

DIE INTEGRALE METHODE *URBS* ZUR BESCHREIBUNG UND OPTIMIERUNG URBANER ENERGIESYSTEME

Stephan Richter^{1,2}, Thomas Hamacher^{1,2}

¹ Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP), Garching,

² Wissenschaftszentrum Umwelt Universität, Augsburg

1. Einleitung und Motivation

Urbane Energiesysteme sind zugleich eine Chance und eine Herausforderung an alle, die diese Systeme zu pflegen und zukunftsfähig zu gestalten haben. Sie sind eine Chance, da sie die Möglichkeit bieten verschiedene Energietechniken wie die gekoppelte Produktion von Kraft und Wärme in sehr effizienter Weise miteinander zu verknüpfen. Die Herausforderung stellt sich, da in Städten hohe zeitliche und räumliche Dichten an Energienachfrage befriedigt werden müssen, was eine enorme Anforderung an zeitlich fluktuierende Versorgungstechniken stellt. Viele regenerative Energiequellen sind ein Beispiel dafür.

Außerdem ist zu erwarten, dass zukünftig mit dem Anwachsen des Urbanisierungsgrads und einer weiteren Verdichtung städtischer Lebensräume auch die Nachfrage an verschiedenen Sekundär- und Endenergieformen weiter wachsen wird – sowohl in den Entwicklungsländern als auch in den Industrienationen [Hanaki & Ichinose, 1998; UN China, 2001].

Um diese Herausforderung bewältigen zu können, wird eine integrale Methode entwickelt, die speziell dazu dient, die Fragestellungen, die die urbane Energieversorgung aufwirft, zu beantworten: **Urban Research Toolbox: Energy Systems – URBS**.

In diesem Aufsatz werden die Methode *URBS* und erste Anwendungen am Beispiel Augsburgs vorgestellt. Beginnend mit der Beschreibung und Simulation des **Referenzenergiesystems (RES)** folgen zwei Fallbeispiele der Anwendung, die zu denkbaren zukünftigen **optimierten Energiesystemen (OES)** führen. Diese OES haben verschiedenen Energieversorgungstechniken im Focus: Im ersten Fall werden Kraft-Wärme-Kopplungstechniken (KWK-Techniken) betrachtet, explizit erdgasbefeuerte, konventionelle KWK-Anlagen wie erdgasbetriebene Brennstoffzellen (BZ). Im zweiten Fall wird der Einsatz regenerativer Techniken (Solarenergieerzeugung und Biomasse) behandelt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass es sich bei den Ergebnissen und Schlussfolgerungen um einen Arbeitsbericht handelt, und dass die Aussagen zu diesem Zeitpunkt als Beispiele der Anwendung der Methode *URBS* und nicht endgültige Empfehlungen für Augsburg anzusehen sind.

2. Die integrale Methode *URBS*

URBS stellt eine Methode dar, mit der urbane Energiesystem beschrieben und abgebildet, simuliert und unter verschiedenen Gesichtspunkten zukunftsfähig optimiert werden können. Besonders gilt das Augenmerk Entwicklungspfadern hin zu Energiesystemen, die im Sinne der Brundtland-Definition als Nachhaltig gelten [WCED, 1987]. Nachhaltigkeitskriterien wie CO₂-Emissionen stehen im Mittelpunkt bei der Auslegung zukünftiger Systeme.

Um diesem Anspruch gerecht zu werden, muss die Betrachtung der Systeme integral erfolgen. Wird ein urbanes Energiesystem in seiner gesamten Komplexität betrachtet, (was nötig ist, um es realitätsnah abbilden zu können) ist es unabdingbar, die zahlreichen Faktoren mit Einfluss auf das System einzubeziehen. Mit *URBS* wird der Versuch unternommen, alle Nachfragebereiche mit Ausnahme des Bereichs Transport und Verkehr zu berücksichtigen, also Industrie, Kleinverbrauch, private Haushalte und kommunaler Verbrauch. Auf der Versorgungsseite werden die Anlagen innerhalb der Stadt modelliert, während stromseitig alle übrigen Anlagen als Teil des Verbundnetzes angesehen werden.

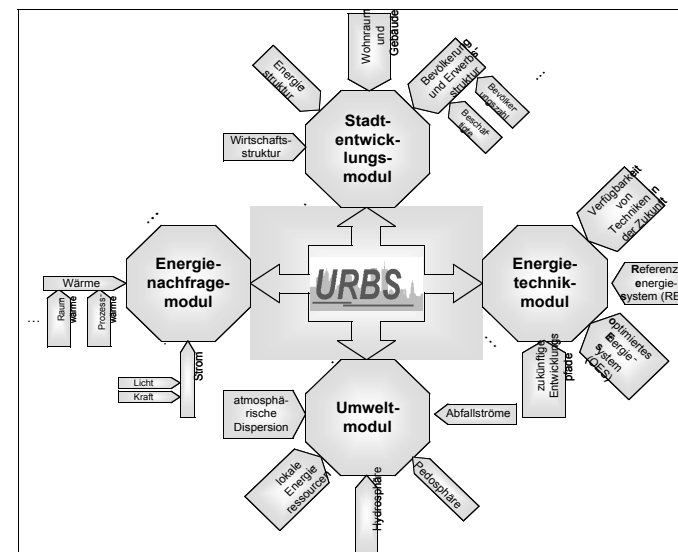


Abb. 1: Graphischer Überblick über die integrale Methode *URBS* und deren Module.

URBS ist aus vier Modulen aufgebaut, die dazu dienen, die zahlreichen Einflussfaktoren auf das Energiesystem einer Stadt hinreichend gut abbilden zu können und so die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und der dies einbettenden Struktur *Stadt* zu erfassen (vgl. Abb. 1):

- i.) Das *Stadtentwicklungsmodul* umfasst alle Informationen über die demographische, ökonomische Entwicklung und die allgemeine Siedlungsstruktur der zu untersuchenden Stadt.
- ii.) Das *Energienachfragemodul* leitet aus den Informationen die mit dem Stadtentwicklungsmodul gewonnen wurden und unter der Annahme möglicher technologischer und regulatorischer Entwicklungen zeitlich aufgelöste Nachfragen an verschiedenen Energieformen ab.
- iii.) Das *Energienachfragemodul* berechnet aus der Menge möglicher Energieversorgungs- und -verteilungstechniken denjenigen Satz von Techniken, der geeignet ist, die vorgegebene Nachfrage bestmöglich zu befriedigen. Die Berechnung dieses Techniksatzes erfolgt durch einen linearen Optimierungsprozess. Die Zielfunktionen können fakultativ optimale Kosten oder minimale Umweltbeeinträchtigungen sein.¹ Dieses Optimierungswerkzeug ist speziell dazu entwickelt worden, hohe zeitliche Auflösungen in der Betrachtung zu ermöglichen, die für die realitätsnahe Abbildung verschiedener Prozesse notwendig ist.
- iv.) Das *Umweltmodul* verbindet einen Satz von Werkzeugen, die die Einflüsse verschiedener Energieversorgungssysteme untersuchen und die Potentiale lokal bzw. regional beschränkter Energieressourcen abschätzen. Bei den Umwelteinflüssen liegt das Hauptaugenmerk auf den Ausbreitungen und Auswirkungen atmosphärischer Emissionen, die nicht (primär) treibhausrelevant sind.

Die Ergebnisse des Umweltmoduls haben Einfluss auf den Optimierungsprozess des Energietechnikmoduls und werden im Verlauf mehrerer Iterationsschritte berücksichtigt.

Alle Module zusammen decken einen großen Bereich der Aspekte nachhaltiger Entwicklung ab [Hauff, 1987].

2.1 Die Module von *URBS*

2.2.1 Das Stadtentwicklungsmodul

Das *Stadtentwicklungsmodul* sammelt und analysiert die Indikatoren der Stadtentwicklung und deren jüngeren Veränderungen. Hieraus wird eine Abbildung der demographischen, ökonomischen Stadtentwicklung und der generellen Siedlungsstruktur erstellt. Indikatoren sind

¹ Die *Umwelteinflüsse* sind hier als äquivalent zu anthropogen verursachten Emissionen infolge der Energiebereitstellung zu verstehen.

z.B. die Einwohnerzahl oder der pro Kopf-Verbrauch an elektrischer Energie.² Die Indikatoren sind z.T. selbst Messgrößen und damit direkt auswertbar oder sie müssen durch andere Messgrößen/Observablen ausgedrückt werden (wie z.B. der flächenspezifische Verbrauch an Niedertemperaturwärme (NT-Wärme)).

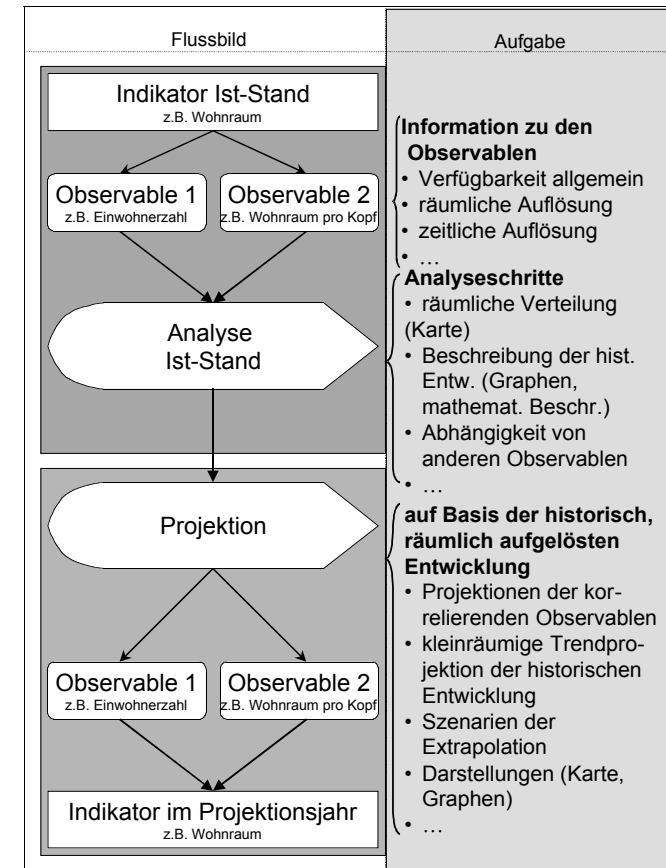


Abb. 2: Flussbild des schematischen Vorgehens bei der Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls

Im Anschluss an die Abbildung des Ist-Zustandes der Stadtentwicklung und dem jüngeren Weg dorthin, werden die Indikatoren in die Zukunft projiziert. Abb. 2 zeigt ein Flussbild, mit dem die Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls schematisch und exemplarisch nachvollzogen werden kann.

² Die elektrische Energie wird im Folgenden der Einfachheit halber als Elektrizität bezeichnet.

Im ersten Schritt werden alle verfügbaren statistischen Daten wie die Einwohner- und Beschäftigtenzahlen, die Wohnflächenverteilung, die Verbräuche an verschiedenen Energieformen etc. gesammelt. Die wichtigste Quelle sind das statistische Amt der zu untersuchenden Stadt, die statistischen Landesämter oder auch andere, nationale oder internationale Statistikämter (Bundesamt, Eurostat, usf.).

Die Analyse der jüngeren Entwicklung und die graphische Darstellung erfolgen im zweiten Schritt. Im Wesentlichen werden dabei thematische Karten und Zeitverläufe der einzelnen Indikatoren dargestellt.

Im dritten Schritt werden mögliche zukünftige Entwicklungen der Indikatoren diskutiert. Findet sich ein einfaches Modell für Zukunftsprojektionen eines Indikators vor, wird dieses verwendet. Anderenfalls werden die historischen Daten extrapoliert oder es werden Sättigungen angenommen. In allen Fällen wird von drei möglichen Entwicklungen ausgegangen, eine *starke*, eine *geringe* und eine *mittlere*. Klar ist, dass in diesen Projektionen Trendumkehrungen a priori ausgeschlossen sind. Möglich ist aber eine Abschwächung von Trends, da zusätzlich zum Zieljahr der Projektionen ein Stützjahr verwendet wird. In den nachfolgenden Fallbeispielen wird mit dem Stützjahr 2015 und dem Zieljahr 2025 gerechnet. Dies entspricht der typischen Zeitskala, auf der ein Heizungssystem ausgetauscht wird und in der in den „alten Ländern“ der BR Deutschland eine halbe Renovierungsperiode vollzogen ist [Kleemann et al., 2000].

2.1.2 Das Energienachfragemodul

In einem weitentwickelten Zustand der Methode *URBS* soll die Nachfrage an Energiedienstleistungen aus dem Stadtentwicklungsmodul mithilfe eines Bottom-Up-Ansatzes hergeleitet werden. Die Nachfrage an Energiedienstleistungen wird dann wiederum verwendet, um den Verbrauch an Endenergien zu berechnen, wozu zusätzlich noch modulübergreifend konsistente Technologieentwicklungen angenommen werden müssen. Derzeit werden mit einem Top-Down-Ansatz aus den Informationen des Stadtentwicklungsmoduls und auf Basis der vorhandenen zeitlich hoch aufgelösten Nachfragezeitreihen an Elektrizität, Erdgas- und Fernwärme zukünftige Nachfragezeitreihen generiert.

