

LANGFRISTIGE AUSWIRKUNGEN SICH VERÄNDERNDER STROMKOSTEN AUF EINE DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG IN URBANEN ENERGIESYSTEMEN

Stephan Richter^{1,2}, Thomas Hamacher¹

¹Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching
und Wissenschaftszentrum Umwelt der Universität Augsburg

² seit April 2004: GEF Ingenieur AG, Leimen

1. Einleitung und Motivation

Urbane Regionen sind Schwerpunkte des Energieverbrauchs, wie in Abb. 1 nachvollzogen werden kann. Abbildung 1 zeigt die Lumineszenz, die für die betrachtete Weltregion per Satellit aufgenommen wurde. In [Plutzar et al., 2000], [Elvidge et al., 1997] und [Welch, 1980] wurde gezeigt, dass die Lumineszenz proportional zum Energieverbrauch ist. Entsprechend treten die städtischen Agglomerationen deutlich hervor. In Abb. 1 sind Städte wie Moskau, St. Petersburg, Berlin, Hamburg, London, Paris etc. leicht auszumachen.

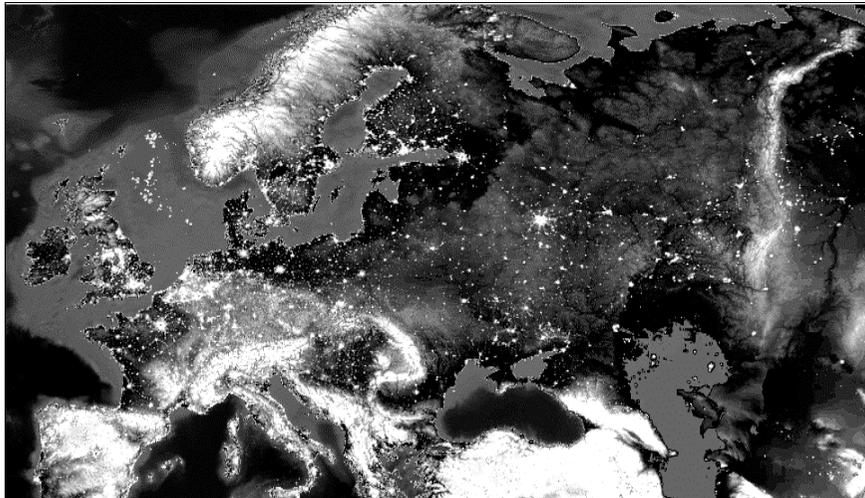


Abb. 1: Lumineszenzaufnahme von Europa und Westasien [Nasa, 2004].

Ein weiterer Aspekt, anhand dessen die Bedeutung urbaner Energiesysteme erkennbar ist, ist der pro Kopf-Energieverbrauch von urbanen Regionen im Vergleich mit einem nationalen Mittel. Für Schwellenländer wie China und Thailand mit den spezifischen regionalen Entwicklungsdifferenzen berechnet sich dieser Quotient aus pro Kopf-Energieverbrauch von Stadtbevölkerung zur Gesamtbevölkerung zu 3.0 [Hanaki, 1998], in den industrialisierten Staaten Süd- und Westeuropas immer noch zu 2.2 [Sanatmouris, 2001].

Allein diese beiden Merkmale zeigen, dass die zukunftsorientierte Optimierung urbaner Energiesysteme zugleich eine Chance und eine Herausforderung darstellt, wie z.B. in [Richter et al., 2003] formuliert worden ist.

Ferner muss auch in Zukunft mit einem andauernden Zunehmen des Urbanisierungsgrads und einer weiteren Verdichtung städtischer Lebensräume gerechnet werden – sowohl in den Entwicklungsländern als auch in den Industrienationen. Wie Eingangs dargelegt, ist eine solche Entwicklung direkt mit einem Anwachsen der Nachfrage nach verschiedenen Sekundär- und Endenergieformen verknüpft [Hanaki et al., 1998; UN China, 2001].

Mit der Methode *URBS* (**U**rban **R**esearch **T**ool**box**: **E**nergy **S**ystems) wurde ein Werkzeug entwickelt, um sich diesen Herausforderung stellen und sie bewältigen zu können [Richter et al., 2003; Richter, 2004].

Im Rahmen der Entwicklung von *URBS* wurde das Energiesystem von Augsburg betrachtet. In [Richter et al., 2003] wurde ein Überblick über den Entwicklungsstand von *URBS* gegeben. In diesem Aufsatz werden erste Ergebnisse, die mit *URBS* für Augsburg erzielt wurden, vorgestellt. Der Schwerpunkt liegt in der Untersuchung der Auswirkungen von variablen Stromgestehungs- bzw. Strombezugskosten auf eine eher dezentral geprägte Energieversorgungsstruktur.

Nach einer kurzen Einführung von *URBS* und der Vorgehensweise in Kapitel 2 wird in Kapitel 3 das Energiesystem Augsburgs im derzeitigen Zustand abgebildet und verschiedene **R**eferenzenergiesysteme (RES) dargestellt. Diese dienen als Referenz für zukünftige, zu **o**ptimierende **E**nergiesysteme (OES), die mögliche Entwicklungspfade, hin zu einem – im Brundtland-Sinne – nachhaltigen¹ Energiesystem aufzeigen. Wie in Kapitel 2 gezeigt wird, ist der methodische Ansatz in *URBS* integral und umfasst entsprechend eine Vielzahl der Einflussparameter auf urbane Energiesysteme.

2. Überblick über die integrale Methode *URBS*

Die Methode *URBS* dient dazu, urbane Energiesysteme integral zu beschreiben und zu optimieren. Um die Vielzahl der Größen mit Einfluss auf ein urbanes Energiesystem in die Untersuchung einbeziehen zu können, ist *URBS* aus vier Modulen aufgebaut. Auf diese Weise können die Wechselwirkungen zwischen dem Energiesystem und der einbettenden Struktur *Stadt* erfasst und abgebildet werden. Den in Abb. 2 gezeigten vier Modulen fällt folgende Aufgabe zu:

¹ Im Sinne der Brundtland-Definition ist ein *nachhaltiges Energiesystem* ein Energiesysteme, in dem hinreichend Energie zu akzeptablen Kosten verfügbar ist, so dass eine sozio-ökonomische Entwicklung nicht beschränkt wird. Gleichzeitig dürfen aus dem Aufbau und dem Betrieb eines solchen Energiesystems nur minimale Negativeinwirkungen auf die Umwelt resultieren [WCED, 1987].

