente Versorgungssysteme*, in: ETG - Fachbericht 78, VDE - Verlag, Berlin, Offenbach, 1999, S. 131-136
- [Bitsch et al. 2002] Bitsch, R.; Feldmann, W.; Aurmayr, G.: *Virtuelle Kraftwerke- Einbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen*, in: etz - Jg. 123 (2002), Heft 9, S. 2-9
- [Bitsch 2003] Bitsch, R.: *Integrationskonzepte für regenerative/ dezentrale Energieeinspeisungen*, in: Dezentrale Energieerzeugung und -einspeisung, Energietag Brandenburg, Cottbus, 2003
- [Bitsch et al. 2004a] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: *Bedeutung der dezentralen Stromerzeugung mit Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und BHKW sowie des Last- und Energiemanagements in der Stromversorgung Deutschlands bis zum Jahr 2020*, Gutachten im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH; Juli 2004, Cottbus: CEBra - Centrum für Energietechnologie Brandenburg GmbH
- [Bitsch et al. 2004b] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: *Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen großer Leistungen*, in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 103 (2004), Heft 26, S. 42-49
- [Bitsch et al. 2004c] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: *Virtuelle große Kraftwerke - eine Möglichkeit zur netzverträglichen Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen*, in: Forum der Forschung, 8. Jahrgang, Heft 17, BTU Cottbus Eigenverlag, S.25-30
- [Bitsch et al. 2005] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: *Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen kleiner Leistungen*, in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 104 (2005), Heft 1-2, S. 58-60

- [Bitsch et al. 2006] Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: *Aspects of large scale RES/DG integration in existing energy supply systems - considering as example the situation in Germany*, in: International Journal of distributed energy resources, volume 2, number 1 (2006), S. 59-81
- [BKWK 2007] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. URL: <http://www.bkwk.de/>, März 2007
- [BMU 2004] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Berlin: BMU, 2004
- [BMU 2005a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz - Jeder kann Energie doppelt nutzen*, Berlin: BMU, 2005
- [BMU 2005b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Nationales Klimaschutzprogramm - Sechster Bericht der interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“*, Berlin: BMU, 2005
- [BMU 2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung - Stand Januar 2007*, Berlin: BMU, 2007
- [BMWA 2003] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Hrsg.): *Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke - Bericht der COORE-TEC-Arbeitsgruppen*, Stand Dezember 2003,
- [BMWV 2006] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006*, Berlin, 2006
- [BMWV 2007] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.): *Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung, Stand 23.03.07*, Berlin BMWV, 2007
- [Bokämper 2002] Bokämper, S.: *Marktperspektiven von Brennstoffzellen-Heizgeräten - Eine ökonomische Systemanalyse*, Dissertation, Technische Universität Berlin, 2002
- [Braun 2007] Braun, M.: *Virtuelle Kraftwerke und Möglichkeiten der Bereitstellung von Netzdienstleistungen*, Vortrag zum 5. Hanauer Dialog „Strom aus Biomasse: Der Systemdienstleister der Erneuerbaren“, 2007
- [Braunmühl 2002] von Braunmühl, W. (Hrsg.): *Handbuch Contracting*, 2., völlig neu bearb. und aktualisierte Aufl., Krammer Verlag, Düsseldorf, 2000
- [Buchholz et al. 2006] Buchholz, B.M.; Palensky, P.: *Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung*, in: 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik - Informations- und Kommunikationstechnologien von morgen, ISET (Hrsg.), Kassel, 2006

- [Bühner 2006] Bühner, V.: *Anforderungen an dezentrale Einspeiser bezüglich der Betriebsführung in "Virtuellen Kraftwerken"*, in: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen, VDI-Berichte 1929, VDI Wissensforum IWB GmbH (Hrsg.), VDI-Verlag, Düsseldorf, 2006
- [CERTS 2003] Consortium for Electric Reliability Technology Solutions: *Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept*. Bericht für California Energy Commission. Berkeley, 2003
- [Cezanne 1997] Cezanne, W.: *Allgemeine Volkswirtschaftslehre*, 3. Auflage, R. Oldenburg Verlag, Oldenburg, 1997
- [Cziesielski et al 2002] Cziesielski, E., Göbelsmann, M., Röder, J.: *Einführung in die Energieeinsparverordnung 2002*, Ernst&Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH, Berlin, 2002
- [Dena 2005] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Energiewirtschaftliche Planung für die Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Berlin, 2005
- [Demmig 2005] Demmig, S.: *Parallelbetrieb von vielen dezentralen Anlagen und mögliche Auswirkungen auf das Bewagniederspannungsnetz*, Innovationstag, 01.06.-02.06.2005, Cottbus, 2005
- [DIW 2006] Horn, M.; Ziesing, H.-J.; Matthes, F. C.; Harthan, R.; Menzler, G.: *Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)*, Endbericht zum Forschungsvorhaben Nr. 202 41 182/02 des Umweltbundesamtes, Berlin, 2006
- [DIN 2003] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) Kruppa, B. (Autor): *Energieeinsparverordnung - Heizung, Warmwasser, Lüftung - Energetische Bewertung der Anlagentechnik nach DIN V 4701-10*, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2003
- [Dispover 2006] Degner, T.; Schmid, J.; Strauss, P.: *Dispover - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*, Final Public Report, Kassel, 2006
- [EC 2006] European Commission: *European Technology Platform SmartGrids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, Luxembourg, 2006
- [EEG 2004] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40: *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich*, 21.07.2004
- [EEX 2007] European Energy Exchange AG, Leipzig, 2007
- [Eikmeier et al. 2006] Eikmeier, B.; Krewitt, W.; Nast, M.; Gabriel, J.; Schulz, W.: *Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte*; Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH; Herrsching, 2006