2.1.3 Das Energietechnikmodul

Das dritte Modul betrachtet die Versorgungsseite. Mit dem Energietechnikmodul wird zunächst der Ist-Zustand des vorhandenen Energieversorgungssystem beschrieben und abgebildet. Das so genannte **R**eferenz**E**nergie**S**ystem (RES) wird als Vergleichsbasis für alle zukünftigen Energiesysteme eingesetzt. Die **O**ptimierten zukünftigen **E**nergie**S**ysteme (OES) sind ein Ergebnis des angesprochenen linearen Optimierungsprozesses. Aus der Menge der heute

bereits vorhandenen und der in Zukunft als einsetzbar angenommenen Energieversorgungstechniken wird derjenige Satz an Techniken berechnet, der folgende Kriterien erfüllt: Erstens muss die vorgegebene Nachfrage zu jedem Zeitpunkt der Rechnung gedeckt sein. Zweitens müssen die Gesamtkosten oder die gesamten CO₂-Emissionen minimal sein. Dies wird durch die Optimierung erreicht. Drittens müssen weitere Nebenbedingungen wie die begrenzte Verfügbarkeit einzelner Techniken berücksichtigt werden.

In der Optimierung selbst müssen entweder die Kosten oder die Emissionen minimiert werden – der besondere Schwerpunkt liegt hier bisher bei den CO₂-Emissionen. Wird eines der beiden Kriterien als Optimierungsobjekt ausgewählt, so kann für das andere Kriterium ein Maximalwert vorgegeben werden, der nicht überschritten werden darf und so als eine Zwangsbedingung fungiert.

Die eingesetzte Software erlaubt eine vom Anwender definierte Zeitauflösung, die lediglich durch die Hardwarebeschränkungen der eingesetzten Rechnerlandschaft begrenzt ist. Somit können gerade Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) und intermittierende erneuerbare Energieumwandlungstechniken ausgezeichnet modelliert werden. Beide Fälle werden in Kap. 3 am Beispiel Augsburg diskutiert.

2.1.4 Das Umweltmodul

Das vierte und letzte Modul betrachtet die Auswirkungen eines Energiesystems auf die Umwelt und schätzt die Potentiale lokal und regional begrenzter Energieträger ab. Beide Ergebnisse koppeln in das vorangehend beschriebene Energietechnikmodul zurück. Dort wurde gesagt, dass Begrenzungen bestimmter Energieträger berücksichtigt werden. Gerade erneuerbare Energieträger wie Biogas, Solar- und Windenergie sind lokal und/oder regional begrenzt; einerseits durch die verfügbare Fläche für deren Aufbau (Wind, Sonne), andererseits durch die Tatsache, dass es sich nicht um Transportgüter (Biogas) handelt.

Zur Diskussion der Umweltauswirkungen verschiedener OES werden eine Reihe von Werkzeugen kombiniert. Wichtigster Schwerpunkt ist im derzeitigen Entwicklungsstand von *URBS* die atmosphärische Dispersion nicht treibhausrelevanter Emissionen, die bei der Energiebereitstellungen im Untersuchungsgebiet emittiert und dort auch imitiert werden. Derzeit dient als das wichtigste Werkzeug ein Lagrangesches Dispersionsmodell, das die neue „TALuft“ erfüllt, die im Herbst 2002 in Kraft gesetzt wurde. Das Programm mit dem Namen AUSTAL2000 steht in der aktuellen Version als so genannte Freeware im Internet zu Verfügung [Ingenieurbüro Jannicke, 2000; BMU, 2002].

Auch die mit AUSTAL2000 erzielten Ergebnisse fließen zurück in das Energietechnikmodul und führen zu Iterationen in der Anwendung des Optimierungsprozesses und mithin zu weite-

ren OES. Zudem liefern die Ausbreitungsrechnungen mit AUSTAL2000 einen weiteren, wichtigen Parameter für den Vergleich der OES mit den RES und der OES untereinander.

Da diese Untersuchungen aber noch in einer frühen Phase sind, wird dieser Teil des Umweltmoduls in den anschließenden Fallbeispielen nicht angewandt.

3. Erste Anwendungen der Methode *URBS* am Beispiel Augsburg

In einer ersten Anwendung von *URBS* dient die Stadt Augsburg mit einer Einwohnerzahl von über einer viertel Million als Untersuchungsgegenstand.

3.1 Grundlagen der Anwendung

3.1.1 Die derzeitige Struktur von Augsburg analysiert mit dem Stadtentwicklungsmodul

Eine detaillierte Analyse der derzeitigen Struktur der Stadtentwicklung Augsburgs ist die Grundlage für die nachfolgende Falluntersuchung des urbanen Energiesystems. Hierzu wurde das Stadtentwicklungsmodul in der in Abschn. 2.1.1 beschriebenen Weise auf Augsburg angewandt. Dieser Abschnitt ist eine kurze Zusammenfassung der detaillierten Studie, die im Sommer 2003 durch die Stadt Augsburg herausgegeben wurde [Richter, 2003]. Die Analyse basiert auf drei Hauptindikatoren: der *Einwohner- und Beschäftigtenstruktur*, der *Wohnflächenverteilung* und der Struktur des rezenten *Energiesystems*. Die Analyse des Energiesystems selbst bezieht sich im Wesentlichen auf die netzgebundenen Energieträger wie Elektrizität, Erdgas und Fernwärme. Die Messgrößen und -werte dieser Indikatoren entstammen den Statistiken der *Stadt Augsburg* [2002], dem *Arbeitsamt Augsburg* [2002], der *Stadtwerke Augsburg* [2002] und der *Kaminkehrer-Innung für Augsburg und Schwaben* [2002].

Letztmals komplett wurden alle Informationen in der Volkszählung 1987 erhoben. Seitdem wurden alle Zahlen nur noch fortgeschrieben und/oder per Mikrozensus validiert. In den folgenden 14 Jahren bis 2001 wuchs die Einwohnerzahl Augsburgs von 247 451 auf 272 620 (+10.74%) an. Gleichzeitig stieg die Wohnfläche um 22.02% von 8 093 117 m² auf 9 875 100 m². Das entspricht einem Anstieg der Wohnfläche pro Kopf (p.c.) um 10.75% von 32.71 m² p.c. auf 36.22 m² p.c.. Dieser Wert liegt unter dem Bundesdurchschnitt, der 1998 mit 39.3 m² p.c. angegeben wurde [statistisches Bundesamt, 2002].

In den letzten zwei Dekaden, 1980 beginnend, wuchs das BIP des Wirtschaftsstandorts Augsburg im Mittel um beachtliche 5.55% p.a. (gerechnet in Marktpreisen). Zugleich schrumpfte die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten von 159 016 Personen im Jahr 1987 auf 125 988 Personen im Jahr 2001. Damit ergibt sich eine Effektivitätssteigerung des Quotienten aus Beschäftigten und BIP von 26 Beschäftigten pro Mill. EUR auf etwa 12 Beschäf-

tigte pro Mill. EUR zwischen 1988 und 1998. Diese Effektivitätssteigerung legt die Vermutung nahe, dass in Augsburg ein Strukturwandel von einer mehr industriell hin zu einer eher durch Handel und Dienstleistungen geprägten Beschäftigungsstruktur stattgefunden hat bzw. noch weiterhin stattfindet. Zum Vergleich wiederum das Bundesmittel des Quotienten Beschäftigte pro Wirtschaftsleistung: Zwischen 1991 und 1998 sank die Zahl der Beschäftigten, die eine Mill. EUR BIP erwirtschafteten im gesamtdeutschen Mittel von 26 auf 19 Beschäftigte pro Mill. EUR ab [statistisches Bundesamt, 2001].

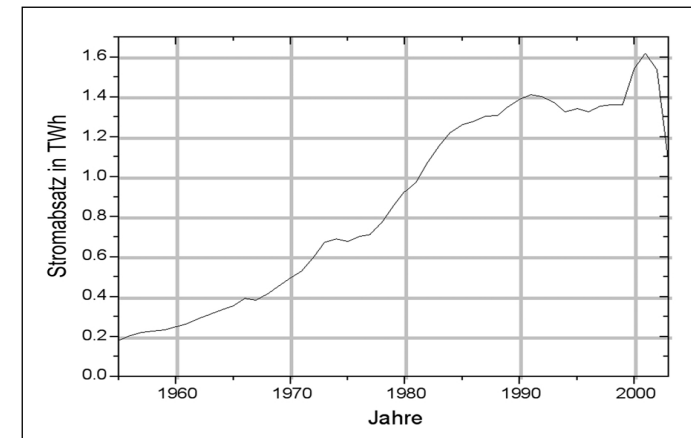


Abb. 3a: Zeitverlauf der abgesetzten Elektrizität der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003, Plandaten für 2002 und 2003

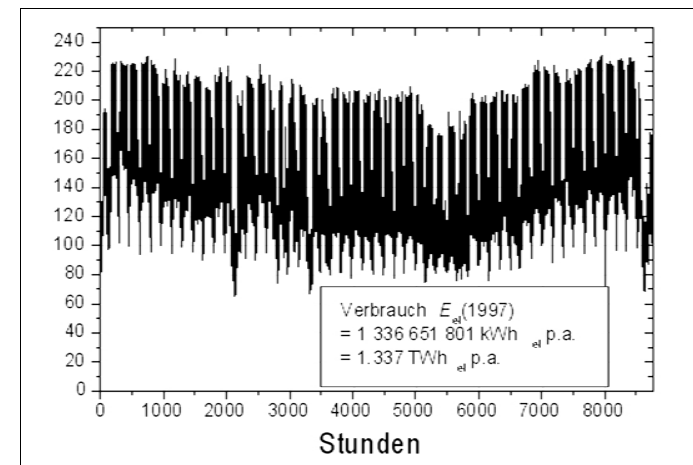


Abb. 3b: Stündlich aufgelöster Lastgang der Referenzelektrizitätsnachfrage

Die Diskussion der netzgebundenen Energieträger beginnt mit der Elektrizität. Grundlage sind die Analysen dreier verschiedener Statistiken der von den *Stadtwerken Augsburg* [2001; 2002] vertriebenen Elektrizität: stündlich aufgelöste Lastgänge, die jährlich abgesetzte gesamte elektrische Energie zwischen 1955 und 2003 (2002 und 2003 sind Plandaten) (vgl. Abb. 3) und letztlich der abgerechnete Arbeitsleistung an Strom pro Häuserblock, unterteilt in *Normaltarif-* und *Sondertarifkunden*. In Abb.4 ist der pro Kopf-Verbrauch an Elektrizität der *Normaltarifkunden* als Histogramm über die statistischen Blöcke aufgetragen. Die Berechnung des Verhältnisses aus abgesetzter Elektrizität und BIP zeigt, dass das Verhältnis zwischen 1980 und 1998 von etwa $260 \text{ Wh}\cdot\text{EUR}^{-1}$ auf $140 \text{ Wh}\cdot\text{EUR}^{-1}$ absank. Das Verhältnis zwischen *Normal-* und *Sondertarifabsatz* betrug etwa ein Drittel zu zwei Drittel.

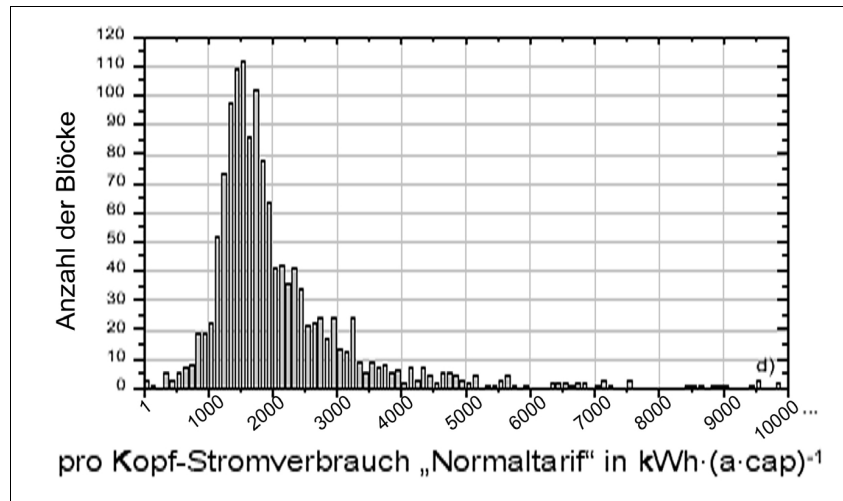


Abb. 4: Histogramm des pro Kopf Elektrizitätsverbrauchs in Augsburg 2000 nach Häuserblöcken

Wie im vorangegangenen Absatz basiert die Diskussion der NT-Wärmenachfrage auf Statistiken der Stadtwerke Augsburg [2001; 2002], diesmal jedoch auf den Absatzdaten für Erdgas und Fernwärme. Allerdings ist die Diskussion hier weniger einfach, da neben den netzgebundenen Energien im Hausbrandbereich weitere Energieträger wie Heizöl oder verschiedene Festbrennstoffe zum Einsatz kommen. Verlässliche Daten zum Verbrauch dieser Energieträger liegen für den abgegrenzten Untersuchungsraum Augsburg nicht vor.

Es sind einige Annahmen nötig, um dieses Problem zu entschärfen: Der Zeitverlauf des Fernwärmeabsatzes in Augsburg ist sehr genau bekannt. In einem ersten Versuch wird das zeitliche NT-Wärmenachfrageverhalten der ganzen Stadt mit dem Zeitverhalten der Fernwärme gleichgesetzt. (Dies ist sicherlich sehr ungenau, da allein die Einwohner-, Nutzungs- und Siedlungsstruktur in den an das Fernwärmenetz angeschlossenen vornehmlich dicht

besiedelten Gebieten wie in der Innenstadt stark von der in den weniger dicht bebauten, mit z.B. Heizöl oder Erdgas beheizten Wohngebieten anzutreffenden Struktur abweicht.)