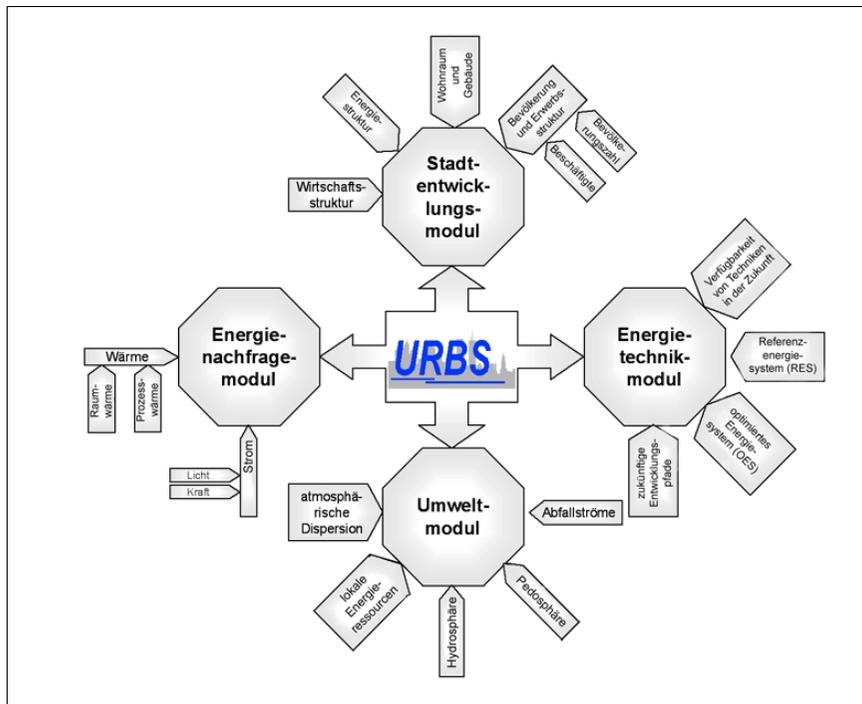


Abb. 2: Graphischer Überblick über die integrale Methode URBS und deren Module.

1. Das *Stadtentwicklungsmodul* umfasst alle Informationen über die demographische, ökonomische Entwicklung und die allgemeine Siedlungsstruktur der zu untersuchenden Stadt.
2. Das *Energienachfragemodul* leitet aus den Informationen, die mit dem Stadtentwicklungsmodul gewonnen wurden, und unter der Annahme möglicher technologischer und regulatorischer Entwicklungen zeitlich hoch aufgelöste Nachfragelastgänge verschiedener Energieformen ab.²
3. Das *Energienachfragemodul* berechnet aus der Menge möglicher Energieversorgungs- und -verteilungstechniken denjenigen Satz von Techniken, der geeignet ist, die vorgegebene Nachfragelast zu jedem Zeitpunkt zu befriedigen. Die Berechnung dieses Techniksatzes erfolgt durch einen linearen Optimierungsprozess, dessen Zielfunktion fakultativ optimale Kosten oder minimale CO₂-Emissionen sein kann. Dieses Optimierungswerkzeug ist speziell dazu entwickelt worden, hohe zeitliche Auflösungen in der Be-

² Typischerweise wird eine stündliche Auflösung bei einer Betrachtung eines Jahres angeraten (vgl. hierzu besonders [Richter, 2004]).

trachtung zu ermöglichen. Diese sind notwendig, wenn z.B. gekoppelte Kraft-Wärme-Prozesse oder die z.T. zeitlich stark fluktuierenden regenerativen Energieumwandlungstechniken, wie Wind- und Solarenergie, realitätsnah abgebildet werden sollen.

4. 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 der Ausbreitung von Luftschadstoffemissionen und den resultierenden Belastungen. Die Ergebnisse des Umweltmoduls koppeln in den Optimierungsprozess des Energietechnikmoduls zurück.

Eine detailliertere Beschreibung von URBS findet sich in [Richter et al., 2003] und [Richter, 2004].

3. Anwendungen der Methode URBS auf das Energiesystem Augsburg

In der Anwendung und speziell für die Untersuchung der langfristigen Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine dezentrale Energieversorgung in urbanen Energiesystemen wird das Versorgungssystem der Stadtwerke Augsburg betrachtet. Der Standort Augsburg befindet sich in einer fortgeschrittenen Phase des Transformationsprozesses von einer Industriestadt mit Schwerpunkt auf dem produzierenden Gewerbe hin zu einem Dienstleistungsstandort mit einem weiterhin merklichen Anteil von hoch spezialisierten Industrien. Augsburg hat derzeit mehr als 270 000 Einwohner und ist ein Oberzentrum mit teilweise überregionaler Bedeutung.

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 anschließende Falluntersuchung des urbanen Energiesystems. Hierzu wurde das Stadtentwicklungsmodul auf Augsburg angewandt. Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Zusammenfassung der detaillierten Studie in [Richter, 2003]. Die Analyse basiert auf drei Hauptindikatoren: der *Einwohner- und Beschäftigtenstruktur*, der *Wohnflächenverteilung* und der Struktur des vorhandenen *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* [Stadt Augsburg, 2002], dem *Arbeitsamt Augsburg* [Arbeitsamt Augsburg, 2002], der *Stadtwerke Augsburg* [2002] und der *Kaminkehrer-Innung für Augsburg und Schwaben* [Kaminkehrer-Innung, 2002].

Letztmals komplett wurden alle Indikatoren in der Volkszählung 1987 erhoben. Seitdem wurden alle Informationen lediglich fortgeschrieben und/oder per Mikrozensus validiert, was bedeutet, dass die statistischen Daten vor allem auf Konsistenz zu prüfen sind.

Zwischen 1987 und 2001 wuchs die Einwohnerzahl Augsburgs um +10.74% auf 272 620 Einwohner an. Damit einher ging ein relativer und absoluter Anstieg der Wohnfläche; die Wohnfläche pro Kopf (p.c.) stieg im selben Zeitraum um 10.75% auf 36.22 m² p.c.. Dieser Wert liegt unter dem Bundesdurchschnitt von 39.3 m² p.c. im Jahr 1998 [DeStatis, 2002b].

Ohne detaillierter auf Ursachen und Folgen einzugehen, ist festzustellen, dass das BIP der Bilanzregion Augsburg zwischen 1980 und 1998 um bemerkenswerte 5.55% p.a. in Marktpreisen wuchs. Dieses BIP-Wachstum ist allerdings mit einem Verlust von Arbeitsplätzen verknüpft. Das Verhältnis von Beschäftigten zu BIP wurde zwischen 1980 und 1998 mehr als halbiert und verbesserte sich von 26 Beschäftigten pro Mill. EUR auf 12 Beschäftigte pro Mill. EUR. Hierin spiegelt sich die Transformation von einem Industriestandort des produzierenden Gewerbes zu einem höher spezialisierten Industrie- und Dienstleistungsstandort wider.

Die Entwicklung dieser Indikatoren zeigt sich auch in der Entwicklung der energiebezogenen Indikatoren: Die Stadtwerke Augsburg konnten den Elektrizitätsabsatz zwischen 1980 und 2001 etwa verdoppeln. Die Entwicklung bei Gas und Fernwärme verlief ähnlich dynamisch.