- [Elsing 1995] Elsing, J.W.: *Auswirkungen kommunaler Eigenerzeugung mit KWK-Anlagen auf die Stromerzeugungskosten der Vorlieferanten*, Dissertation RWTH Aachen, 1995
- [Elsner et al. 2005] Elsner, M.; Alter, N.: *Solar-Stirlingkraftwerke - eine Alternative zur PV?*, in: *Erneuerbare Energien*, 15. Jg. (2005), Heft 4, S. 64-65
- [EnEV 2002] *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)*, vom 16. November 2001, Verkündet im Bundesgesetzblatt (BGBl) Teil I Nr. 59 vom 21. November 2001, Seiten 308 ff.
- [EnWG 1935] *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) i.d.F.v. 13.12.1935*
- [EnWG 1998] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) i.d.F.v. 24.04.1998, (BGBl I S.730)1 (BGBl III 752-2)*
- [EnWG 2005] *Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts i.d.F.v. 7. Juli 2005 - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, 2005*
- [EU 1996] *Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*, vom 19. Dezember 1996 (Amtsblatt Nr. L027 vom 30.01.1997 S. 0020)
- [EU 2004] *Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC*. European Union, Bruxelles, 2004
- [EU 2006] *European Technology Platform SmartGrids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit, Brussels, 2006
- [EUROSTAT 2006] Danko, J.; Lösönen, P.; Eurostat (Hrsg.): *Statistik kurz gefasst - Umwelt und Energie*, 2006
- [EUROSTAT 2007] [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/\(08/2000\)](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/(08/2000))
- [Fees 1998] Fees, E.: *Umweltökonomie und Umweltpolitik*, 2., völlig überarbeitete und erweiterte Aufl., Verlag Franz Vahlen GmbH, München, 1998
- [FFE 2007] Arndt, U.; Kraus, D.; von Roon, S.; Mühlbacher, H.; Geiger, B.: *Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. zum Projekt: Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung, Messtechnische Untersuchung, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, Systemvergleich und Optimierung*, München, 2007
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung - Ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*, Dissertation, Universität Karlsruhe, Erich Schmidt Verlag GmbH, Berlin, 1999

- [Fisch et al. 2005] Fisch, N.; Bodmann, M.; Kühl, L.; Saße, C.; Schürer, H.; Schulz, G.: *Wärmespeicher*, BINE Informationsdienst des Fachinformationszentrums Karlsruhe (Hrsg.), Köln, 2005.
- [Fischer 1992] Fischer, W. (Hrsg): *Die Geschichte der Stromversorgung*, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H., Frankfurt a.M., 1992
- [Forster 2005] Forster, J.: *Ein Jahr virtuelles Kraftwerk der Stadtwerke Unna - Mehr als nur Regelenergie*, in: Energie Spektrum, Heft 4, 2005, S. 16-17
- [Fuchs et al. 2003] Fuchs, E.; Heher, A.: *Systemkonzept zur energieeffizienten Integration von EET und dezentralen KWK-Anlagen in das Verteilnetz*, in: IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2003
- [Fuchs 2004] Fuchs, E.: *Leittechnik für effizienten Betrieb und Koordination dezentraler Strom- und Wärmeversorgung*, VDE/VDI - Tagung Kleine Blockheizkraftwerke für dezentrale Wärme- und Stromversorgung, Stuttgart 2004
- [Fuchs 2007] Fuchs, E.: *Dezentrale / erneuerbare Erzeugung / DSM (DER) - Wie weit sind die Energieinformationssysteme?*, Innovationstag, 31.05.2007, Cottbus, 2007
- [Franzke 2005] Franzke, U.: *Sommer 2003 - KWKK statt KWK im Wohnbereich - Konzepte zur Klimatisierung im Wohnbereich*, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), Blockheizkraftwerke 2005, VDI-Verlag, Düsseldorf
- [Frey 2006] Fey, H.: *Strompreissignal an der Steckdose - effiziente Laststeuerung durch variable Tarife*. in: Informations- und Kommunikationstechnologien für die Energieversorgung von morgen., Tagungsband Elfes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Hrsg.), Kassel, 2006
- [Gailfuß 1998] Gailfuß, M.: *CO₂-Minderungspotenziale durch Ausbau der Blockheizkraftwerke in Deutschland*, Europäischer Verlag der Wissenschaften, Frankfurt am Main, 1998
- [Gailfuß et al. 2000] Gailfuß, M.; Fishedick, M.: *Qualitätskriterien für Kraft-Wärme-Kopplung*, in: BWK, Bd. 52, Heft Nr.6, 2000, S.42-45
- [Gjardy 2006] Gjardy, G.: *Beitrag zur zukünftigen marktorientierten Betriebsführung und Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Erzeugungen mit besonderer Berücksichtigung der Windenergie*, Dissertation, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Shaker Verlag, Aachen 2006
- [Gjardy 2007] Gjardy, G.: *Zukünftige Möglichkeiten der Betriebsführung und Systemintegration für Erneuerbare Energien (EE)*, Innovationstag, 31.05.2007, Cottbus, 2007
- [Gollmer et al. 1994] Gollmer, J.; Wutke, B.: *Hierarchische Entscheidungsfindung in komplexen Planungsprozessen der Energieversorgung: Strategien, Modelle, Beispiele*, in: Optimierung in der Energieversorgung, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994