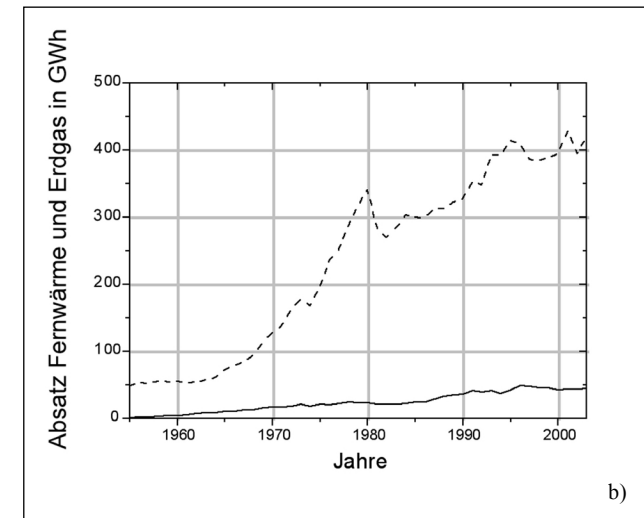
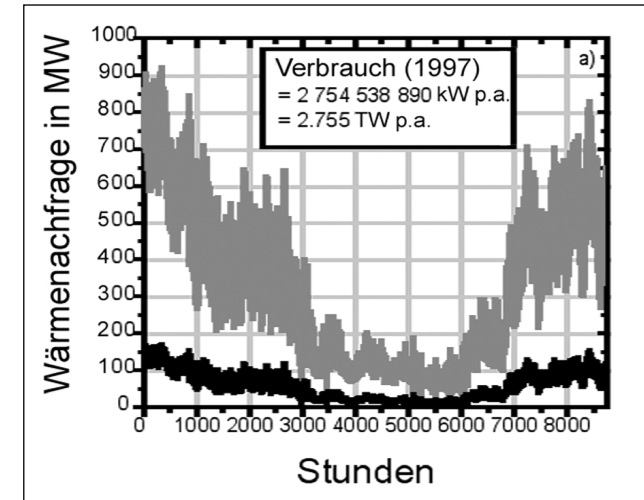


Abb. 5a) Tatsächlich gemessene Lastkurve der Fernwärmeversorgung (untere Kurve) und die hochkalierte NT-Wärmenachfrage (obere Kurve). b) Zeitreihe des Absatzes an Fernwärme (durchgezogene Linie) und an Erdgas (gerissene Kurve) der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001, Plandaten für 2002 und 2003

In Abb. 5a sind der tatsächlich gemessene Lastgang der Fernwärmeversorgung (untere Kurve) und der hochskalierte Lastgang der NT-Wärme (obere Kurve) abgebildet. Der Skalierungsfaktor ist vom bundesdeutschen Mittel der pro Kopf-NT-Wärmenachfrage gemäß Heinloth [1997] hergeleitet. In Abb. 5b sind die Absatzmengen der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003 an Erdgas und Fernwärme aufgetragen.

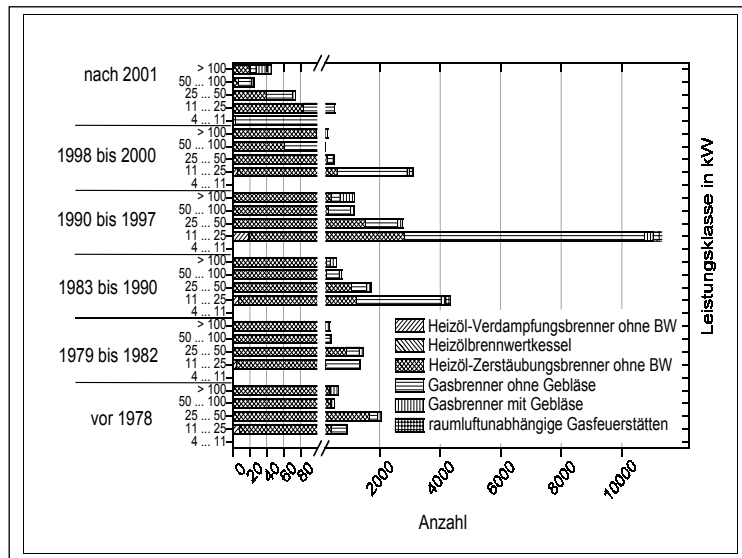


Abb. 6: Anteile der verschiedenen Heizungssysteme in Augsburg (Stand 31.12.2001), unterteilt in Anlagentyp, Klassen der installierten Leistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme

Das Diagramm in Abb. 6 zeigt die Anteile der verschiedenen Hausbrandsysteme in Augsburg.

3.1.2 Erste Projektionen mit dem „Stadtentwicklungsmodul“ für Augsburg bis 2015/2025

Unter Verwendung der Analysen in Abschnitt 3.1.1 werden im Folgenden einige elementare Projektionen der Stadtentwicklung mit dem Stadtentwicklungsmodul entwickelt. Die Projektionen sind im Wesentlichen Extrapolationen des in der jüngeren Vergangenheit gemessenen Trends. Jedoch werden die Steigungen der Extrapolationsgraden in drei unterschiedlichen Ausprägungen variiert, so dass sich der Trend *stark*, *mittel* oder *gering* fortsetzt. Wurden keine linearen Trends festgestellt und wird vielmehr von einem *S-kurvenartigem* Verhalten ausgegangen, so werden analog drei unterschiedliche Sättigungszustände angenommen.

Die Projektion der Indikatoren der Stadtentwicklung bestimmt ganz entscheidend, welche Energienachfrage in Zukunft zu erwarten ist. Die hierzu wichtigsten Indikatoren sind die

Einwohnerzahl, die pro Kopf-Wohnfläche, die ökonomische Entwicklung (speziell das BIP) sowie die private Stromnachfrage. Hieraus wird ein jährlicher, kumulierter Endenergiebedarf für die ganze Stadt ermittelt. Die Projektionen beruhen auf folgenden Annahmen:

- Der gesamte NT-Wärmebedarf pro Wohnfläche geht bis 2025 zurück, während der Anteil an Warmwasser pro Kopf ansteigen wird [Enquete, 2002].
- Die gesamte Elektrizitätsnachfrage wird in einen privaten und einen kommerziellen Anteil aufgespalten. Der private Verbrauch steigt bis 2010 und ist danach bis 2025 leicht rückläufig. Im kommerziellen Bereich findet sich eine direkte Kopplung zum BIP [Enquete, 2002].

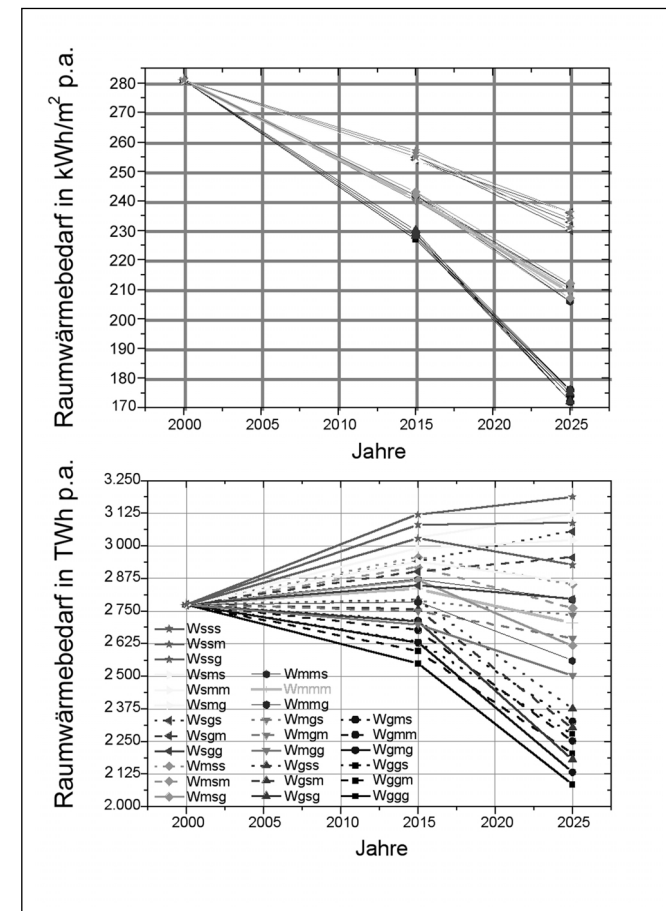


Abb. 7a: Die Projektionen der NT-Wärmenachfrage p.c. in Augsburg bis 2025

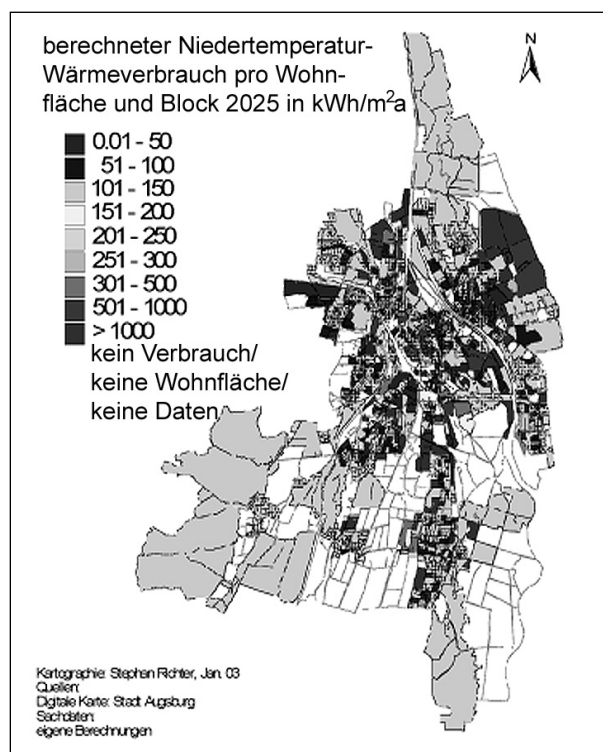


Abb. 7b: Karte (blockscharf) der NT-Wärmenachfrage in 2025, Szenario *Wmmm*.

Anm.: Da die NT-Wärmenachfrage aus der Kopplung dreier Indikatoren bestimmt wird, (Einwohnerzahl, Wohnfläche p.c. und NT-Wärmebedarf pro Wohnfläche) ergeben sich $3^3 = 27$ Szenarios für die Projektionen bis 2015 und 2025.

Der NT-Wärmebedarf hängt von der Einwohnerzahl, der pro Kopf-Wohnfläche und der spezifischen NT-Wärmenachfrage pro Wohnfläche ab. Die Ergebnisse der Projektionen sind in Abb. 7a aufgezeichnet. Abb. 7b zeigt die Karte der NT-Wärmenachfrage pro Einwohner in Augsburg für jeden Block im Jahr 2025 für das mittlere Szenario der Projektion (in Abb. 7a ist dies die mittlere Kurve mit dem Kästchen als Datenpunkt, Szenario *Wmmm*).

Der private und der kommerzielle Elektrizitätsbedarf werden getrennt projiziert. Unter der Voraussetzung, dass das BIP weiterhin wachsen wird – mit welcher Intensität auch immer – wird angenommen, dass das Verhältnis zwischen gewerblichem/industriellem Elektrizitätsverbrauch und BIP einen Sättigungszustand erreichen wird. So kann der gewerbliche/industrielle Elektrizitätsverbrauch bestimmt werden, da dieser in gewissen Grenzen mit dem BIP verknüpft ist [Europäische Kommunen, 2000]. Der private Elektrizitätsbedarf wird durch die Einwohnerzahl und den einwohnerspezifischen pro Kopf-Verbrauch bestimmt.

Sind alle Projektionen für alle Häuserblöcke vollzogen worden (insofern die Daten vorlagen), so ist eine räumlich aufgelöste Betrachtungsweise möglich. Eine räumlich hoch aufgelöste Betrachtung auf Blockebene bietet die Möglichkeit, räumlich abhängige Techniken der Energieversorgung und -verteilung wie des Nahwärmenetz zu modellieren.

In den Abschnitten 3.3 und 3.4 werden für die Betrachtungen der OES jeweils die mittleren Szenarios berücksichtigt. Entsprechend wird aus den Szenarios *Wmmm* und *S^{ges}mm* (vgl. Abb. 7) verwendet, um stündlich aufgelöste Lastgänge an NT-Wärme und Elektrizität zu generieren. Tab. 1 listet die kumulierten Jahresverbräuche der mittleren Szenarios für 2015 und 2025 auf.

Jahr	Elektrizität in MWh _{el} p.a.	Niedertemperaturwärme in MWh _{th} p.a.	Gesamte Energie in MWh _{th} p.a.
Referenz	1 336 652	2 754 539	4 091 191
2015	1 805 213	2 733 781	4 538 994
2025	1 785 542	2 703 095	4 488 637

Tab. 1: Die Ergebnisse der Elektrizitäts-, NT-Wärme- und Gesamtenergienachfrage der Szenarios *Wmmm* und *S^{ges}mm* für 2015 und 2025 im Vergleich zum Referenzszenario.

Die Generierung der Lastgänge geht von diesen aggregierten Energiemengen in den Jahren 2015 und 2025 aus. Wie eingangs beschrieben wird dazu ein Top-Down-Ansatz verwendet, der zusätzlich eine Reihe z.T. sehr weitreichender Annahmen erfordert. Zunächst wird in einer ersten Näherung die Witterung in den Jahren 2015 und 2025 derjenigen im Referenzjahr gleichgesetzt. Explizit wird dann angenommen, dass der Zeitverlauf im Referenzjahr und in den Projektionsjahren als proportional angenommen werden kann.³

Entsprechend trivial erfolgt die Generierung der Elektrizitätsnachfrage: Der aggregierte Nachfragebetrag des jeweiligen Projektionsjahrs wird gemäß des Zeitverlaufs im Referenzjahr auf die einzelnen Stunden aufgeteilt.