Eine räumlich und zeitlich aufgelöste Betrachtung des Endenergiebedarfs für ein Jahr im Referenzenergiesystem macht weitere Gemeinsamkeiten aber auch Unterschiede zwischen dem Bedarf an Elektrizität und Niedertemperaturwärme (NT-Wärme) deutlich. Abbildung 3 zeigt zwei Energieverbrauchskarten von Augsburg auf der Ebene statistischer Blöcke. Der Vergleich der Karten macht deutlich, dass es eine deutliche, positive Korrelation zwischen Blöcken mit hohem/niedrigem Elektrizitätsverbrauch und hohem/niedrigem NT-Wärmeverbrauch gibt.

Der Zusammenhang zwischen Elektrizität und NT-Wärme gestaltet sich bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs, stundenaufgelöst über ein Jahr, entgegengesetzt, wie Abb. 4 zeigt. Während die Elektrizitätslast über ein Jahr relativ konstant ist und sich durch einen Tages- und Wochengang auszeichnet, unterliegt die NT-Wärmelast einem ausgeprägten Jahresgang; Tages- oder Wochengänge sind wenig ausgeprägt. Dies ist vor allem auf die starke negative Korrelation zwischen Außentemperatur und NT-Wärmebedarf zurückzuführen. Der Korrelationsfaktor im Referenzjahr berechnet sich zu $r = -0.86$.

3.1.2 Projektionen der Indikatoren mit dem *Stadtentwicklungsmodul* bis 2015/2025

Mithilfe des Stadtentwicklungsmoduls werden die Indikatoren der Stadtentwicklung mit Einfluss auf die Energienachfrage in die Zukunft projiziert, um zukünftige Energienachfragen

abzuschätzen. Die Energienachfrage ist eine grundlegende Größe für die Auslegung zukünftiger, optimierter Energiesysteme mit dem linearen Optimierungsansatz des Energietechnikmoduls.

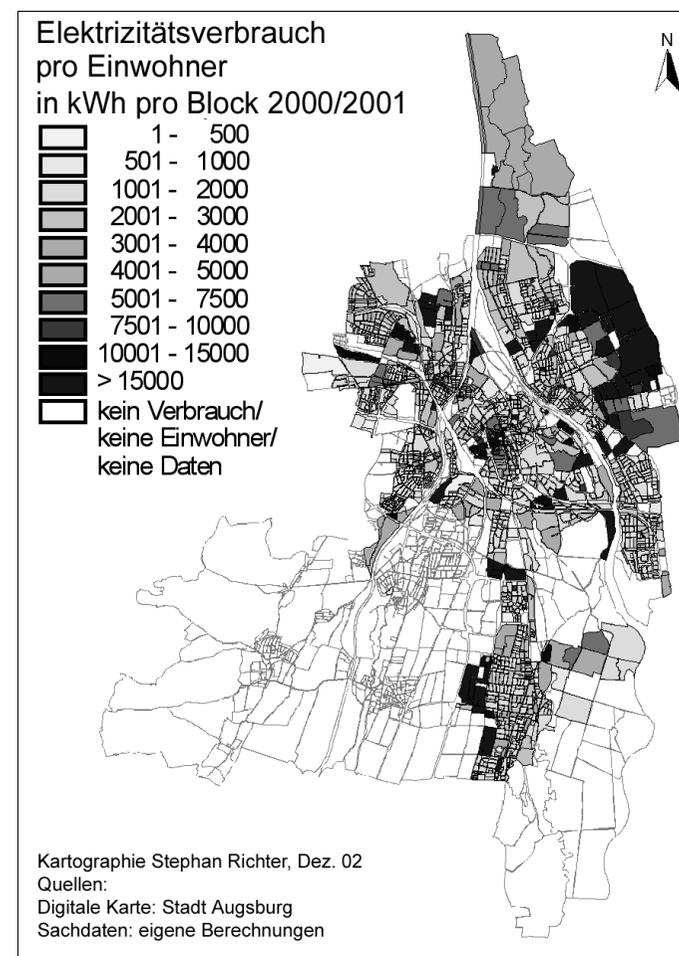


Abb. 3a: Elektrizitätsverbrauch pro Einwohner, Block und Jahr in kWh/(Einwohner·Block·a) im Referenzenergiesystem.

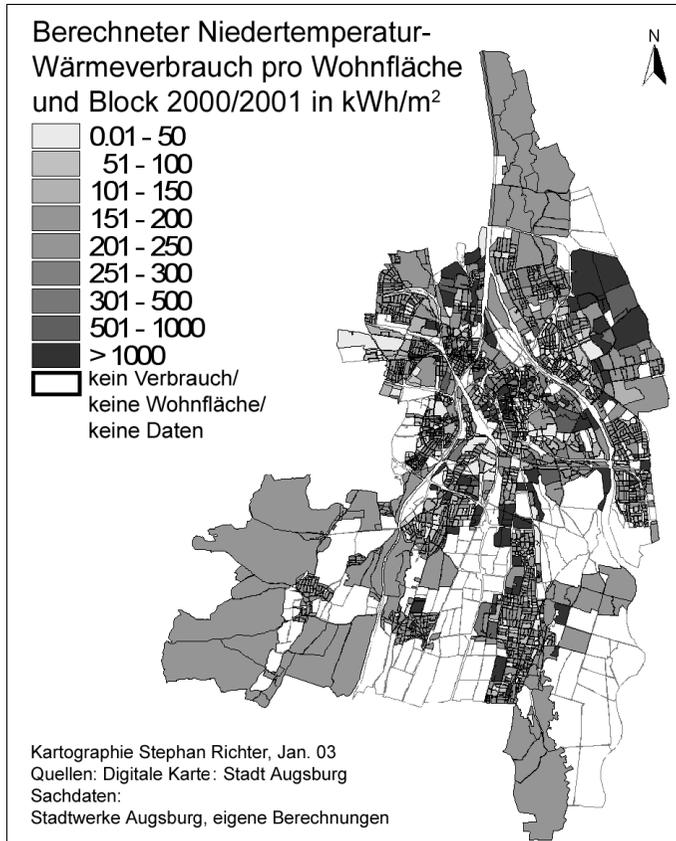


Abb. 3b: NT-Wärmeverbrauch pro Wohnfläche, Block und Jahr in kWh/(m²·Block·a) im Referenzenergiesystem.

Um zu Aussagen über zukünftige Energienachfragen zu gelangen, werden die einzelnen Indikatoren getrennt projiziert und anschließend miteinander verknüpft. Dazu werden, soweit verfügbar, historische Trends extrapoliert. Liegen keine Informationen über vergangene Entwicklungen vor, so wird auf die Literatur zurückgegriffen und dort verwendete Zukunftstrends übernommen.