- [Grimm 2007] Grimm, V.: *Einbindung von Stromspeichern in die Kraftwerksplanung*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg. (2007), Heft 7, S.38-41
- [Hack 2003] Hack, M.: *Energie-Contracting - Recht und Praxis*, Verlag C.H. Beck, München, 2003
- [Hanselmann 1996] Hanselmann, M.: *Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*, Dissertation, Universität Stuttgart, 1996
- [Hasse 1994] Hasse, D.: *Ökonomische Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes dezentraler Technologien in der Elektrizitätswirtschaft*, Dissertation Universität Oldenburg, 1994
- [Hatziargyriou et al. 2004] Hatziargyriou, N.; Strbac, G.: *MicroGrids - A Possible Future Energy Configuration*, IEA Workshop "Distributed Generation: Key issues, Challenges, Roles", Paris, 2004.
- [Henning 2005] Henning, E.: *Leittechnische Verknüpfung dezentraler Energieanlagen - Virtuelle Kraftwerke nicht nur für Energieversorger interessant*, in: *ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft* Jg. 104 (2005), Heft13, S. 58-60
- [Hensing et al. 1998] Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*, 1. Aufl., Oldenbourg Verlag, München, Wien, 1998
- [Horstmann et. al 2006] Horstmann, K.-P.; Cieslarczyk, M. (Hrsg.), Rahn, G.; Reiss, M.; Schütze, J.: *Energiehandel - Ein Praxishandbuch*, Carl Heymanns Verlag, Köln, 2006
- [Heuck et al. 2002] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Transport und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 5., vollständig überarbeitete Auflage, Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2002
- [Huhn et al. 2003] Huhn, R.; Tödter, J.: *Evaluierung der Effizienz von Wärmespeichern*, in: *Euroheat & Power* 32. Jg. (2003), Heft 9, S. 64-72
- [IPCC 2007a] Intergovernmental Panel on Climate Change.: *4. Sachstandsberichts (AR4) des IPCC (2007) über Klimaänderungen - Auswirkungen, Anpassungsstrategien, Verwundbarkeiten*. Kurzzusammenfassung April 2007
- [IPCC 2007b] Inter Governmental Panel on climate change: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers; Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2007
- [Josefsson 2007] Josefsson, L.G.: *Verantwortung für die Zukunft - Innovationen, Trends und Strategien für die künftige Energieversorgung*, Innovationstag, 31.05.2007, Cottbus, 2007
- [Kalenda 2002] Kalenda, N.: *Dynamische Leistungsregelung von Kleinst-Stirling-BHKW's im Inselbetrieb*, Dissertation, Technische Universität Darmstadt, 2002

- [Koalitionsvertrag 2005] *Gemeinsam für Deutschland. Mit Mut und Menschlichkeit. Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD*, 11. November 2005.
- [Kretschmer 1993] Kretschmer, R.: *Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeit-Wärmespeichern*. Dissertation, Technische Universität Dresden, 1993
- [Krewitt et al.2004] Krewitt, W.; Pehnt, M.; Fishedick, M.; Temming, H. (Hrsg.): *Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung - Ökobilanzen, Szenarien und Marktpotenziale*, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2004
- [Kueck 2003] J.D. Kueck; R.H. Staunton; S.D. Labinov; B.J. Kirby: *Microgrid Energy Management System*, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), Oak RIDGE National Laboratory, Tennessee, 2003
- [KWK-Info 2007] <http://kwk-infozentrum.html> (05.09.2007)
- [KWKModG 2002] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 19: *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*, 19.03.2002
- [Lasseter et al. 2002] Lasseter, R.; Akhil, A.; Marnay, C.; Stephens, J.; Dagle, J.; Guttromson, R.; Meliopoulos, A.S.; Yinger, R.; Eto, J.: *The MicroGrid Concept, White Paper on Integration of Distributed Energy Resources*; Assistant for Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy, California Energy Commission, 2002
- [Leijendeckers 2005] Leijendeckers, P.H.H.: *Kraft-Wärme-Kopplung nach VDI 3985 - Einführung*, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), *Blockheizkraftwerke 2005*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2005
- [Leprich et al 2004] Leprich, U.; Thiele, A.: *Rahmenbedingungen für die weitere Verbreitung von Klein-KWK-Anlagen*, in: *BWK*, Bd. 56, Heft Nr.10, 2004, S.10-12
- [Leprich et al 2005] *Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN)*, Endbericht 2005
- [Lewald et al. 2005] Lewald, N.; Brendel, M.: *Das BMWA Leistprojekt EDIson - Der dezentral orientierte Ansatz aus Sicht „des Anwenders“*. Beitrag zum 2. Aachener Anwenderforum für Bioenergienutzung in Stadt u. Region, Aachen, 2005
- [Lovins et al. 2002] Lovins, A.; Datta K.E.; Feiler, Th.; Rabago, K.R.; Swisher, J.N.; Lehmann, A.; Wicker, K.: *Small is profitable - The hidden economic benefits of making electrical resources the right size*, Rocky Mountain Institute, 2002
- [Luft 2003] Luft, S.: *Micro Kraft-Wärme-Kopplung mit Stirlingmotor*, in: *Gaswärme International*, Jg. 52 (2003), Heft 4, S. 206-208
- [Luther et al. 2007] Luther, J.; Pfaffenberger, W.; Wagner, U.; Brinker, W.: *10 Bullensee-Thesen und abgeleitete Handlungsempfehlungen zur zukünftigen Energieversorgung*, EWE Oldenburg AG (Hrsg.), Online-Version, 3. Auflage, 2007