Die Generierung der NT-Wärme-Zeitreihe ist etwas komplexer und benötigt noch weitere Annahmen. Zuerst wird der Anteil an NT-Wärme zur Raumheizung und zur Warmwasserbereitung unterschieden. Dazu wird eine *Wohlfühltemperatur* von 18°C festgelegt, ab der nicht mehr bzw. unterhalb der geheizt wird; d.h. ab einer Temperatur von 18°C wird demnach die gesamte NT-Wärme zur Warmwasserbereitung aufgewendet. Damit ergibt sich ein *Warmwassersockel*. Durch Subtraktion ergibt sich für jeden Zeitschritt der Anteil für die Raumheizung. Anschließend werden beide Anteile in oben beschriebener Weise bis 2015 und 2025 projiziert. Letztlich wird der angesprochene Anstieg des pro Kopf-Bedarfs an Warmwasser berücksichtigt, der im mittleren Fall bis 2025 mit +10%p.c. und bis 2025 mit weiteren +15% p.c. angesetzt wird.

³ Sicherlich ist dies eine dramatische Vereinfachung der Dinge. Denn der Zeitverlauf des Energiebedarfs in einem Niedrigenergie- oder Passivhaus unterscheidet sich wesentlich von dem eines Altbaus aus dem Bestand für fast alle Energieformen.

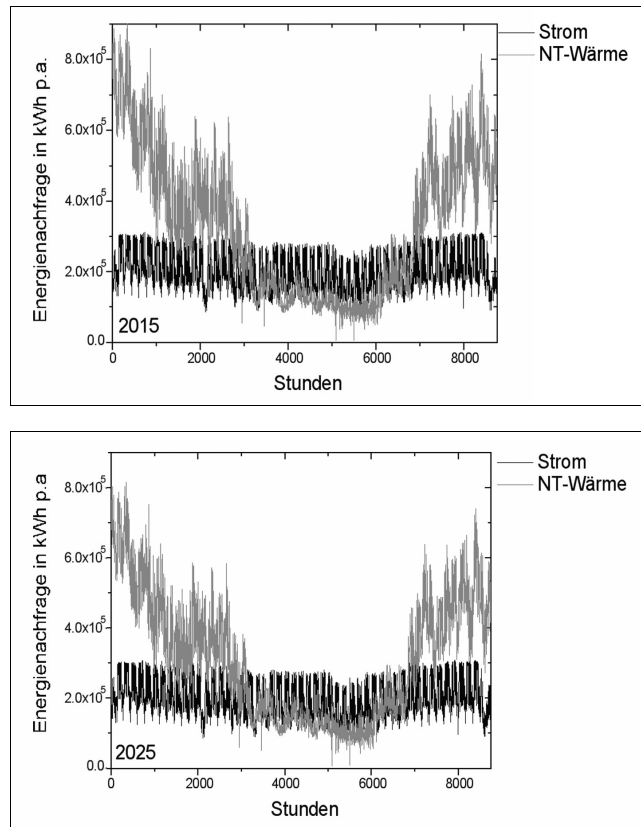


Abb. 8: Lastgang an NT-Wärme (helle Kurve) und Lastgang für Elektrizität (dunkle Kurve) in 2015 (oben) und 2025 (unten)

Aufbauend auf diesen Annahmen resultieren die Zeitverläufe an NT-Wärme für Raumheizung und Warmwasser sowie die Elektrizitätsnachfrage, normiert auf die aggregierten Nachfragemengen aus Tab. 1, bis 2015 bzw. 2025 wie in Abb. 8 dargestellt. Diese Verläufe werden bei der Berechnung der OES in den Abschnitten 3.3 und 3.4 verwendet.

3.2 Das Referenzenergiesystem (RES) von Augsburg

Das RES Augsburg ist ein Mix, der im Wesentlichen bestimmt wird von verschiedenen Heizkraft- und Heizwerken unterschiedlicher Leistungen, durch die die Fernwärme bereitgestellt wird (zusammen etwa 10% des gesamten Endenergiebedarfs im betrachteten Stadtgebiet), sowie von einfachen Erdgas- und Ölheizungen mit einem breiten Spektrum an Heizungstypen

und Alter. Die größeren KWK- und Heizwerke des Fernwärmenetzes (> mehrere MW_{el}) werden als einzelne Anlagen abgebildet. Da es bei der großen Zahl an kleineren Hausbrand- und kleineren KWK-Anlagen nahezu unmöglich ist, alle Anlagen einzeln abzubilden, werden diese zu Gruppen zusammengefasst. Eine Gruppe wird durch den verwendeten Brennstoff, den Zeitraum der Inbetriebnahme und durch die verwendete Feuerungstechnik charakterisiert. Im Folgenden werden einzeln abgebildete Anlagen der Energieversorgung als *Versorgungsanlagen* und die Gruppen als *Versorgungsgruppen* bezeichnet.

Diese Vereinfachung verwendend, zeigt Tab. 2 eine Liste der Versorgungsgruppen und -anlagen, die im RES erstellt und anschließend in der Simulation im Energietechnikmodul als *verfügbar* gekennzeichnet wurden.

Versorgungsgruppe/anlage	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungs-information	max. Anteil an der Versorgung
<i>konventionelle Gasheizungen</i>	Erdgas	0.75	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	42.5% von Q^{ges}
<i>Gas-Brennwertheizungen</i>	Erdgas	0.99	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	7.5% von Q^{ges}
<i>ältere Ölheizungen</i>	Heizöl	0.60	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	15% von Q^{ges}
<i>neuere Ölheizungen</i>	Heizöl	0.70	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	14% von Q^{ges}
<i>sonstige Hausbrandsysteme</i>	Festbrennstoffe (z.B. Briketts, ...)	0.50	NT-Wärme	Gruppe von Hausbrandanlagen	1% von Q^{ges}
<i>Müllverbrennungsanlage</i>	Müllmix	el: 0.60 th: 0.25	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	20% von Q^{ges}
<i>Gasturbine</i>	Erdgas	el: 0.40 th: 0.40	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	
<i>Dampfturbine</i>	Erdgas	el: 0.18 th: 0.73	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	Einzelanlage	
<i>Hochdruckkessel</i>	Heizöl	0.65	NT-Wärme Fernwärme	Einzelanlage	
<i>elektr. Verbundnetz</i>	Primärenergemix	1	Elektrizität		restliche Elektrizität

Tab. 2: Liste der verfügbaren⁴ Versorgungsgruppen und -anlagen, deren technische Daten und der Anteil, den sie an der jeweils angegebenen Endenergie im Referenzjahr befriedigen können.

⁴ In diesem Papier bezeichnet der Begriff *verfügbar* diejenigen Versorgungsgruppen und -anlagen, die im Optimierungsprozess gewählt werden können um den Bedarf zu decken. Dem gegenüber stehen *nicht verfügbare* Gruppen oder Anlagen, die in keinem Fall zur Bedarfsdeckung beitragen.

Zur Simulation des RES sind die aufgeführten Gruppen und Anlagen *verfügbar*. Jede Versorgungstechnik aus Tab. 2 ist mit Kosten und CO₂-Emissionsfaktoren belegt. Die spezifischen CO₂-Emissionen pro produzierter Energieeinheit hängen in diesem Modell von den spezifischen Emissionsfaktoren der Brennstoffe sowie vom Wirkungsgrad der Technik ab; Vorketten und Äquivalente finden keine Berücksichtigung. Die Kostenfaktoren sind in vier Teile aufgeteilt: Brennstoffkosten, sonstige variable Kosten (abhängig von der produzierten Energiemenge), Installationskosten sowie fixe – von der Kapazität abhängende – Kosten. Die beiden letztgenannten werden mittels der Annuitätenmethode berücksichtigt. Entsprechend wird während der ökonomischen Laufzeit von 20 Jahren eine Zinsrate von 7% p.a. berücksichtigt. Nach 20 Jahren ist eine Versorgungstechnik abgeschlossen.

Die Simulation des RES mit dem linearen Optimierungsprogramm erfolgt nun in zwei Schritten: Zuerst wird ein Fall gerechnet, in dem die Gesamtkosten des Systems minimiert werden; auf eine CO₂-Emissionsbeschränkung wird verzichtet. Anschließend wird der umgekehrte Fall gerechnet. Wie schon angesprochen muss die Nachfragezeitreihe zu jedem Zeitschritt befriedigt werden. Im vorliegenden Fall werden das Referenzjahr sowie das Projektionsjahr in stündlicher Auflösung, also mit 8760 Zeitschritten gerechnet.

Durch die in zwei Schritten erfolgende Simulation/Optimierung spannen die Ergebnisse einen mehr oder weniger breiten Ergebnisraum auf. Davon ausgehend, dass die CO₂-ärmsten Techniken zugleich die kostenintensivsten sind, bedeutet dies, dass jede Lösung des Problems in diesem Ergebnisraum zu finden ist. Ein als nachhaltig geltendes Energiesystem hat beide Aspekte zu berücksichtigen. Die verwendeten Emissionsfaktoren für die Brennstoffe sind in Tab. 3 aufgeführt.

Brennstoff	CO ₂ -Emission in t(CO ₂)-MWh ⁻¹	Brennstoff	CO ₂ -Emission in t(CO ₂)-MWh ⁻¹
Erdgas	0.19	Heizöl	0.29
Müllmix	0.47	Mix an Festbrennstoffen	0.7
Elektrizität aus dem Verbundnetz	0.6	Biomasse, Solartechniken	0.0

Tab. 3: Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren der verschiedenen Brennstoffe für die Rechnungen des RES und der OES (vgl. Wiener Stadtwerke, 2003; StMWVT, 1999; E.On Mix Power, 2003).

Eine Anmerkung zu der Müllverbrennungsanlage (MVA) ist an dieser Stelle vonnöten: Zur Berücksichtigung der CO₂-Emissionen einer MVA gibt es zwei diametrale Meinungen, die die CO₂-Emissionen der Müllverbrennung in einer wie hier durchgeführten Erstellung der Emissionsbilanz voll bzw. gar nicht einrechnen wollen. Für die beiden diametralen Meinungen gibt es unterstützende wie konträre Argumente. Für die im vorliegenden Aufsatz vorgestellten Rechnungen wurden die bei der Müllverbrennung entstehenden CO₂-Emissionen voll berechnet. Diese Information ist bei der Diskussion der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Eine weitere, kurze aber wichtige Anmerkung zu den Kosten ist nötig: Das hier verwendete lineare Optimierungsverfahren liefert streng determinierte Ergebnisse, die von den spezifi-

schen Faktoren für Kosten bzw. Emissionen bestimmt werden. Gerade Kostenfaktoren sind z.T. nur sehr schwer zugänglich. Dies gilt für die Vergangenheit wie für aktuelle Kosten, aber im verstärkten Maße für die Zukunft. Annahmen über zukünftige Kosten sind immer nur Schätzungen und unterliegen damit einer enormen Unsicherheit. Dennoch ist die Optimierung kostengesteuert. Diese Unsicherheit wird hinnehmbar, wenn letztlich für die OES nicht die absoluten Kosten in der Ergebnisdiskussion herangezogen werden, sondern wenn die Kosten während der gesamten Optimierung vielmehr als Relativ- oder Hilfsgröße betrachtet werden.

In Abb. 9 und 10 sind die wichtigsten Informationen für das Simulations-/Optimierungsergebnis des Augsburger RES abgebildet. Es sind jeweils zwei Ergebnisse dargestellt, für den Fall optimaler Kosten und für den Fall optimaler Emissionen. Die gesamte Endenergiebereitstellung ist in beiden Fällen fast identisch, allerdings unterscheiden sich die kumulierten Emissionsmengen um 88.9 kT p.a. oder 5.42%. Der Unterschied der beiden Fälle resultiert aus der unterschiedlichen Nutzung der MVA. Die beiden Fälle lieferten identische Resultate, wären die spezifischen CO₂-Emissionen des Müllmixes mit Null angesetzt worden.

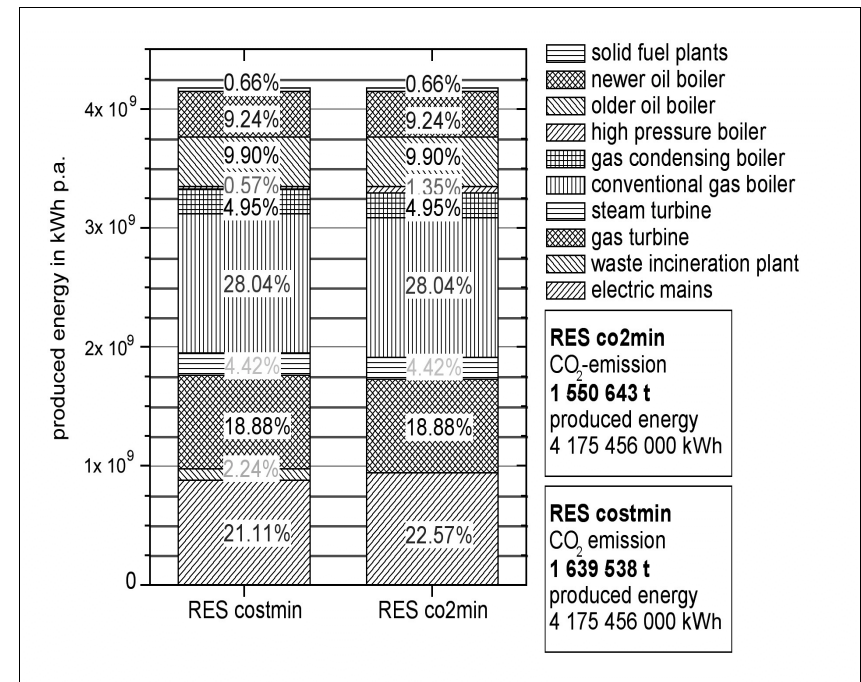


Abb. 9: RES Ergebnis: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergieproduktion bei optimalen Kosten bzw. optimalen Emissionen.