Jedem einzelnen Indikator werden drei Entwicklungstrends unterstellt, so dass sich ein *starkes*, ein *geringes* und ein *mittleres* Projektionsszenario ergeben. Lässt sich eine vergangene Entwicklung z.B. durch eine lineare Geradengleichung beschreiben, wird die Steigung der extrapolierten Geraden entsprechend variiert. Auf diese Weise ergeben sich je Indikator drei Projektionsergebnisse für das Zieljahr 2025 und das Stützjahr 2015. Für beide Jahre werden

die Indikatorenentwicklungen wie Matrizen miteinander verknüpft, so dass sich für beispielsweise n abhängige Indikatoren 3ⁿ kumulierte Jahreswerte für 2015 und 2025 ergeben.

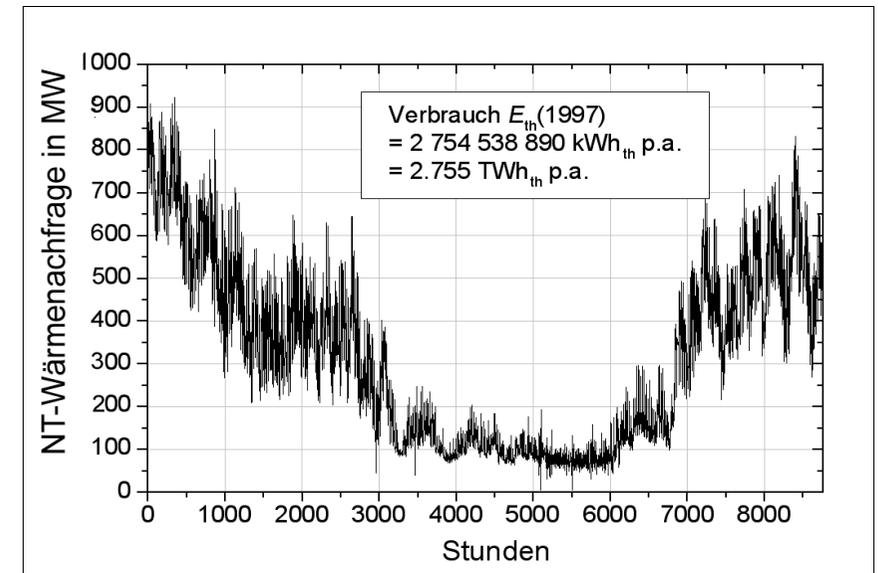
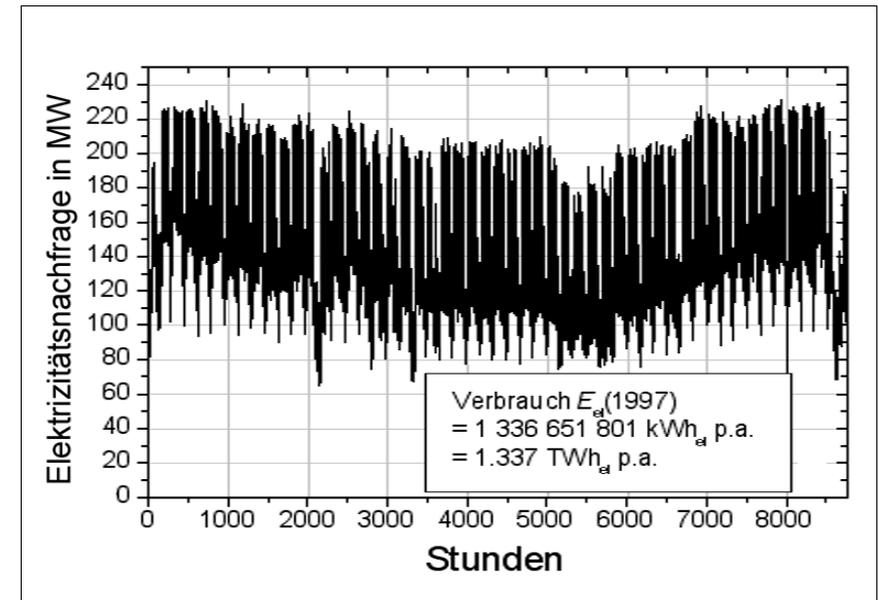


Abb. 4: Stündlich aufgelöste Lastgänge des Elektrizitäts- (oben) und NT-Wärmeverbrauchs (unten) im Referenzenergiesystem.

Schließlich werden die zeitlich kumulierten Projektionsergebnisse herangezogen, um mit Hilfe des Energienachfragemoduls stündliche Lastgänge der Endenergienachfrage für 2015 und 2025 zu generieren. In einem einfachen Ansatz wird angenommen, dass die so generierten Lastgänge proportional zu den RES-Lastgängen in Abb. 4 sind.

Eine ausführliche Dokumentation des Vorgehens und der Ergebnisse der Projektion findet sich in [Richter, 2004], [Richter, 2003] und [Richter et al., 2003].

Im Folgenden liegt der Schwerpunkt der Diskussion auf dem *mittleren* Entwicklungspfad für 2025. Zum Vergleich sind in Tab. 1 die kumulierten und aggregierten Endenergienachfragen der drei Entwicklungspfade, *starke*, *geringe* und *mittlere* Entwicklung für 2015 und 2025, sowie die entsprechende Endenergienachfrage für das Referenzjahr aufgelistet.

| Jahr | Endenergienachfrage des Entwicklungspfades | | |
|-------------|--|---------------|--------------|
| | <i>gering</i> | <i>mittel</i> | <i>stark</i> |
| RES | 4.092 TWh | | |
| 2015 | 4.074 TWh | 4.639 TWh | 5.412 TWh |
| 2025 | 3.559 TWh | 4.489 TWh | 5.409 TWh |

Tab. 1: Kumulierte Endenergienachfragemengen der Projektionsjahre und des Referenzjahres.

3.2 Das Referenzenergiesystem (RES) von Augsburg

Das RES Augsburg ist ein Mix, der im Wesentlichen bestimmt wird von verschiedenen Heiz- und Heizkraftwerken unterschiedlicher Leistungen, durch die die Fernwärme bereitgestellt wird (20% des gesamten NT-Wärmebedarfs), sowie von einfachen Erdgas- und Ölheizungen mit einem breiten Spektrum an Heizungstypen verschiedener Altersstufen.

Die größeren KWK- und Heizwerke des Fernwärmenetzes (Nennleistung > mehrere MW) werden als einzelne Anlagen abgebildet. Da es bei der großen Zahl an kleineren Hausbrand- und kleineren KWK-Anlagen (zusammen > 46 000) 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.

Abb. 5 zeigt eine schematische Abbildung des RES mit einem Stromnetz S_1 und sechs Wärmenetzen W_i , mit $i = 1 \dots 6$. Links von einem Netz angeordnete Techniken (rechteckige Kästchen) speisen eine Energieform in ein Netz ein, Symbole rechts eines Netzes verbrauchen Energie aus dem Netz. Nachfragen sind durch Kreise symbolisiert.