- [Maubach et al. 2007] Maubach, K.-D.; Schmidt, M.: *Das virtuelle Kraftwerk - Option für Verteilnetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt*, in: Handbuch Energiemanagement - Wirtschaft, Recht, Technik, VVWV Energieverlag GmbH, Frankfurt a.M., 2007
- [Meffert 2000] Meffert, H.: *Marketing - Grundlagen marktorientierter Unternehmensführung*, 9. überarbeitete und erweiterte Auflage, Gabler Verlag, Wiesbaden, 2000
- [Meier et al. 1999] Meier, H.; Fünfgeld, Ch.; Adam, Th.; Schieferdecker, B.: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*, Frankfurt a.M., 1999
- [Meinhold 2005] Meinhold, W.: *Konsequenzen des neuen Energierechts für KWK-Betreiber*, in: Tagungsband Jahreskongress des B.KWK 2005 Effizienztechnik Nr.1, Berlin, 2005
- [Meißner 2005] Meißner, H.: *Effiziente Energienutzung durch Mini-Blockheizkraftwerke*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), Heft 5, S.332-334
- [Mez et al. 1999] Mez, L.; Piening, A.; Traube, K.: *Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen?*, Forschungsstelle für Umweltpolitik (FFU), Freie Universität Berlin, Fachbereich Politik- und Sozialwissenschaften, Otto-Suhr-Institut für Politikwissenschaft, Studie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung
- [Müller 1998] Müller, L.: *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft - Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1998
- [Müller et al. 2000] Müller, H.; Rudolf, A.; Aumayr, G.; Fuchs, E.: *Untersuchungen dezentraler Energieversorgungssysteme mit dem Energiemanagementsystem SICAM DEMS®*, in: e&i, Jg. 117 (2000), Heft 7/8, S. 461-567
- [Nitsch et al. 2004] Nitsch, J.; Krewitt, W.: *Potenziale und Märkte der Kraft - Wärme - Kopplung*, in: Tagungsband Kleine Blockheizkraftwerke für die dezentrale Wärme- und Stromversorgung. Haus der Wirtschaft in Stuttgart (2004).
- [Oyarzabal et al. 2005] Oyarzabal, J.; Jimeno, J.; Ruela, J.; Engler, A.; Hardt, C.: *Agent based Micro Grid Management System*, International Conference on Future Power Systems, 16.-18. November 2005, Amsterdam, Niederlande
- [Pehnt 2002] Pehnt, M.: *Energievolution Brennstoffzelle? - Perspektiven, Fakten, Anwendungen*, WILEY-VCH Verlag GmbH, Weinheim, 2002
- [Pehnt et al. 2004] Pehnt, M.; Traube, K.: *Zwischen Euphorie und Ernüchterung - Stand und mittelfristige Perspektiven stationärer Brennstoffzellen*, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (Hrsg.), Berlin, 2004
- [Pehnt et al. 2006] Pehnt, M.; Cames, M.; Fischer, C.; Praetorius, B.; Schneider, L.; Schumacher, K.; Voß, J.-P.: *Micro Cogeneration - Towards Decentralized Energy Systems*, Springer-Verlag, Berlin, 2006

- [Piller et al. 2002] Piller, W.; Rudolph, M.: *Kraft-Wärme-Kopplung - Methodik der Kostenrechnung*, 3. Auflage, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, 2002
- [Porter 1999] Porter, M.: *Wettbewerbsstrategien - Methoden zur Analyse von Branchen und Konkurrenten*, 10., durchgesehene und erweiterte Auflage, Campus Verlag, Frankfurt/ New York, 1999
- [Recknagel et al. 1997] Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.-R. (Hrsg.): *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*, 68. Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München, 1997
- [Rössiger 2006] Rössiger, C.: *Untersuchungen zur Wärmeversorgung mit Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und thermischen Speichern im häuslichen Niedertemperaturbereich*, Diplomarbeit am Lehrstuhl Energiewirtschaft der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, unveröffentlicht, 2006
- [RWTH 2004] Lucas, K.; Kuperjans, I.; Bouvy, C.; Koepsell, M.; Pfeiffer, J.: *Entscheidungs- und Planungshilfe für den Einsatz von Mikro-Gasturbinen in kmU*, Aachen, 2004
- [Santjer et al. 2002] Santjer, F.; Teichmann, K.; Steinert, W.: *Grundlagen und Konzept eines Virtual-Powerplant in Deutschland*, DEWI Magazin, Nr. 20, Februar 2002
- [Sawillion 2002] Sawillion, M.: *Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken*, Dissertation Universität Stuttgart, 2002
- [Schäfer 2005] Schäfer, T.: *Systemführung an windstarken Tagen - Erfahrungen und Ausblicke*, Innovationstag, 01.06.-02.06.2005, Cottbus, 2005
- [Schaumann 2001] Schaumann, G.: *Effizienzbewertung der Kraft-Wärme-Kopplung*, in: BWK, Jg. 53 (2001), Heft Nr.7/8, S. 60-64
- [Schaumann 2002] Schaumann, G.: *Die Effizienzbewertung der Kraft-Wärme-Kopplung - Der optimale Einsatz der KWK*, VDI-Workshop in Düsseldorf, 2002
- [Schettler-Köhler et al. 2003] Schettler-Köhler, H.-P.; Sperber, C.: *EnEV - Energieeinsparverordnung - Handbuch für die planerische Umsetzung*, Verlag für Wissenschaft und Verwaltung Hubert Wingen, Essen, 2003
- [Schlebusch et al 2006] Schlebusch, V.; Wolff, M.; Nestle, D.; Gjardy, G.; Borchard, Th.; Bukvic-Schäfer, A.S.; Erge, Th.; Klobasa, M.; Hollmann, M.: *Energiemanagement in Verteilnetzen mit hohem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen*, in: Tagungsband Elftes Kasseler Symposium Energiesystemtechnik - Informations- und Kommunikationstechnologien von morgen, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Hrsg.), Kassel, 2006
- [Schmitz et al. 2005] Schmitz, K.W.; Schaumann, G.: *Kraft-Wärme-Kopplung*, Springerverlag, Berlin, Heidelberg, 2005
- [Schrode et al. 2007] Schrode, A.; Bauknecht, D.: *Transformation der Stromnetze in Dänemark*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg. (2007), Heft 3, S.28-31