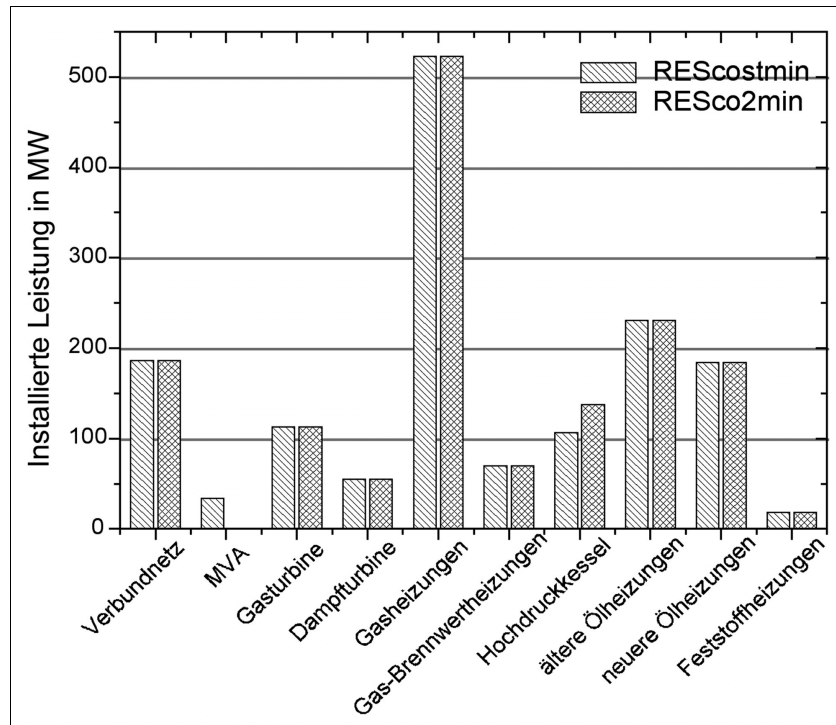


Abb. 10: RES Ergebnis: Die installierten Leistungen der Versorgungsgruppen und -anlagen bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen

3.3 Optimierte zukünftige Energiesysteme (OES), Schwerpunkt KWK

KWK-Anlagen bieten die Möglichkeit, fossile Brennstoffe in effizienter Weise zu nutzen. Dieser Abschnitt konzentriert sich auf den Einsatz von KWK-Anlagen als eine mögliche CO₂-Emissionsminderungsstrategie. Die Diskussion *konventioneller* Verbrennungstechniken und „moderner“ wie Brennstoffzellen als Technikoptionen beim Erdgaseinsatz findet getrennt statt.

3.3.1 KWK-OES: Konventionelle KWK

Das OES *konventionelle KWK* beschäftigt sich mit dem Potential eines intensiven Ausbaus von KWK-Anlagen verschiedenster Dimensionen auf Erdgasbasis bis 2025. Analog zum RES

sind die OE Systeme die Ergebnisse linearer Optimierungsprozesse, denen Kosten oder Emissionsmengen minimiert werden. Die in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellten OES werden für das Zieljahr 2025 und das Stützjahr 2015 berechnet. Die Eingabeparameter entstammen dem Stadtentwicklungsmodul und dem Energienachfragemodul bzw. wurden konsistent mit diesen Modulen gewählt. In jedem Jahr spannen die beiden gerechneten Fälle (Kosten- und Emissionsoptimierung) den zuvor angesprochenen Ergebnisraum auf.

Das RES beschreibt das in Augsburg anzutreffende Energiesystem im Referenzjahr. Zwar liegen nicht alle Daten und Informationen für ein einzelnes Jahr vor, sondern streuen um das Jahr 2000, dennoch kann o.B.d.A. davon ausgegangen werden, dass das RES etwa den Zustand des Augsburger Energiesystems im Jahr 2000 abbildet. Die OES hingegen sind mögliche Zustände des Energiesystems in den Jahren 2015 bzw. 2025.

Der für die Berechnung der OES entscheidende Unterschied ist – neben der *Verfügbarkeit* alternativer Energieversorgungstechniken – die vorgegebenen Nachfragelastgänge an Endenergien, wie in Richter [2003] beschrieben. Die *Verfügbarkeit* betreffend werden in der Zeit bis 2015 und 2025 einige einzelne Anlagen außer Betrieb genommen werden. Diese werden durch andere, neue Anlagen zu ersetzen sein. Welche Anlagen letztlich installiert werden, wird Mithilfe des Optimierungsprozesse entschieden. Als *verfügbar* gekennzeichnet sind folgende Optionen:

Zusätzlich zu den Versorgungsgruppen und -anlagen aus dem RES (vgl. Abb. 8 und Tab. 2) werden 2015 zwei und 2025 noch eine weitere alternative KWK-Technologie *verfügbar*. Die neu *verfügbare* Technik 2025 ist ein mit Erdgas betriebener Spitzenlastkessel, welcher als Ersatz für den 2025 *nicht verfügbaren* Hochdruckkessel auf Heizölbasis fungiert; dieser ist noch im RES und 2015 *verfügbar*. Die neu *verfügbaren* Techniken sind in Tab. 4 aufgelistet.

Die hier angenommenen Kosten und Preise für Brennstoffe wurden alle mit einer jährlichen Inflationsrate von 2% p.a. belegt und beinhalten Veränderungen in den Bezugskosten. Weitere Preissteigerungen für Infrastrukturmaßnahmen und/oder höhere Margen können ebenfalls einfließen.

Versorgungsgruppen/-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungsinformation
BHKW	Erdgas	el: 0.30 th: 0.50	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
KWK-Anlage	Erdgas	el.: 0.40 th: 0.50	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	2015: Einzelanlage(n)
Spitzenlastkessel	Erdgas	0.89	NT-Wärme Fernwärme	2025: Einzelanlage(n)

Tab. 4: Liste der 2015/2025 zusätzlich verfügbaren Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung im OES *konventionelle KWK*.

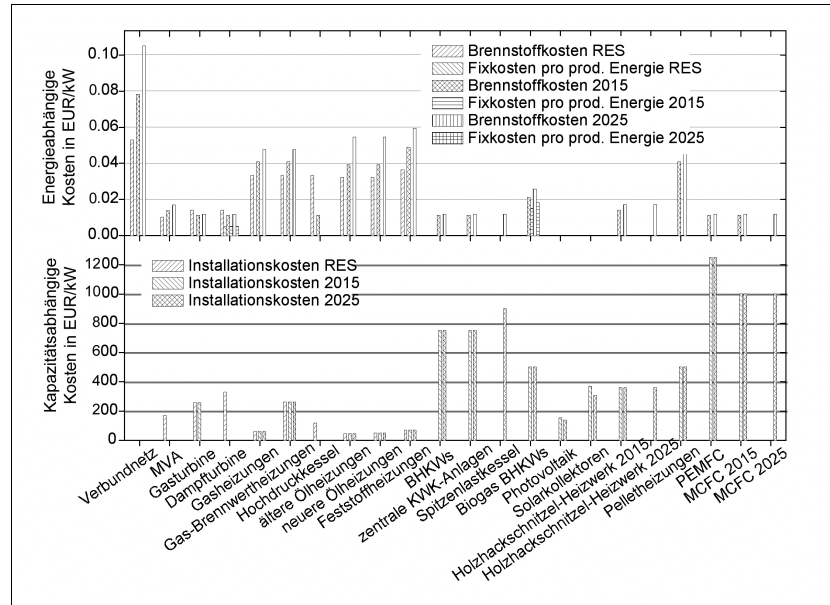


Abb. 11: Kosten in den vorliegenden Rechnungen [vgl. agriserve, 2002; ASUE, 2001; Carmen, 2003; Fichtner, 2002; Hoffmann, 2002; Lako & de Vries, 1999; Reuss, 2003; RWE, 2003; RWE, 2001; TSB, 2000; VDM, 2000; VLEEM, 2002 und Zoll, 2003].

In den vorliegenden Rechnungen wurden die Preisveränderungen für Erdgas und Kohle nach Lako & de Vries [1999] verwendet. Zusätzlich wird zur Vereinfachung angenommen, dass die Besteuerung unverändert bleibt und den derzeitigen Regelungen entspricht, was eine spezielle Vergünstigung für Erdgas für KWK-Anlagen bedeutet [vgl. VDM, 2000; Zoll, 2003] (vgl. Abb. 11).

Für den Elektrizitätspreis aus dem nationalen Verbundnetz wird bis 2015 ein Anstieg von +10% und bis 2025 um weitere +10% angenommen. Die Installationskosten für die BHKW sind den aktuellen Kosten aus ASUE [2001] gleichgesetzt. Abb. 11 zeigt alle Kostenfaktoren, die in diesem Aufsatz angenommen und eingesetzt wurden.

Neben den angesprochenen gibt es zwei weitere Bedingungen, denen die Installationskosten unterliegen: (1) Nach 20 Jahren ist eine Anlage abgeschrieben und (2) weitere 5 Jahre später wird sie durch eine neue Technik ersetzt. Das ist durch die Trägheit eines Energiesystems gegenüber Veränderungen zu erklären, in dem große Investitionen eine Amortisationszeit von i.d.R. zehn und mehr Jahren haben.

Versorgungsgruppe /-anlage	Grenzbedingung 2015		Grenzbedingung 2025			
	untere	obere	untere	obere		
konventionelle Gasheizungen	29.75% P_{th}	42.5% P_{th}	0% P_{th}	42.5% P_{th}		
Gas-Brennwertheizungen	-5.25% rel. zu RES	+5% p.a. rel. zu RES	7.5% P_{th}	+5% p.a. rel. zu RES		
ältere Ölheizungen	0% P_{th}	15% P_{th}	0% P_{th}	15% P_{th}		
neuere Ölheizungen	0% P_{th}	+5% p.a. rel. zu RES	0% P_{th}	+5% p.a. rel. zu RES		
sonstige Hausbrandsysteme	-15% p.a. rel. zu RES	1% P_{th}	-15% p.a. rel. to RES	1% P_{th}		
MVA	0% P_{th}	max. installierte Leistung	total 20% P_{th}	max. installed capacity	total 20% P_{th}	
Gasturbine	0% P_{th}	max. installierte Leistung		0% P_{th}		max. installed capacity
Dampfturbine	0% P_{th}	max. installierte Leistung		0% P_{th}		max. installed capacity
Hochdruckkessel	0% P_{th}	max. installierte Leistung		0% P_{th}		0% P_{th}
elektr. Verbundnetz		keine		keine		
neue dezentrale Techniken (BHKW, PEMFC)	0% P_{th}	100 MW	0% P_{th}	260 MW		
neue Zentrale Techniken (MCFC, Holz-HW)	0% P_{th}	150 MW	0% P_{th}	mehrmals 150 MW		

Tab. 5: Grenzbedingungen für das OES *konventionelle KWK* für die Optimierungen 2015 und 2025
Anm.: P_{th} beschreibt die installierte Leistung, die nötig ist um den angegebenen Prozentsatz der im Projektionsjahr benötigten NT-Wärme bereitzustellen. Dieser Prozentwert bezieht sich ausschließlich auf die Leistung und nicht auf die bereitgestellte Endenergie.

In Tab. 5 sind zusätzliche Grenzbedingungen für das OES *konventionelle KWK* aufgelistet. Diese Grenzbedingungen sind nötig, da nicht alle Techniken in gleicher Weise und zu 100% in einen Markt diffundieren können. So können z.B. Gas-Brennwertheizungen aufgrund begrenzter Kapazitäten im Fachhandwerk nur um 5% p.a. zugebaut werden. Bei den im RES *nicht verfügbaren* KWK-Techniken wird angenommen, dass diese als Hausbrand- und Nahwärmenetztechniken bis 2015 eine Gesamtleistung von 100 MW_{brutto} und als Einzelanlage 150 MW_{brutto} erreichen können. Dieser Wert steigt bis 2025 im erstgenannten Bereich auf 260 MW_{brutto} an.

Die Ergebnisse dieses OES sind in Abb. 12 und 13 in vier Einzelergebnissen – jeweils als Kosten- und Emissionsoptimum für 2015 und 2025 – dargestellt.