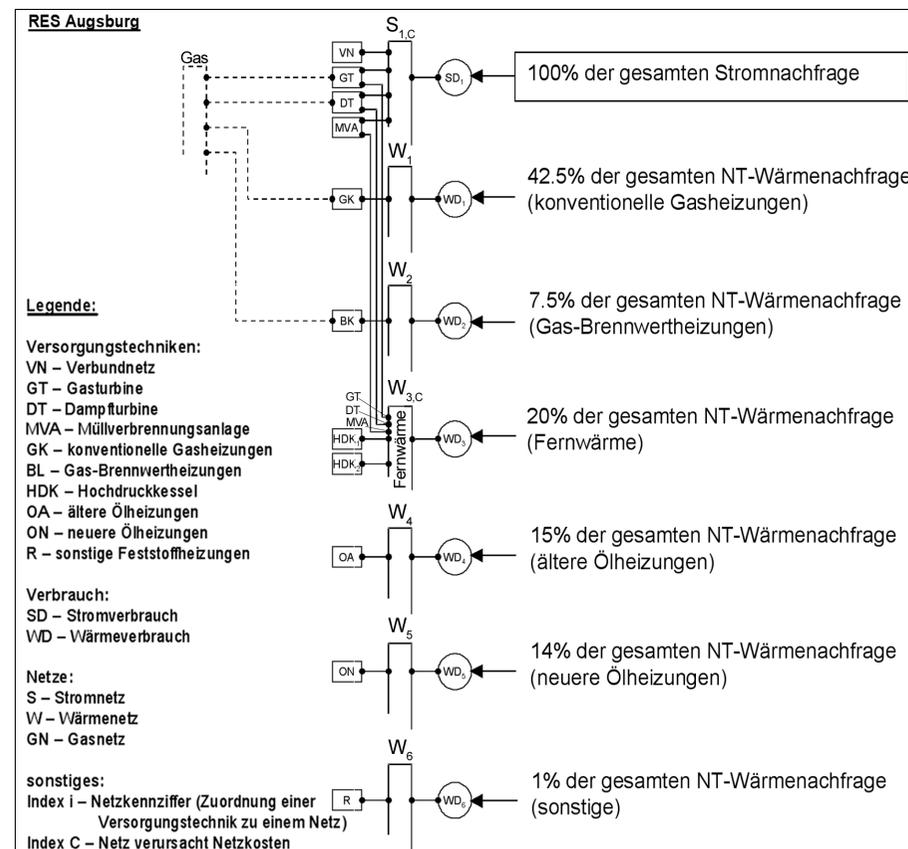


Abb. 5: Schemadarstellung der Referenzenergiesysteme RES₁ und RES₂ für Augsburg mit einem Elektrizitätsnetz S_1 und sechs Wärmenetzen W_i , mit $i = 1 \dots 6$.

In S_1 wird die gesamte Elektrizitätsnachfrage nachgefragt. Die zur Nachfragedeckung *verfügbaren*³ Techniken sind die KWK-Techniken, die NT-Wärme für das Fernwärmenetz W_3 erzeugen. Weiter *verfügbar* ist der Strombezug aus dem nationalen Verbundnetz VN , das als eigene Versorgungstechnik abgebildet ist.

In den Wärmenetzen W_i sind jeweils die angegebenen Gruppen der Feuerungstechniken *verfügbar*, um den angegebenen Anteil der NT-Wärmenachfrage zu decken. Im Fernwärmenetz W_3 sind zusätzlich zwei ölgefeuerte Spitzenlastheizkessel HK_a und HK_b *verfügbar*.

³ Als *verfügbar* werden alle Techniken bezeichnet, die mit einem bestimmten Netz verbunden sind und Energie in das betreffende Netz einspeisen können.

Da die Stadtwerke Augsburg seit Sommer 2003 ein Gasturbinen-Heizkraftwerk *GT* bauen, das im Laufe des Jahres 2004 in den regulären Betrieb gehen soll, wurden zwei RES betrachtet: RES₁, in dem das gekoppelte Gasturbinen-Heizkraftwerk *GT* *verfügbar* ist und RES₂, in dem *GT* **nicht** verfügbar ist [StaWA, 2003].

Für die RES₁ und RES₂ werden Gesamtkosten- und CO₂-Optimierungen unter Verwendung eines Ansatzes zur Optimierung linearer Probleme durchgeführt. Dazu werden die einzelnen Versorgungstechniken durch die spezifischen Parameter für Betriebs- und Brennstoffkosten, Emissionen und Nutzungsgrade beschrieben. Übrige Parameter, wie vorgegebene installierte Leistungen etc., werden ebenso berücksichtigt (vgl. [Richter, 2004]).

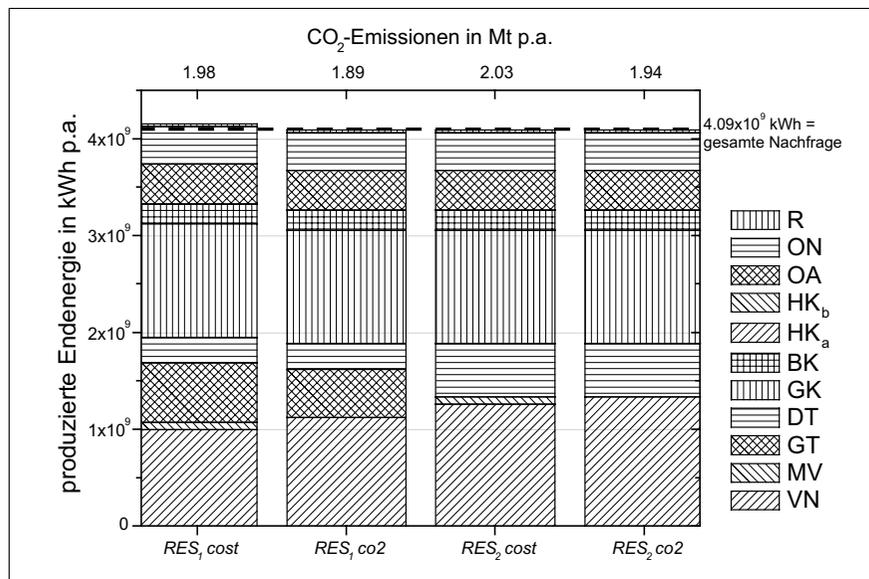


Abb. 6: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für die beiden Optimierungsmöglichkeiten jeweils für RES₁ und RES₂

In Abb. 6 sind als Ergebnisüberblick die Beiträge der einzelnen Versorgungstechniken an der gesamten Endenergieproduktion in Balkendiagrammen dargestellt. Die vier Balken stehen jeweils für ein RES bei Optimierung nach gesamten Kosten ($RES_n \text{ cost}$) bzw. nach gesamten CO₂-Emissionen ($RES_n \text{ co2}$). Auf der Ordinate ist die produzierte Endenergiemenge in kWh p.a. aufgetragen; auf der oberen Abszisse sind die aus der jeweiligen Rechnungen resultierenden gesamten CO₂-Emissionen, summiert für ein Jahr, aufgetragen. Die gerissen eingezeichnete Linie zeigt die gesamte zu deckende Nachfrage an Endenergie im RES, die natürlich in jedem Fall mindestens gedeckt wird.⁴

⁴ Dies ist die globale Optimierungsbedingung. Nebenbedingungen sind da u.a. minimale Kosten oder CO₂-Emissionen.