- [Schulz et al. 2005a] Schulz, C.; Röder, G.; Kurrat, M.: *Virtual Power Plants with combined heat and power micro-units*. International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Netherlands, 2005
- [Schulz et al. 2005b] Schulz, C.; Kurrat, M.; Waitschat, H.: *Einsatzmöglichkeiten von Mini-Blockheizkraftwerken*, in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 104 (2005), Heft 5, S. 26-30
- [Schulz 2006] Schulz, C.: *Wirtschaftlichkeit dezentraler Systeme*, 6. ETG-Workshop „Dezentrale Energieversorgung 2020 - Stand und Perspektiven“, Frankfurt a.M., 2006
- [Schulz 2007] Schulz, W.: *Hemmnisse eines weiteren Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung*, in: EuroHeat&Power, 36. Jg. (2007), Heft 5, S.30-36
- [Schweißthal 2007] Schweißthal, W.: *Vermarktungschancen für Strom aus Erneuerbaren Energien* „Das Virtuelle (Regel)kraftwerk“, Vortrag beim 5. Hanauer Dialog, Hanau „Strom aus Biomasse: Der Systemdienstleister der Erneuerbaren“, 2007
- [Schwintowski et al. 2006] Schwintowski, H.-P. (Hrsg); Freiwald, B.; Fried, J.; Härle, P.; Pilgram, T.; Scholz, F.; Schuler, A.; Spicker, J: *Handbuch Energiehandel*, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2006
- [Siddiqui et al., 2001] Siddiqui, A.S.; Marnay, C.; Hamachi, K.S.; Rubio, F.J.: *Customer Adoption of Small-Scale On-Site Power Generation*
- [Siemens 2003] Dezentrales Energiemanagementsystem DEMS, Siemens - Program and System Engineering PSE, 2003
- [Simader et al. 2004] Simader, G.; Ritter, H.; Benke, G.; Pinter, H.: *Mikro- und Mini-KWK-Anlagen in Österreich*. Energieverwertungsagentur - the Austrian Energy Agency (Hrsg.), 2004
- [Starrmann 2001] Starrmann, F.: *Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten*, Oldenbourg Industrieverlag, München, 2001
- [Stein 1999] Stein, R.: *Blockheizkraftwerke: ein Leitfaden für den Anwender*, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für Wissenschaftlich-Technische Information mbH (Hrsg.), 4., erw. und völlig überarbeitete Auflage, TÜV-Verlag, Köln, 1999
- [Straßberger 2003] Straßberger, H.: *Wärme- und Stromverbrauchsmessungen an Mehrfamilienhäusern - Grundlagen dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung*, Dissertation, Technische Universität Berlin, 2003
- [Strese 2003] Strese, J.: *Das virtuelle Regelkraftwerk*, in: e|n|w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, 2003, Heft 6, S.2-4
- [Strese 2006] Strese, J.: *Neue Chancen in Regelenenergiemärkten mit virtuellen Kraftwerken*, VWEW Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, Fulda, 2006