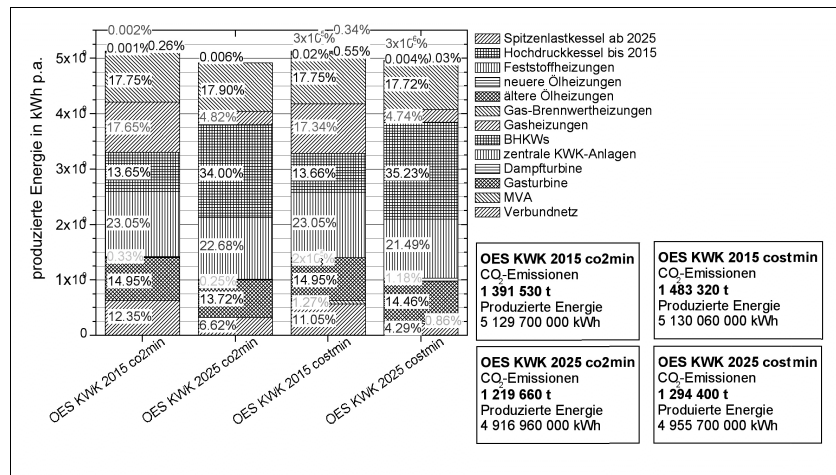


Abb. 12: OES konventionelle KWK Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025

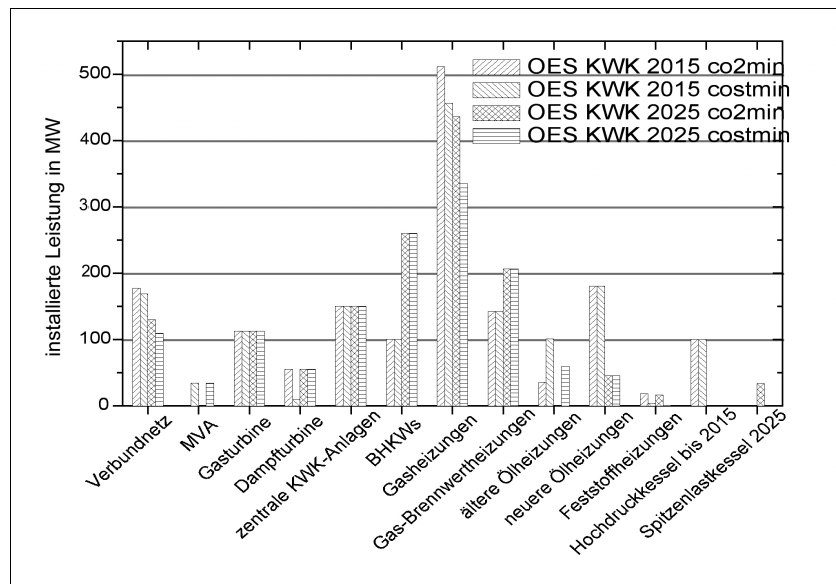


Abb. 13: OES konventionelle KWK Ergebnisse: Die installierten Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

Alle Ergebnisse des OES *konventionelle KWK* 2015 und 2025 weisen im Vergleich zum RES eine deutlich verringerte Elektrizitätsentnahme aus dem nationalen Verbundnetz aus und die MVA wird nur in den beiden kostenoptimalen Rechnungen eingesetzt. Die Ursache dafür liegt in dem dramatisch erhöhten Anteil an Elektrizität, der von dem erhöhten KWK-Anteil herrührt. Abb. 13 zeigt, dass die KWK-Techniken den durch die externe Grenzbedingung vorgegebenen Spielraum (vgl. Tab. 5) vollständig ausschöpfen. Deren (kumulierter) Anteil an der Endenergiebereitstellung ist in allen vier Rechnungen dieses OES der mit Abstand Größte. Als zweitwichtigste Technik zeichnen sich jeweils die Gas-Brennwertheizungen aus. Die Bedeutung des Spitzenlastkessels, der ab 2025 *verfügbar* ist, kann vernachlässigt werden. Dagegen liefert die Gasturbine, die bereits im RES *verfügbar* war (allerdings da in der Realität ein „Neubau“), einen konstant bedeutsamen Anteil von über 13.5% an der Gesamtenergieproduktion.

Bezüglich der Kosten für die Verteilung der netzgebundenen NT-Wärmeversorgung ist festzuhalten, dass diese unberücksichtigt bleibt. In der Realität muss davon ausgegangen werden, dass es für bestimmte Netze zur Verteilung von Brennstoffen (Erdgas) und Endenergien (NT-Wärme) fixe und variable Kosten gibt. Wird ein neues Netz errichtet (hier: Nahwärmenetz zur Verteilung der anfallende NT-Wärme aus den Hausbrand-KWK-Anlagen), so entstehen neue Kosten für den Netzaufbau und die Nutzung, die in diesen Rechnungen bisher unberücksichtigt bleiben. Weiterhin bleiben neben diesen *neuen* Kosten die Kosten für das vorhandene Erdgasnetz zusätzlich erhalten.

Im Vergleich der OES-Rechnungen untereinander fällt auf, dass in den kostenoptimalen Rechnungen der Anteil des Verbundnetzes geringer ist als bei den Emissionsoptima. Die Begründung hierfür ist der als unverändert angenommene hohe spezifische Emissionsfaktor des deutschen Strommixes.

Eine weitere Feststellung ist, dass in allen Rechnungen des OES *konventionelle KWK* mehr Endenergie bereitgestellt wird, als zur Deckung der Nachfrage nötig wäre (vgl. auch Tab. 1). Detaillierte Auswertungen zeigen, dass es sich hierbei vornehmlich um einen Überschuss an NT-Wärme handelt. Der Grund ist die stromgeführte Betriebsweise der KWK-Anlagen in den Sommermonaten, in denen die Nachfrage an NT-Wärme relativ hinter die Nachfrage an Elektrizität zurückfällt. Die überschüssige NT-Wärme zu diesen Zeiten ist bei Kosten- und Emissionsbetrachtungen optimaler als die verstärkte Nutzung der stark emissions-behafteten und relativ kostenintensiv angenommenen Elektrizität aus dem Verbundnetz. Dieser Wärmeüberschuss würde in der Realität demnach durch die Bypässe exhaliert.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass alle Ergebnisse vollkommen von den Emissions- und Kostenfaktoren determiniert sind. Eine Änderung dieser Faktoren erzeugt entsprechend andere Ergebnisse.

Dennoch lässt sich durch den errechneten verstärkten KWK-Einsatz im Hausbrand und in der zentralen Fernwärmeversorgung ein CO₂-Minderungspotential von [67, 248] kt CO₂ p.a. oder [4.34, 15.13]% bis 2015 und von [256, 420] kt p.a. oder [16.52, 25.61]% bis 2025 im Vergleich der OES mit dem RES erschließen. Dazu müssten, wie der Vergleich der Abb. 9 und 12 offen legt, enorme Umbaumaßnahmen des Energiesystems erfolgen. Trotzdem rückte das selbst gesetzte Ziel der Bundesrepublik, eine CO₂-Emissionsreduktion um 40% bis 2020, für Augsburg nicht in greifbare Nähe. Dies ist umso bedeutsamer, als dass der Transport- und Verkehrssektor bisher außer Acht gelassen wurde. Auch diese Emissionen sind in den genannten 40% enthalten und die Tendenz der Emissionen ist dort eher als steigend zu erwarten.

Zum Vergleich sei auf Heinloth [1997] verwiesen, der den jährlichen Bedarf an Raumwärme in Deutschland 2030 bei 80 Mio. Einwohnern mit 2 800 PJ p.a. ausweist. Daraus ergibt sich ein pro Kopf-Verbrauch an Raumwärme von etwa 9750 kWh/(Einw. p.a). Im OES *konventionelle KWK* werden 2025 ca. 10 300 kWh/(Einw. p.a) NT-Wärme pro Einwohner und Jahr produziert, worin die Warmwasserbereitstellung und die überschüssige NT-Wärmeproduktion enthalten sind.

3.3.2 KWK-OES: Brennstoffzellen (BZ)

Diese zweite Fallstudie fokussiert den Einsatz der oft zitierten Zukunftstechnik Brennstoffzellen (BZ), die hier als mit Erdgas befeuerte Technik im Hausbrand und in der Fernwärmeherstellung *verfügbar* gemacht werden. Grundsätzlich werden in diesem Beispiel die gleichen Annahmen getroffen, die bereits im vorangegangenen OES *konventionelle KWK* aufgeführt wurden. Die in Tab. 4 aufgelisteten konventionellen KWK-Techniken müssen lediglich gegen BZ und deren technische Daten ausgetauscht werden (vgl. Tab. 6). Die Grenzbedingungen aus Tab. 5 gelten für das OES *BZ* genauso wie zuvor.

Einige Worte zu den Annahmen der technischen Entwicklung von BZ sind notwendig: Es wird davon ausgegangen, dass ab 2007 konkurrenzfähige BZ auf Erdgasbasis am Markt sein werden. Weitergehend erwartet RWE [2001] bis 2010 einen nennenswerten Marktanteil. Voraussetzung dafür ist eine Kostenreduktion auf maximal 1 000 EUR-kWh⁻¹ für Großanlagen und auf 1 250 EUR-kWh⁻¹ für Privatkunden bis 2010...2015 [vgl. RWE, 2003; RWE, 2001; VLEEM, 2002]. Diese Annahmen wurden für diese Studie übernommen.

Analog zum vorherigen OES *konventionelle KWK* werden zwei Techniken unterschiedlicher Größenordnung als *verfügbar* gekennzeichnet, eine im Hausbrandsektor sowie eine in der zentralen Fernwärmeversorgung. Im letzteren Bereich werden Schmelzkarbonat-BZ (Molten Carbonat Fuel Cell = MCFC), im Hausbrandbereich BZ mit einer Polymermembran (Proton Exchange Membrane Fuel Cell = PEMFC) die Techniken der Wahl. Die technischen Daten sind in Tab. 6 zusammengefasst.

Versorgungsgruppen/-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungsinformation
PEMFC	Erdgas	e: 0.45 th: 0.35	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
MCFC	Erdgas	e: 0.55 th 0.35	NT-Wärme Fernwärme, Elektrizität	2015: Gruppe von Einzelanlagen 2025: 2 Gruppen von größeren Einzelanlagen

Tab. 6: Liste der zusätzlich verfügbaren Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung sowie deren technische Daten [vgl. Klinger, 2002].

Die Ergebnisse sind in Abb. 14 als Anteile der Techniken an der Endenergiebereitstellung sowie als installierte Leistungen in Abb. 15 dargestellt. Die Anteile des Verbundnetzes sind in allen Einzelrechnungen weiter zurückgegangen und sind 2025 völlig zu vernachlässigen. Die MVA leistet aus den bereits diskutierten Gründen nur in den kostenoptimalen Rechnungen einen Anteil. Während 2015 die Gasturbine einen Anteil von ca. 13.5% an der Endenergiebereitstellung leistet, sinkt dieser Anteil bis 2025 auf etwa 4.5% bzw. 1% ab. 2015 kommt den gasbefeuerten Heizungstechniken im Hausbrand mit einem kumulierten Anteil von deutlich über 30% noch eine wichtige Rolle zu. 2025 schrumpft der Anteil der konventionellen Gasheizungen auf deutlich unter 9% während es zu einem weiteren Ausbau der mit einem Wirkungsgrad von $\eta = 0.99$ (bezogen auf den unteren Heizwert H_U) hocheffizienten Gas-Brennwerttechnik kommt. Die Heizungstechniken auf Heizölbasis leisten ebenfalls nur den vorgegebenen Minimalbeitrag. Folglich gewinnt die gekoppelte Produktion wie im vorangegangenen Fall, an Bedeutung, sowohl in der zentralen Fernwärmeverorgung als auch in der Hausbrandtechnik.

Dass die Kosten, die für die MCFC mit 1 000 EUR-kWh⁻¹ sehr optimistisch angenommen wurden, dennoch relativ hoch sind, zeigt der Einsatz der MCFC in der kostenoptimalen Rechnung für 2025. In Abb. 14 und 15 ist zu sehen, dass die Ausbaugrenze beider MCFC zusammen nicht ausgeschöpft wird.⁵

Aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrads der BZ im Vergleich zu den konventionellen KWK-Anlagen ist der Überschuss an NT-Wärme geringer und damit sind die kumulierten Emissionen ebenfalls geringer als im OES *konventionelle KWK*. Das Reduktionspotential liegt 2015 im Intervall [203; 367] kt p.a. oder [13.12, 22.35]% und 2025 im Intervall [489, 614] kt p.a. oder [31.52, 37.46]%.⁵

Auch im Falle einer Umstrukturierung des Augsburger RES zu einem von BZ dominierten OES wäre das Reduktionsziel von 40% bis 2020 nicht erreichbar.

⁵ Dass hier gerade das Potential der MCFC 2015 nicht voll ausgebaut wird und stattdessen die MCFC 2025 stärker ausgebaut wird, ist ein Artefakt des Optimierungsalgorithmus, für den beide MCFC ununterscheidbar sind.

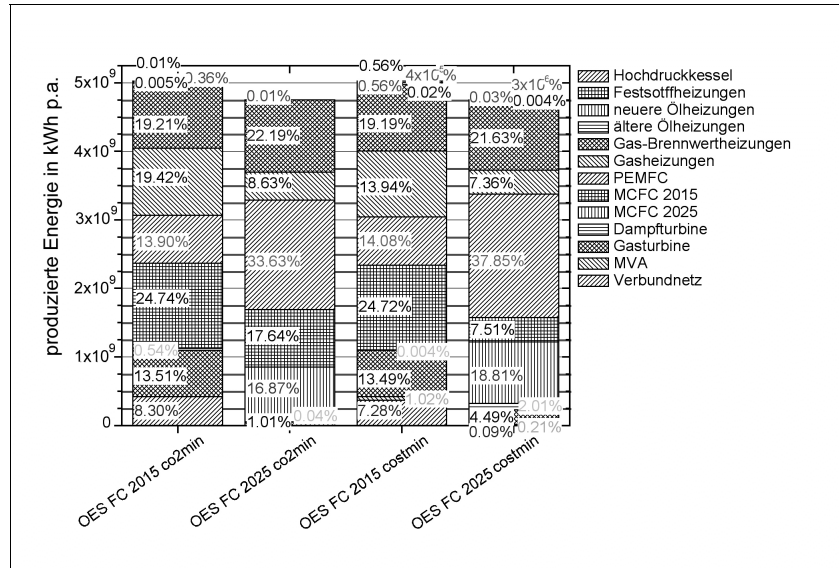


Abb. 14: OES BZ Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

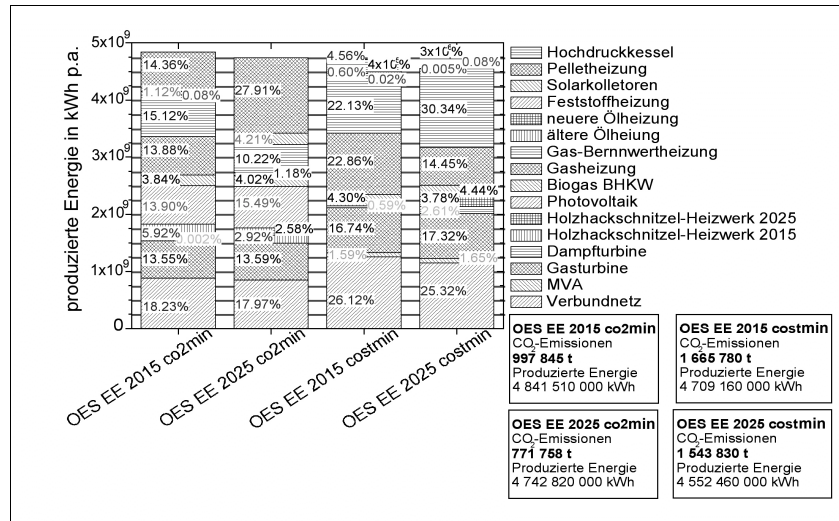


Abb. 15: OES BZ Ergebnisse: Die installierten Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

3.4 OES: Erneuerbare Energien (EE)

In der dritten Fallstudie wird ein intensiver Ausbau erneuerbarer Energien modelliert. Die Hauptinteressen gelten den solaren Techniken wie den im Raum Augsburg in nennenswertem Maße verfügbaren biogenen Brennstoffen.