Der wesentliche Unterschied zwischen RES₁ und RES₂ besteht in der *Verfügbarkeit* des Gasturbinen-Heizkraftwerks. In den so genannten Hausbrandnetzen W_i , mit $i = 1, 2, 4, 5, 6$, findet in Ermanglung von Alternativen ausschließlich eine Fahrweisoptimierung der Versorgungstechniken statt, die für RES₁ und RES₂ zu den gleichen Ergebnissen führen muss, da es sich um ein deterministisches Problem handelt.⁵

Der Vergleich von RES₁ mit RES₂ zeigt, dass durch den Bau des Gasturbinen-Heizkraftwerks etwa 50 000 t CO₂ p.a. eingespart werden können.

Um die Qualität der Abbildung der Realität mit dem vorgestellten Modell beurteilen zu können, werden drei Kriterien herangezogen: 1.) die installierten Leistungen in den Hausbrandnetzen W_1, W_2, W_4, W_5 und W_6 , 2.) der Eigenanteil der Stadtwerke Augsburg am gesamten Stromabsatz des Unternehmens in Augsburg, sowie 3.) die kumulierten CO₂-Emissionen.

Die Auswertung der Datenbank der Kaminkehrer-Innung führt auf eine in Augsburg tatsächlich installierte Hausbrandleistung, die im Intervall [914, 1 580] MW liegt. Da in der Optimierung keine Sicherheiten oder Gleichzeitigkeitsbetrachtungen durchgeführt werden und keine Alternativtechniken in den Hausbrandnetzen *verfügbar* sind, muss die mit dem Energietechnikmodul berechnete installierte Leistung am unteren Ende des Intervalls liegen. Tatsächlich ergibt sich mit 961 MW ein sehr gutes Ergebnis.

Der Eigenanteil der Stadtwerke Augsburg an der Stromproduktion soll nach Inbetriebnahme des Gasturbinen-Heizkraftwerks bei über 20% liegen [StaWA, 2003]. Das entspricht in etwa der Optimierung $RES_1 \text{ cost}$ und hierfür wurde ein Eigenanteil von ca. 25% berechnet.

Ganz wesentlich sind die gesamten CO₂-Emissionen. Diese wurden für 2001 mit 2.2 Mt p.a. angegeben, wobei alle industriellen Prozessen enthalten, der Verkehr aber ausgeschlossen ist [ifeu, 2004]. Das entspricht in etwa $RES_2 \text{ co2}$, wobei hier nicht alle Industrieprozesse enthalten sind. Industrieprozesse in industrieller Eigenerzeugung, die nicht gasgefeuert sind, müssen infolge der Datenverfügbarkeit ausgeschlossen bleiben, ebenso wie der Verkehr. Dennoch ergibt sich mit 2.03 Mt p.a. eine sehr gute Übereinstimmung mit einer zu erwartenden, geringen Abweichung (8.5%) nach unten gegenüber der Bilanz für 2001.

In einem weiteren, als RES₃ bezeichneten Referenzfall, wird ein Versorgungssystem betrachtet, das als Schwerpunkt eine ungekoppelte, hoch effiziente, gasgefeuerte Versorgungsstruktur hat. In der Stromversorgung gibt es neben der Müllverbrennungsanlage *MV* zwei weitere gekoppelte Gasturbinen-Heizkraftwerke zur Versorgung der Fernwärme in Netz W_3 . Die restliche Elektrizität wird durch ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit einem Standort in

⁵ Diese Aussage ist nur im Falle fehlender Alternativen uneingeschränkt richtig. Allgemein gilt: Der Wert des Objektvektors muss immer derselbe sein. Die hier formulierten Problemstellungen jedoch sind hochgradig entartet und einzelne Werte zu verschiedenen Zeitschritten des „Anlagenfahrplans“ können sich unterscheiden, insofern alternative Techniken *verfügbar* sind.

Augsburg erzeugt. In den fünf Hausbrandnetzen sind ausschließlich Gas-Brennwertheizungen verfügbar (vgl. Abb. 7).