- [UBA 2005] Umweltbundesamt (Hrsg.), Forschungsbericht 202 41 142, UBA-FB 000817.; Leprich, U.; Thiele, A.; Meixner, H.; Schäfer, U. (Autoren): *Brennstoffzellen in der stationären Energieversorgung*, Dessau, 2005
- [Vandenbergh et al 2006] Vandenbergh, M.; Engler, A.; Geipel, R.; Landau, M.; Strauss, P.: *Microgrid Management with a high share of renewable energy sources*, 21st European Photovoltaik Solar Energy Conference, Dresden, September 04-08, 2006
- [VDEW 1990] VDEW-Arbeitskreis EDV-Optimierung des Kraftwerkseinsatzes: *EDV-Optimierung des Kraftwerkeinsatzes - Definitionen, Anforderungen, Verfahren*. in: *Elektrizitätswirtschaft*, Jg. 89 (1990), Heft 15, S.848-855
- [VDE 2005] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (Hrsg.): *Elektrische Energieversorgung 2020 - Perspektiven und Handlungsbedarf*, Frankfurt a.M., 2005
- [VDE 2007] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (Hrsg.): *Dezentrale Energieversorgung 2020*, Frankfurt a.M., 2005
- [VDI 1999] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.), *Blockheizkraftwerke '99 Technik und Entwicklung, Wirtschaftlichkeit, Betriebserfahrung*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999
- [VDI 2000] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): *VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenrechnung*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
- [VDI 2001] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): *VDI-Richtlinie 4661 - Energiekennwerte: Definitionen - Begriffe - Methodik*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2001
- [VDI 2007] VDI Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): *VDI-Richtlinie 4655 - Referenzprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen (Entwurf)*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2007
- [VDN 2003] Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: *Distribution Code 2003 Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*. (Fassung von 08/2003)
- [Verstege et al. 1997] Verstege, J.; Werner, T.G.; Schäfer, K.F.: *Liberalisierung der Energieversorgung - Auswirkungen auf Planungs- und Optimierungsaufgaben*, in: *Optimierung in der Energieversorgung II*, VDI-Berichte 1352, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2006
- [Vogelsang 1997] Vogelsang, H.: *Energie-Management-System zur optimalen Auslegung von Blockheizkraftwerken*, VDI Verlag, Düsseldorf, 1997
- [Von der Hagen 2005] Von der Hagen, H.: *Make or buy - Einstieg in die strukturierte Strombeschaffung als schrittweises Vorgehen auf Basis konfektionierter Stromprodukte*, in: *e|m|w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb*, 2005, Heft 2, S.8-12

- [VVII 2001]) *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, 2001*
- [Wacker et al. 2005] Wacker, J.; Schulz, C.; Kurrat, M.: *Virtuelle Regelkraftwerke mit Mini-Blockheizkraftwerken - eine wirtschaftliche Utopie?*, in: ew - Das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 104 (2005), Heft 17-18, S. 20-23.
- [WADE 2003] *Guide to decentralized Energy Technologies*. World Alliance for Decentralized Energy Technologies, Edinburgh, 2003
- [Wenz 2000] Wenz, A.: *Rechnergestützte Anlageneinsatzplanung und -optimierung in Querverbundsystemen*, Dissertation, Technische Universität München, 2000
- [Werdich et al. 1999] Werdich, M.; Kübler, K.: *Stirling-Maschinen: Grundlagen, Technik, Anwendungen*, 7. überarbeitet u. erweiterte Auflage, ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 1999
- [Winje et al. 1991] Winje, D.; Witt, D.: *Energiewirtschaft*, Springer-Verlag, Berlin, 1991
- [Wöhe 1996] Wöhe, G.: *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*, 19., überarb. und erw. Aufl., Verlag Franz Vahlen, Vahlen, 1996
- [Wohlers 2007] Wohlers, M.: *Szenarien und Erwartungen eines großen Stadtnetzbetreibers*, Innovationstag, 31.05.2007, Cottbus
- [Woldt et al. 2006] Woldt, T.; Gjardy, G.; Hildebrandt, S.; Grünwald, H.; Stock, O.; Schneider, U.: *Systemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen unter besonderer Berücksichtigung regenerativer Energieträger*, in: Forum der Forschung, 10. Jahrgang, Heft 19, BTU Cottbus Eigenverlag, S.69-74, Cottbus, 2006
- [Woldt et al. 2007] Woldt, T.; Fichtner, W.: *Mikrogasturbinen zur Industrieprozessversorgung - Integration und Betriebsführungsaspekte am Beispiel der Steine- und Erden-Industrie*, in: Tagungsband VDI-Expertenforum „Betriebliches Energiemanagement“, Cottbus, 2007
- [Wolf 2005] Wolf, B.R.: *Wirtschaftliche Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung für kleine Leistungen - Lösung und Betriebserfahrung für Einsatz in einem kleinen Krankenhaus*, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.), Blockheizkraftwerke 2005, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2005
- [WSchVO 1995] *Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung - WärmeschutzV)*, Verordnung i.d.F.v. 16.08.1994
- [ZSW 2000] BHKW-Plan Version 1.05.00 Excel basierte Design Software für kleine BHKW. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil der produzierten Elektroenergie aus KWK-Anlagen an der Bruttoelektrizitätserzeugung des Jahres 2002 in den EU-15 Staaten.....	3
Abbildung 2: Anteile der Vergütung für Elektroenergie aus KWK-Anlagen bei Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Elektrizitätsversorgung.....	9
Abbildung 3: Entwicklung des durchschnittlichen Quartals-Baseloadpreises an der European Energy Exchange für den Zeitraum 2000-2007.....	10
Abbildung 4: Primärenergienutzung mit KWK-Anlagen durch Auskopplung von Kraft bei der Wandlung von chemischer Brennstoffenergie in Wärme.....	15
Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Verbrennungsmotorenprozesses mit Abgas- und Motorenölwärmetauschern.....	24
Abbildung 6: Schematische Darstellung eines Stirlingmotorprozesses.....	25
Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Mikrogasturbinenanlage.....	26
Abbildung 8: Umwandlungsschritte bei der Wärme- und Elektroenergieerzeugung aus chemisch gebundener Brennstoffenergie mit Wärmekraftmaschinen und Brennstoffzellen.....	27
Abbildung 9: Prinzipieller Aufbau von Brennstoffzellen.....	28
Abbildung 10: Elektroenergiepreisentwicklung für deutsche Haushaltsabnehmer bei Jahresbedarf bis 3.500 kWh _{el} von 1991 - Mitte 2007.....	35
Abbildung 11: Erdgaspreisentwicklung für deutsche Haushaltsabnehmer bei Jahresbedarf bis 23.250 kWh von 1991 - Mitte 2007.....	36
Abbildung 12: Schematische Darstellung auf den Maximalwert normierter Elektroenergieanteile bei einem wärmegeführten KWK-Anlagenbetrieb.....	37
Abbildung 13: Spezifische Elektroenergiegestehungskosten der untersuchten KWK-Technologien in Abhängigkeit von den Jahresbenutzungsstunden.....	39
Abbildung 14: Ökonomische Parametersensitivitäten für die KWK-Technologie 5,5 kW _{el} ausgehend von den 4.500 Grenzbenutzungsstunden pro Jahr.....	40
Abbildung 15: Ökonomische Parametersensitivitäten für die KWK-Technologie 48 kW _{el} ausgehend von den 2.300 Grenzbenutzungsstunden pro Jahr.....	41
Abbildung 16: Schematische Darstellung der Leistungsflussveränderungen.....	49
Abbildung 17: Schematische Darstellung eines virtuellen großen Kraftwerkes.....	52
Abbildung 18: Beispielhafte schematische Darstellung eines Micro-Grids.....	55
Abbildung 19: Anteile der Sektoren am deutschen Endenergiebedarf des Jahres 2005.....	59
Abbildung 20: Ganzheitliches kommunales Energieversorgungskonzept.....	61
Abbildung 21: Schematische Darstellung von möglichen Kommunikationsstrukturen zur Umsetzung dezentraler Energiemanagementsysteme.....	63
Abbildung 22: Anlagenclusterung nach dem Netztopologiemerkmal.....	65