Wenn in Mitteleuropa von solaren Energieversorgungs-techniken die Rede ist, sind i.A. mehr oder weniger kleinere Einheiten von Photovoltaik-Anlagen (PV) und solarthermische Kollektoren (STK) zur Gewinnung von NT-Wärme gemeint, so auch hier. Der Einsatz von Biomasse bezieht sich in dieser Falluntersuchung auf die Verbrennung von Holz und aus Reststoffen gewonnenem Vergärungsgas (Biogas, Methan). Wie in Tab. 3 nachzulesen, werden die spezifischen CO₂-Faktoren dieser regenerativen Techniken mit Null angesetzt, da bisher keine Äquivalente und Vorketten berücksichtigt wurden und bei der Verbrennung von Biomasse nur die Menge CO₂ freigesetzt wird, die zuvor im Wachstumsprozess gebunden wurde. In Tab. 7 sind die zusätzlich als verfügbar gekennzeichneten Versorgungsgruppen und -anlagen aufgeführt und charakterisiert.

Versorgungsgruppen /-anlagen	Brennstoff	Wirkungsgrad	produzierte Endenergie	Gruppierungs-information
Biogas BHKW	Biogas	el: 0.35 th: 0.50	NT-Wärme, Elektrizität	Gruppe von Nahwärmenetzanlagen
Pelletheizung	Holzpellets	th: 0.85	NT-Wärme	Gruppe von Einzelanlagen
PV	--	2015 el: 0.175 2025 el: 0.190	Elektrizität	Gruppe von Einzelmodulen
STK	--	2015 th: 0.50 2025 th: 0.50	NT-Wärme	gemischte Gruppe mit Anlagen verschiedener Dimensionierungen
Holzhackschnittel-Heizwerk	Holzhack-schnittel	th: 0.85	NT-Wärme Fernwärme	2015: eine Einzelanlage 2025: zwei Einzelanlagen

Tab. 7: Liste der zusätzlichen Versorgungsgruppen und -anlagen zur Endenergiebereitstellung sowie deren technische Daten.

Neben den wiederum geltenden Grenzbedingungen aus Tab. 5 gelten Begrenzungen für die neuen Techniken: Die solaren Techniken PV und STK sind in ihrem Ausbau auf vorhandene (Dach-) Flächen beschränkt. Daraus ergeben sich maximale Ausbaufächen für PV von 3.25 km² und für STK von 9.75 km². Dies ist ein Ergebnis aus einer ersten Potentialabschätzung für regenerative Energieträger für Augsburg mit dem Umweltmodul [Richter, 2001].

Das Potential für Biogas ist ebenfalls beschränkt und kann eine maximale jährliche Brennstoffmenge von 238.1·10⁶ kWh umfassen. In dieser Zahl ist die Annahme eingegangen, dass Biogas aufgrund der Gewinnungs- und heutigen Speicherungsstruktur kein Transportgut ist. Anders ist es bei Holz in Form von Holzhackschnitteln und Pellets. Diese Brennstoffe werden als Transportgut angesehen. Die Mengen sind zwar weiterhin lokal und regional begrenzt, aber es kann angenommen werden, dass ein interregionaler Transport ähnlich wie bei anderen Brennstoff möglich ist. Daher wird für diese Techniken die gleiche kapazitive Begrenzung herangezogen, wie für die oben genannten BHKW und PEMFC.

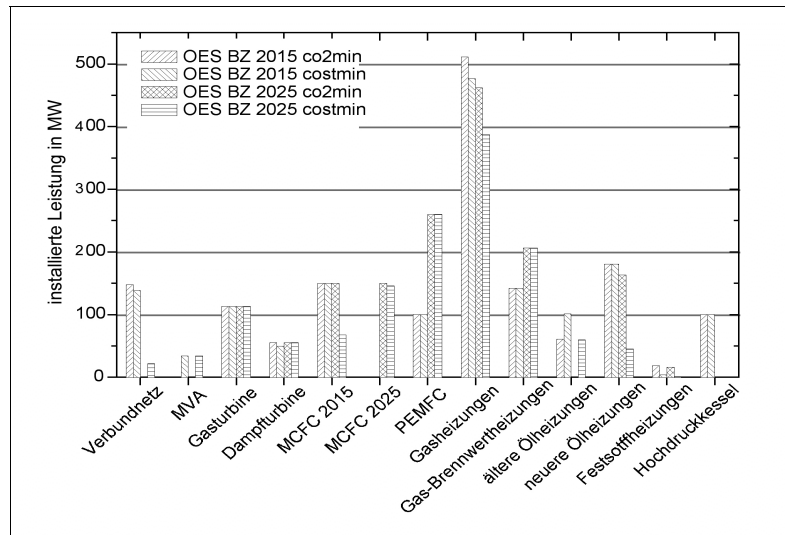


Abb. 16: OES EE Ergebnisse: Die Anteile der einzelnen Versorgungsgruppen und -anlagen an der gesamten Endenergiebereitstellung bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

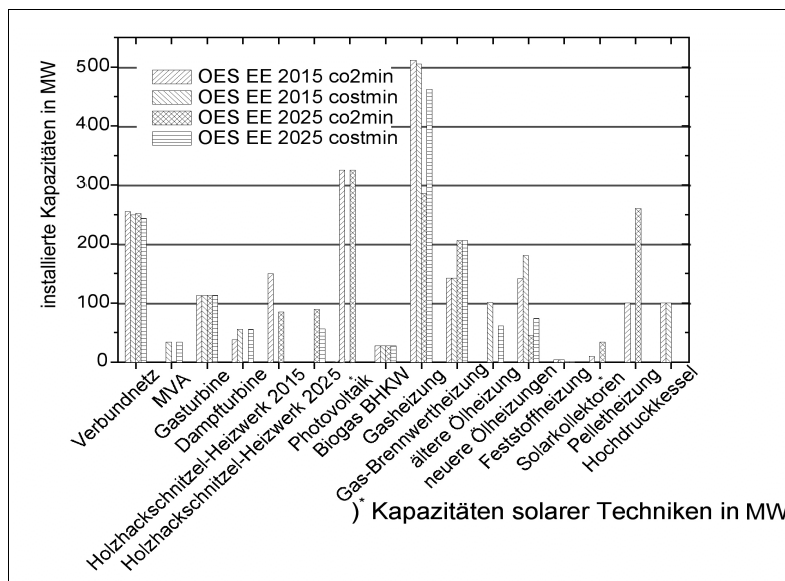


Abb. 17: OES EE Ergebnisse: Die installierte Leistung der einzelnen Versorgungstechniken bei optimalen Kosten bzw. bei optimalen Emissionen für 2015 und 2025.

Die Kosten für die regenerativen Energietechniken sind in Abb. 11 abgebildet und sind ähnlich wie bei den BZ reichlich optimistischen Annahmen. Die Ergebnisse der Rechnungen finden sich in den Abb. 16 und 17.

Da die Annahmen für die Kosten der regenerativen Energietechniken zwar optimistisch sind, aber immer noch über den Aufwendungen für die konventionellen Techniken liegen, ergibt sich für die Rechnungen des OES EE mit dem Ziel der Kostenoptimierung ein Bild, das sehr von demjenigen für die Emissionsoptimierung abweicht, sowohl die Zusammensetzung der Endenergiebereitstellung als auch die jährlichen kumulierten Emissionsmengen betreffend.

2015 liegen die **Emissionsreduktionen**⁶ relativ zum RES im Intervall [-115; 642] kt oder [-7.43; 39.14]% und 2025 im Intervall [7; 868] kt oder [0.44; 52.93]%. Damit wäre das Reduktionsziel von 40% bis 2020 theoretisch erreichbar. Im schlechtesten Fall ist allerdings ein absoluter Anstieg der CO₂-Emissionen berechnet worden. Wie Abb. 18 zeigt, kann dies relativiert werden, da die pro Kopf-Emissionen infolge der mit dem Stadtentwicklungsmodul erstellten Projektionen auch in diesem Extremfall sinken.

Die kostenoptimierten Rechnungen zeigen, dass einzig der Einsatz von Biogas und das Holzhackschmitzel-Heizwerk in 2025 konkurrenzfähig sind. Letzteres muss aber eingesetzt werden, da der Hochdruckkessel 2025 *nicht verfügbar* ist.

In den Rechnungen minimaler Emissionen leistet die PV-Technik einen nennenswerten Beitrag an der Endenergiebereitstellung. Allerdings wurden keine Speicher als *verfügbar* gekennzeichnet, so dass ein Teil der Elektrizität ungenutzt bleiben muss und die Nutzung des Verbundnetzes im Vergleich zu den beiden vorherigen OES auch in den Rechnungen mit minimalen Emissionen nur wenig zurückgeht.

Die Pelletheizungen, die den gleichen Restriktionen unterliegt, wie die BHKWs oder PEMFC zuvor, nutzt in den emissionsoptimierten Rechnungen das ganze Potential aus, anders als das Holzhackschmitzel-Heizwerk und die STK. Weiter ist zu sehen, dass die PV in den CO₂-minimalen Fällen auf der gesamt möglichen Fläche von 3.25 km² installiert wird.

Im Vergleich aller vier Rechnungen weisen die Gas-Brennwertheizungen im Gegensatz zur konventionellen Gasheizung ein uneinheitliches Bild auf. Der Anteil der letzteren verliert konsistent von 2015 nach 2025 an Bedeutung, während der Anteil der Gas-Brennwerttechnik im Falle der Emissionsoptimierung reduziert wird und im Falle der Kostenoptimierung ansteigt.

Die Gasturbine liefert in allen Rechnungen einen Beitrag von über 13.5% und die MVA wird in Übereinstimmung mit den vorangegangenen OES nur bei den Kostenoptima zur Energiebereitstellung verwendet.

⁶ Ein negatives Vorzeichen bedeutet demnach einen Anstieg der Emissionen.

Eine Folgerung ist, dass Biomasse in gewissen Grenzen eine bedeutende Rolle in Augsburg spielen kann und das PV-Anlagen noch einer enormen Kostenreduktion bedürfen, bevor sie in großem Maßstab eingesetzt werden.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Dieser Aufsatz gibt einen kurzen Überblick über die integrale Methode *URBS* und deren vier Module. In einer ersten Anwendung wurde *URBS* auf die Stadt Augsburg angewandt. Zunächst wurde das rezente Energiesystem als Referenzenergiesystem (RES) abgebildet. Abschließend wurden Projektionen der Stadt- und Endenergienachfrageentwicklung durchgeführt. In den drei Fallbeispielen wurden technische Entwicklungen angenommen und mit diesen wurden mögliche zukünftige, optimierte Energiesysteme (OES) berechnet. Der Vergleich des RES mit den OES kennzeichnet mögliche Entwicklungspfade des untersuchten Energiesystems und stellt die OES als *vorläufige* Endpunkte der Entwicklung heraus.

Die verschiedenen OES zeigen, dass im Vergleich zum RES z.T. nennenswerte Reduktionen des CO₂-Ausstoßes, bedingt durch die Energieversorgung des Stadtgebietes, möglich sind. Die Tatsache, dass ein linearer Optimierungsprozess verwendet wird, um die OES zu berechnen und die Ergebnisse damit vollständig durch die Eingabeparameter determiniert sind, ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

Es konnte gezeigt werden, dass mit der Methode *URBS* eine integrale Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme möglich ist, obgleich das Umweltmodul noch nicht komplett angewandt werden konnte und die Eingangsparameter sicherlich noch einigen kritischen Prüfungen zu unterziehen sind. Mithin dürfen die hier vorgestellten Ergebnisse nicht als belastbare und endgültige Ergebnisse missverstanden werden, sondern als das, was sie sind: Eine erste Anwendung der Methode *URBS*, um diese beschreibend vorzustellen und deren Funktionalität aufzuzeigen.

Letztendlich sind Rechnungen mit mehr *verfügbaren* Techniken und höherer Komplexität sowie mehrere Iterationen nötig, um zu wirklich direktiven Aussagen und Handlungsempfehlungen zu gelangen. Dazu ist es aber nötig, dass die Eingangsparameter und inhaltlichen Rand- und Grenzbedingungen seitens der Entscheidungsträger aus der Politik und der Energieversorger beigesteuert werden. Für diese Gruppen soll *URBS* letztlich ein Werkzeug sein, um Entscheidungen zu finden und zu begründen.

Trotz dieser Einschränkungen können einige Schlussfolgerungen aus den vorgestellten OES-Rechnungen aus Kapitel 3 gezogen werden:

- Ein Ausbau KWK-Technologie auf Basis von Erdgas scheint bei den derzeitigen steuerlichen Förderungen in Deutschland betriebswirtschaftlich sinnvoll, auch wenn keine

stromseitige Vergütung in den Rechnungen enthalten ist, wie hier angenommen. Entscheidender ist allerdings die Annahme, dass für die Zukunft die hohen spezifischen Emissionen für die Bereitstellung von Elektrizität im deutschen Kraftwerksmix erhalten bleiben. Als Ursache für den derzeit hohen Wert von 0.6 t-MWh⁻¹ sind der Anteil an Stein- und Braunkohle an der Stromproduktion zu nennen. Als Rechtfertigung für die Konstanz dieses Wertes auch in Zukunft ist der gesetzlich verankerte Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernspaltung. Hierdurch müssen – von Überkapazitäten abgesehen – ca. 30% der deutschen Stromproduktion ersetzt werden.