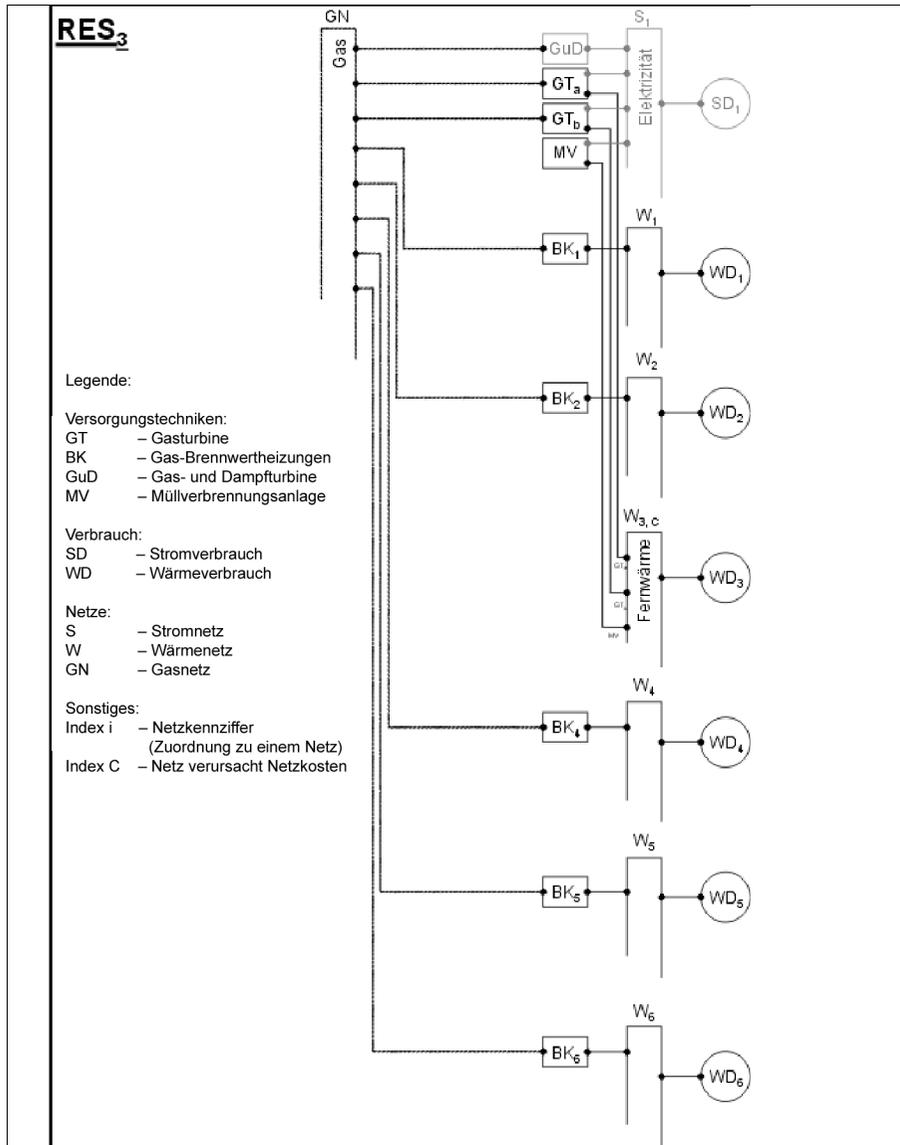


Abb. 7: Schemadarstellung des Referenzenergiesystems RES₃ für Augsburg.

Die Optimierungsrechnungen sind für Endenergienachfrage im Referenzjahr und für alle drei projizierten Nachfragen für 2025 durchgeführt (vgl. Tab. 1). Die Ergebnisse sind in Abb. 8 dargestellt. Die kumulierten CO₂-Emissionsmengen streuen bei RES₃ infolge der Nachfragevariationen über einen sehr viel größeren Bereich. Jedoch sind die verursachten CO₂-Mengen sämtlich geringer als in den vergleichbaren Rechnungen in RES₁ und RES₂.

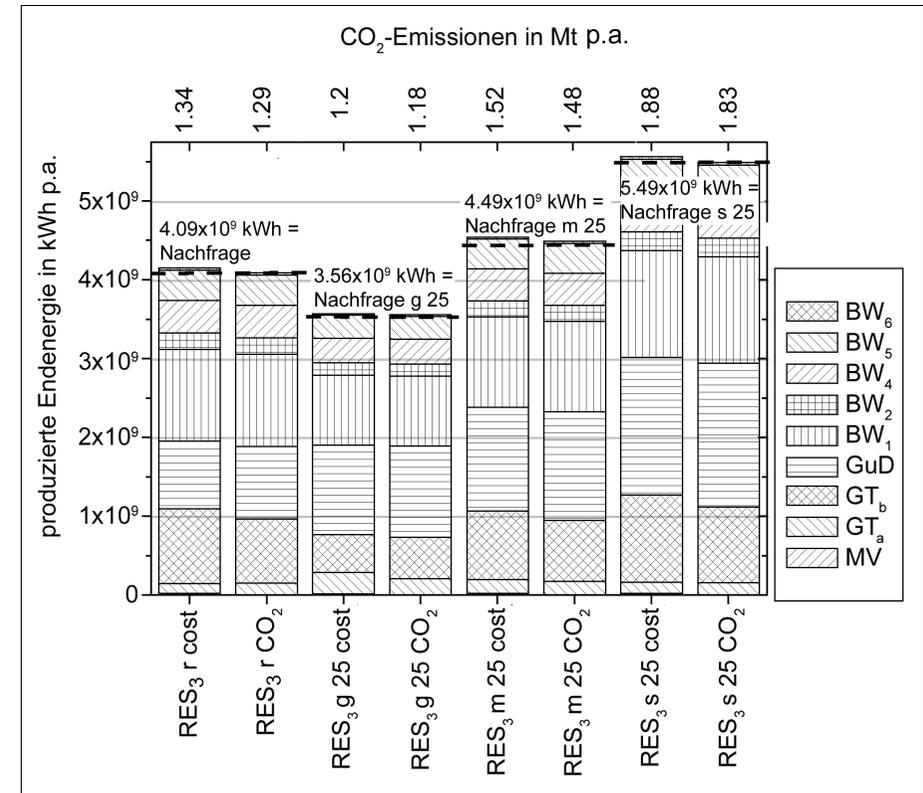


Abb. 8: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für RES₃ für die Nachfrage im Referenzjahr r, und für die geringe g25, mittlere m25 und starke s25 Nachfrage im Jahr 2025, jeweils für beide Optimierungsmöglichkeiten.

3.3 Optimierte zukünftige Energiesysteme (OES)

Im Folgenden wird ein zukünftiges, optimiertes Energiesystem (OES) für das Projektionsjahr 2025 gesucht, das auf RES₁ aufbaut. Dazu sind eine Reihe von Versorgungsalternativen im Netzsystem verfügbar, deren Anteile an der Energieversorgung für einen Kosten- und einen CO₂-Optimalen Fall untersucht werden. Auf diese Weise wird ein Ergebnisraum aufgezeigt, in dem ein als nachhaltig zu bezeichnendes Versorgungssystem zu finden sein wird.

In dem zunächst in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Basisszenario wird die Endenergienachfrage wie schon zuvor zwischen *gering*, *mittel* und *stark* variiert. Im anschließenden Abschnitt 3.3.2 werden die Kosten für den Bezug von Strom aus dem Verbundnetz variiert, während die Nachfrage sowie alle anderen Parameter festgehalten werden. Auf diese Weise wird gezeigt, welchen Einfluss veränderliche Stromgestehungskosten und somit -bezugskosten auf ein urbanes Energiesystem haben, in dem mit KWK-Technologien zentral und dezentral Strom erzeugt wird. Dazu werden die Ergebnisse des Basisszenarios mit denen der Kostensensitivitätsrechnungen verglichen.

Um eine übersichtliche Darstellung zu ermöglichen, wird die aus Abschnitt 3.2 bekannte Nomenklatur auch für die OES eingeführt und erweitert: in der Form $OESp_s z object$.

Darin gibt p das Projektionsjahr 2025 an. Die Variable s , mit $s = 1, 2, 3, \dots$, kennzeichnet, welche Art der Rechnung durchgeführt wird: $s = 1$ steht für das Basisszenario $OESp_1 object$. Alle weiteren Rechnungen $OESp_s z object$ mit $s \geq 2$ sind Sensitivitätsrechnungen.

Durch z wird die Zeitreihe angegeben, die für die Optimierung verwendet wird, g für *gering*, m für *mittel*, s für *stark*. Die Variable $object$ steht für die gewählte Zielgröße der Optimierung, $cost$ für Gesamtkosten und CO_2 für CO_2 -Emissionen.

Beispiel: $OES25_1 s cost$ bezeichnet die Kostenoptimierung des Basisszenarios $OES25_1$ aus 2015, das die starke Nachfrage verwendet.