Abbildung 23: Datenkonzentrator zur Aggregation von Strukturinformationen	65
Abbildung 24: Vereinfachte schematische Darstellung der Netzdienstleistungen und Entgeltflüsse in den deutschen Elektroenergieversorgungsnetzen	69
Abbildung 25: Anlagenplanungszeithorizonte und –aufgaben	73
Abbildung 26: Softwarearchitektur des dezentralen Energiemanagementsystems	77
Abbildung 27: Funktionsübersicht des Offline-Planungstools.....	78
Abbildung 28: Schematische Darstellung eines dezentralen Energiemanagementsystems mit KWK-Anlagen.....	79
Abbildung 29: Schematische Überblicksdarstellung des Gesamtmodells	81
Abbildung 30: Struktur der Modellabbildungsbereiche	81
Abbildung 31: Aggregierter Modellabbildungsbereich der elektroenergetischen kommunalen Versorgungsstrukturen mit zwei Niederspannungsabgängen..	82
Abbildung 32: Aggregierter Abbildungsbereich der elektroenergetischen kommunalen Versorgungsstrukturen mit modellierter Verteilnetzrestriktion.....	84
Abbildung 33: Detaillierter Abbildungsbereich mit Energieflüssen	85
Abbildung 34: Beispielhafte Darstellung von thermischen Nachfrage- und Anlagenleistungskurven.....	86
Abbildung 35: Beispielhafte Darstellung des Zusammenhangs von elektrischer Nachfrage und elektrischem Anlagenoutput	87
Abbildung 36: Beispielhafter thermischer Tageslastverlauf normiert auf Maximallast	88
Abbildung 37: Beispielhafter elektrischer Tageslastverlauf normiert auf Maximallast.....	89
Abbildung 38: In- und Outputmodellierung von KWK-Anlagen	89
Abbildung 39: Schemadarstellung des Brennstoffbedarfes in Abhängigkeit des elektrischen KWK-Anlagenoutputs	90
Abbildung 40: In- und Outputmodellierung von Zusatzheizkesseln.....	90
Abbildung 41: Modellierung von thermischen Speicher.....	91
Abbildung 42: Schemadarstellung der Zonung von Elektroenergiebezugsverträgen	93
Abbildung 43: VDEW-Haushaltlastprofile H0 für die Winterzeit	97
Abbildung 44: Wärmebedarfsprofile für den Mehrfamilienhaustyp 1	98
Abbildung 45: Arbeitspreisstruktur des Kommunalversorgers	102
Abbildung 46: Elektroenergetische Topologie für die Szenarien	102
Abbildung 47: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung.....	105
Abbildung 48: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung.....	105
Abbildung 49: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei lokaler Optimierung.....	106