Ogleich gewisse Grenzen für den Ausbau von kleinen BHKW in Nahwärmenetzen (und auch für PEMFC) des Hausbrandsektors angenommen werden, sind die maximalen Ausbauwerte wenig realistisch, erforderten sie doch z.T. den Ausbau von Nahwärmenetzen im großen Maßstab und damit eine dramatische Umwälzung im bestehenden System bereits bis 2015.

Schließlich ist unter Beachtung der getroffenen Annahmen festzuhalten, dass der Ausbau von zentralen KWK-Anlagen (konventionell oder BZ) und damit eine Aufstockung des Fernwärmenetzes – einhergehend mit der zunehmenden Einwohnerzahl im Stadtgebiet – in Grenzen sinnvoll erscheint. In diesem Zusammenhang ist es wesentlich, dass das OES *BZ* Ergebnisse mit weniger Überschuss an Endenergie und geringen Emissionen liefert, da bei *BZ* der elektrische Wirkungsgrad höher ist, als bei den konventionellen Anlagen.

- Die zweite Aussage bezieht sich auf das OES *EE*. Unter der Annahme steigender Kosten für fossile Brennstoffe deuten die Unterschiede zwischen den kostenoptimalen Rechnungen für 2015 und 2025 darauf hin, dass die gekoppelte energetische Nutzung biogener Brennstoffe eine unter Kostengesichtspunkten konkurrenzfähige Emissionsminderungsoption ist.

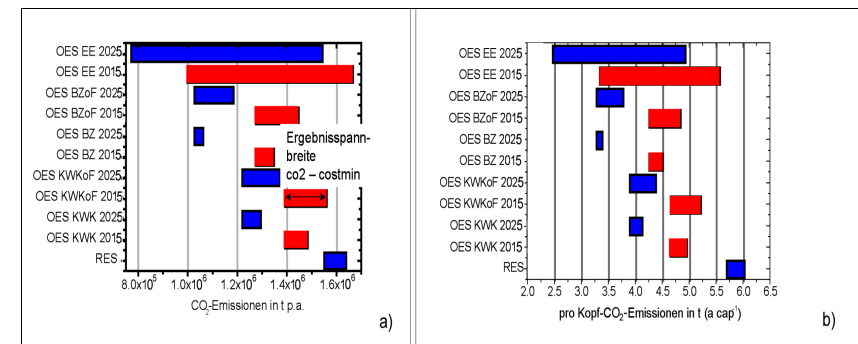


Abb. 18: Ergebnisräume der a) jährlichen CO₂-Emissionen der b) jährlichen einwohnerspezifischen CO₂-Emissionen aller OES und des RES.

Der Vergleich der beiden Graphen in Abb. 18 zeigt die Ergebnisräume der gesamten jährlichen Emissionsrechnungen für alle OES und das RES sowie die Ergebnisräume der pro Kopf-Emissionen. Die zweite Graphik weist für alle OES bis 2015 und 2025 geringere Emissionsmengen pro Einwohner auf.

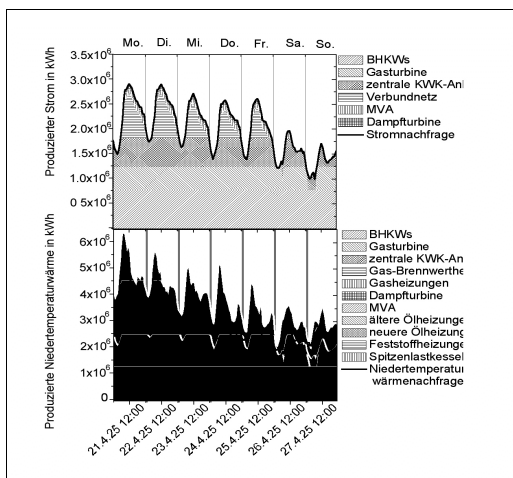
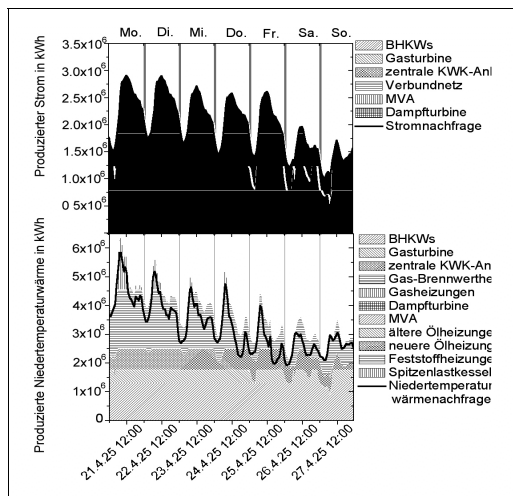


Abb. 19: Exemplarische Wochenlastgänge für NT-Wärme- und Strombereitstellung in einer Woche im April 2025 der emissions- (oben) und kostenoptimalen (unten) Rechnungen des OES konventionelle KWK.

Abb. 19 zeigt exemplarisch einen Wochenlastgang im April 2025, getrennt für Elektrizität und NT-Wärme, für die emissions- und kostenoptimale Rechnung. Diese Abbildung zeigt, dass alle Techniken zusammen die Nachfragekurve decken und dass markante Unterschiede zwischen den Lastgängen der beiden Optimierungsoptionen zu finden sind. Ferner spiegelt sich hierin die Fähigkeit von *URBS* wider, die Energieversorgung zeitlich hoch aufgelöst zu modellieren und damit den Einsatz von KWK- und regenerativen Energietechniken adäquat abzubilden.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass *URBS* geeignet ist, bei der Suche nach nachhaltigen Entwicklungspfaden für urbane Energiesysteme zu helfen.

5. Literatur

agriserve (2002): *Die Preise unterschiedlicher Brennstoffe. Preisstand vom August 2002.* – In [online]: <http://www.agriserve.de/Pflanzenheizungen-Allgemeines.html>, 2003-02-12, 13:55.

ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2001): *BHKW-Kenndaten 2001. Module, Anbieter, Kosten.* – In [online]: http://www.bhkw-info.de/info-bhkw/pdfs/bhkw_kenndaten_2001.pdf, 2003-01-29, 12:44.

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.) (2002): *Erste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft).* – In: Gemeinsames Ministerialblatt GMBL. (2002): 25-29, S. 511-605.

Carmen e.V. (2003): *Holzpellets – eine Alternative zum Heizöl.* – In [online]: <http://www.carmen-ev.de/deutsch/marktplatz/bezugsque/pelinfo1.html>, 2003-02-12, 13:04.

Stadt Augsburg (2002): *Datensammlungen der Volkszählung 1987 und der Fortschreibungen.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

Kaminkehrer-Innung für Schwaben und Augsburg (2002): *Erhebungsbögen für das Jahr 2001.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

Enquete-Kommission (Hg.) (2002): *Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung.“ des 14. Deutschen Bundestages.* Abschlussbericht. – [online]: <http://www.bundestag.de/gremien/ener/index.html>, 2002-12-02, 13:24.

E.On MixPower (2003): *E.On MixPower – das ist die neue Form der Energieversorgung.* – In [online]: <http://eon-mixpower3.eon-energie.com/index.php?page=energiequellen&SID=5a065b75de8a8e0ddb81bf42f245ec63>, 2003-04-15, 11:29.

European Communities (2000): *Energy in Europe. 1999 Annual Energy Review.* Luxemburg, Büro für offizielle Publikationen der Europäischen Kommunen.

Fichtner (2002): *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse.* Stuttgart. – In: [online]: <http://www.biogas.org/downloads/PDF-EndberichtBBE.pdf>, 2003-14-02, 8:11.

Hanaki, K. & T. Ichinose (1998): *Efficient energy use in Japanese cities.* – In: Golany, G.; K. Hanaki & O. Koide (Hg.): *Japanese Urban Environment*, Pergamon Press, S. 178-192.

Hartmann, H. & A. Strehler (1995): *Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht.* Landwirtschaftsverlag Münster (= Publikationsreihe *Nachwachsende Rohstoffe*).

Hauff, V. (1987): *Unsere gemeinsame Zukunft. Der Brundtland-Bericht der Umweltkommission für Umwelt und Entwicklung.* Greven.

Heinloth, K. (1997): *Die Energiefrage. Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken, Kosten.* Vieweg, Braunschweig (= Vieweg Handbuch Umweltwissenschaften).

Hoffmann, W. – RWE Schott Solar (2002): *Schlüsselressource Energie. Die Rolle Erneuerbarer im Allgemeinen und von PV Solarstrom im Speziellen.* Vortrag im IPP-Kolloquium: 2002-11-08.

Ingenieurbüro Jannicke (Hg.) (2002): *Entwicklung eines modellgestützten Beurteilungssystems für den anlagenbezogenen Immissionsschutz. AUSTAL2000. Programmbeschreibung zu Version 1.0.* Im Auftrag des Umweltbundesamtes. – In: [online]: <http://www.austal2000.de/austal2000/data/2002-09-30/austal.pdf>, 2002-10-21, 13:21.

Arbeitsamt Augsburg (2002): *Datensammlung der Beschäftigten Zahlen 1978...2001.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.

Kleemann M.; R. Heckler; G. Kolb & M. Hille (2000): *Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050.* Jülich (= Schriften des FZJ, Reihe Umwelt/Environment: 23).

Klinger, K. (2002): *Niedertemperatur-Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung.* Produktmanagement Brennstoffzellen Vaillant GmbH, Remscheid. – In [online]: http://www.vaillant.de/mod/netmedia_pdf/data/bzh_ihk_2002-02-19.pdf, 2003-02-06, 14:29.

Lako, P. & H.J.M. de Vries (1999) : *Voorraden en Prijzen van Fossiele Brandstoffen – Schattingen en projecties voor de 21ste eeuw met het oog op klimaatbeleid.* Nederlands Energy Research Foundation ECN, Petten, NL (= ECN-RIVM 99-002).

Reuss, M. (2003): *Kosten- und Wirkungsgradentwicklung von Solarthermischen Niedertemperatur-Anlagen.* Garching, persönliche Mitteilung.

- Richter, S. (2003):** *Das Stadtentwicklungsmodul in der integralen Methode URBS – Beschreibung und erste Ergebnisse am Beispiel Augsburg.* Augsburg (= Stadt Augsburg, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Beiträge zur Stadtentwicklung, Stadtforschung und Statistik.* H. 22/2003). *Im Druck*
- Richter, S. (2001):** Potentiale regenerativer Energien in Augsburg und Umgebung. Augsburg, *unveröffentlicht.*
- RWE – Heinen, J. (2001):** *Power of Innovation: RWE Brennstoffzellenprojekt.* Vortrag, „64. AGEF-Seminar: Brennstoffzelle und ihre technische Einbindung“, 2001-05-16.
- RWE (2003):** *RWE Power Template.* Vortrag: 2003-01-23.
- Stadtwerke Augsburg (2001):** *Zeitreihen der Energieeinsparungen von Fernwärme und Strom für die Jahre 1997 und 1998.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.
- Stadtwerke Augsburg (2002):** *Absatzzahlen der leitungsgebundenen Energieträger der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003. Abrechnungsdaten Gas und Fernwärme je Hausanschluss. Abrechnungsdaten Strom je Zähler.* Augsburg, digitale Kopie, persönliche Mitteilung.
- Statistisches Bundesamt (Hg.) (2001):** *Datenreport 1999. Zahlen und Fakten über die Bundesrepublik Deutschland.* In Zusammenarbeit mit WZB und ZUMA, 2. Auflage, Bonn.
- Statistisches Bundesamt (2002):** *Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden und sonstigen Gebäuden mit Wohnraum nach Belegung und Fläche.* – [online]: <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab2.htm>, 2002-11-13, 16:29.
- StMWVT – Staatsministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr des Landes Bayern (1999):** *Bescheidwissen – Mitreden – Daten und Fakten zur Energieversorgung.* München
- TSB – Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung (2000):** *Holzhackschnitzel-Heizung für eine Hauptschule.* Bingen – In [online]: <http://www.tsb.fh-bingen.de>, 2003-02-12, 2:08.
- UN China – United Nations in China (2001):** *Environment and Energy.* – In: [online] <http://www.unchina.org/theme/html/environment.shtml>, 2003-06-23, 6:24.

- VDM – Verband Deutscher Makler e.V. (2000):** *Empfehlungen der EU-Kommission zur Umstellung auf den Euro: Was bedeutet das für die Kunden?* – In [online]: <http://www1.vdm.de/grundbesitz/grund147.htm>, 2003-02-10, 16:37.
- VLEEM – Birnbaum, K.U. (2002):** *Energy networks and decentralised technologies.* Lecture Very long energy and environmental modelling (VLEEM)-1 Abschlusstreffen, Brüssel, 2002-11-14.
- WCED – World Commission on Environment and Development (1987):** *Our Common Future.* Oxford University Press, New York, (= Brundtland-Bericht).
- Wiener Stadtwerke (2003):** *Fernwärme Wien. Die Sauberbrenner. Emissionen.* – In: [online] <http://www.sauberbrenner.at/>, 2003-02-05; 22:29.
- Zoll – Bundesministerium der Finanzen (2003):** *Die Höhe der Mineralölsteuer.* – In [online]: http://www.zoll-d.de/b0_zoll_und_steuern/b0_verbrauchsteuern/c0_minoel/b0_steuertarif_neu/index.html, 2003-02-10, 16:31.