Abbildung 50: Kosten- und Erlösdarstellung bei wärmegeführter Betriebsführung an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung	106
Abbildung 51: Jahreskosten- und Erlösdarstellung bei wärmegeführter Betriebsführung an den Sommerwochenendtagen bei lokaler Optimierung.....	107
Abbildung 52: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes an einem Sommerwochenendtag bei lokaler Optimierung	108
Abbildung 53: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebietes an einem Winterwochenendtag bei lokaler Optimierung.....	108
Abbildung 54: Leistungskosten des Kommunalversorgers unter Berücksichtigung des Elektroenergiebeitrages der KWK-Anlagen bei lokaler Optimierung	109
Abbildung 55: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung	111
Abbildung 56: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Sommerwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung	111
Abbildung 57: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei wärmegeführter Betriebsführung und übergeordneter Optimierung	112
Abbildung 58: Tageskosten- und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung	112
Abbildung 59: Jahreskosten- und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung	113
Abbildung 60: Jahreskosten und Erlösdarstellung für einen Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung	113
Abbildung 61: Jahresgesamtkosten der Mehrfamilienhäuser in den Szenarien 1 und 2... 114	
Abbildung 62: Jahresgesamtkosten der Mehrfamilienhäuser in den Szenarien 1 und 2 bei Begrenzung des Anlageneingriffs auf die Sommerwochenendtage	114
Abbildung 63: Elektrischer Fahrplan des gesamten Versorgungsgebiets für den Sommerwochenendtag bei übergeordneter Optimierung.....	115
Abbildung 64: Leistungskosten des Kommunalversorgers mit Berücksichtigung des Beitrages der KWK-Anlagen bei übergeordneter Optimierung.....	116
Abbildung 65: Leistungskosten des Kommunalversorgers am Sommerwochenendtag bei lokaler und übergeordneter Optimierung	116
Abbildung 66: Elektroenergetische Topologie für Szenario 3.....	118
Abbildung 67: Schematische Darstellung der Wirkleistungseinspeisebeschränkung.....	119
Abbildung 68: Thermische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 30% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses ...	120
Abbildung 69: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 30% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses ...	121

Abbildung 70: Elektrische Fahrpläne für MFH 1 an einem Winterwochenendtag bei Lastreduktion auf 90% und Berücksichtigung des Verteilnetzengpasses ...	121
Abbildung 71: Betriebs- und Bezugskostenvergleich in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 30%.....	122
Abbildung 72: Betriebs- und Bezugskostenvergleich in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 90%.....	122
Abbildung 73: Kosten- und Erlösveränderungen in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 30%.....	123
Abbildung 74: Kosten- und Erlösveränderungen in den Niederspannungsabgängen bei Lastreduktion auf 90%.....	123
Abbildung 75: Elektrische Fahrpläne zum Cluster aggregierter KWK-Anlagen an einem Übergangswochenendtag mit vermarktbarem Börsen- und Restanteil.....	127

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuschlagszahlungen nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung i.d.F.v. 19.03.2002.....	9
Tabelle 2: Bewertungskennzahlen von Mini-Blockheizkraftwerken.....	24
Tabelle 3: Bewertungskennzahlen von Mikrogasturbinen.....	27
Tabelle 4: Übersicht zu den verschiedenen Brennstoffzellentypen	29
Tabelle 5: Technische Parameter der betrachteten KWK-Technologien.....	34
Tabelle 6: Ökonomische Parameter und Nutzungsdauern der Technologien	38
Tabelle 7: Primär-, End- und Elektroenergiebedarfsentwicklung in Deutschland.....	58
Tabelle 8: Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber für die Entnahme aus verschiedenen Spannungsebenen (Stand 08/2007)	70
Tabelle 9: Gebäude- und Energiecharakteristika betrachteter Mehrfamilienhäuser	95
Tabelle 10: Aufteilung der Typtagprofile auf das Gesamtjahr	97
Tabelle 11: Thermischer Auslegungsgrad bei den Mehrfamilienhaustypen.....	99
Tabelle 12: Technische Parameter der Zusatzkessel.....	100
Tabelle 13: Technische Parameter der Wärmespeicher	101
Tabelle 14: Parameter für Energiebezugsverträge	101
Tabelle 15: Jahreskosten- und Erlöse bei lokal optimierter Betriebsweise.....	107
Tabelle 16: Jahreskosten- und Erlöse bei übergeordnet optimierter Betriebsweise.....	113
Tabelle 17: Jahreskosten- und Erlöse bei übergeordnet optimierter Betriebsweise nur an Sommerwochenendtagen.....	114
Tabelle 18: Kostenveränderung aller Mehrfamilienhäuser im Niederspannungsbereich NS1 gegenüber NS2 bei einer Lastreduktion auf 30%.....	123
Tabelle 19: Kostenveränderung aller Mehrfamilienhäuser im Niederspannungsbereich NS1 gegenüber NS2 bei einer Lastreduktion auf 90%.....	123

11 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ANF	Annuitätenfaktor
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
CHP	Combined Heat and Power
CO ₂	Kohlendioxid
DEMS	Dezentrales Energiemanagementsystem
Dena	Deutsche Energie Agentur
Ecanse	Environment for Computer Aided Neural Software Engineering
EnEV	Energieeinsparverordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
h	Stunden
H _u	Heizwert
i.d.F.v.	in der Fassung vom
IPP	Independent Power Producer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKModG	Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

m_{Br}	Brennstoffmenge
MFH	Mehrfamilienhaustyp
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OTC	Over the counter
$P_{el,netto}$	Elektrische Anlagennettoleistung
$Q_{th,netto}$	Thermische Anlagennettoleistung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TWh	Terra-Watt-Stunden
ω	Brennstoffausnutzungsgrad
σ	Stromkennzahl
β	Stromausbeute
α	Wärmeausbeute
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WinCC	Windows Control Center