Das zu betrachtende OES ist in Abb. 9 gezeigt. Auf den ersten Blick sind eine große Zahl an Techniken zu erkennen, die in den RES nicht *verfügbar* waren. Diese Techniken und Netze sind grau gezeichnet. Der Übersicht halber ist nur ein Hausbrandnetz dargestellt. Wie auch in den RES sind im Modell fünf Hausbrandnetze W_i abgebildet, die sich in der Endenergienachfrage (vgl. Abb. 5) und in der Hausbrandtechnik K gemäß RES unterscheiden. Neben der RES-Hausbrandtechnik K sind als dezentrale Heizsysteme Holzpellettheizungen T , Gas-Brennwertheizungen B und PEM-Brennstoffzellen P verfügbar. Letztere speisen den erzeugten Strom in das Elektrizitätsnetz S_1 ein.

Eine weitere Option sind erdgekoppelte, strombetriebene Wärmepumpen GH , die als zusätzlicher Verbraucher im Stromnetz S_1 eingebunden sind und deren produzierte NT-Wärme ebenfalls in die Hausbrandnetze eingespeist wird.

Eine nächste Alternative ist ein Anschluss an ein solares Nahwärmenetz X_i , das im Aufbau Kosten verursacht, wie der Index C am Netznamen $X_{i,c}$ in Abb. 9 symbolisiert. In dem solaren Nahwärmenetz sind Solarkollektoren ST und ein Warmwasserspeicher WS *verfügbar*; zusätzlich kann eine gasgefeuerte Spitzenlasttechnik XS verwendet werden.

Die letzte Möglichkeit ist die Nutzung von Wärme aus einem Nahwärmenetz N_i . Auch der Aufbau dieses Netzes ist mit Kosten verbunden. Als Erzeugungstechniken sind in dem Nahwärmenetz gekoppelte Gas-BHKW GB und Biogas-BHKW BG sowie gasgefeuerte Spitzenlastanlagen SN *verfügbar*.

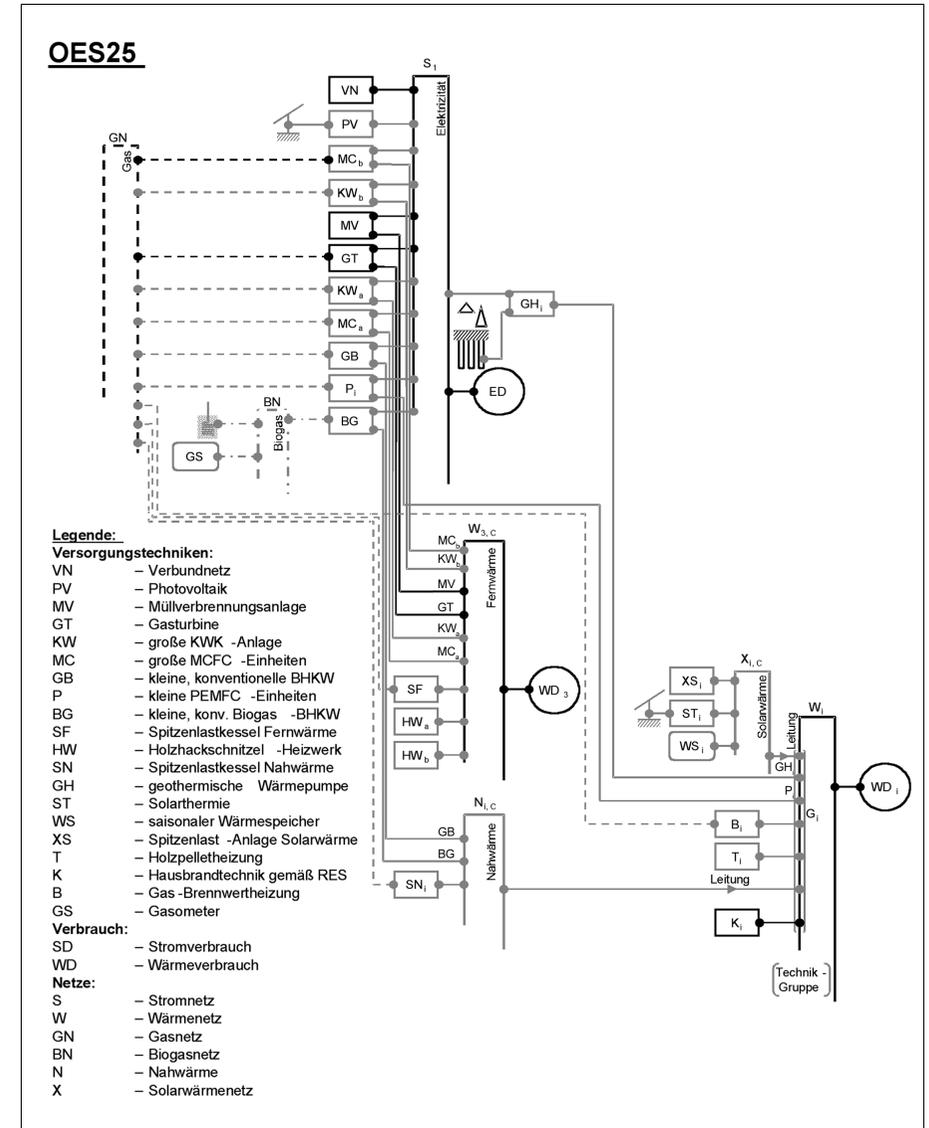


Abb. 9: Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES25 für Augsburg. Grau dargestellt sind die Techniken und Netze, die in den RES nicht *verfügbar* waren.

Die Umklammerung mit der Bezeichnung *Technik-Gruppe* symbolisiert, dass jede Versorgungstechnik einen festen Anteil der Nachfragekurve nachfahren muss. Damit wird der tatsächlichen Versorgungsweise im Hausbrand Rechnung getragen: In der Gebäudetechnik wird i.d.R. nur eine Heizungsanlage installiert und nicht eine Kombination aus verschiedenen. Deshalb wird in der Optimierung für jede Technik in der *Technik-Gruppe* ein Faktor f_i ermittelt, der zeigt, welcher Anteil der Endenergienachfrage von welcher Technik gedeckt wird. In Summe über alle i Techniken müssen sich die Faktoren einer Technik-Gruppe zu eins addieren.

In Abb. 9 ist zu sehen, dass die Fernwärmeversorgung in Wärmenetz W_3 erhalten bleibt. Es sind allerdings eine Reihe von neuen Techniken *verfügbar*. Neben den schon in den RES *verfügbaren* KWK-Techniken Müllverbrennung MV und Gasturbinen-Heizkraftwerk GT sind weitere konventionelle KWK-Anlagen KW_a und KW_b *verfügbar*, ebenso wie MC-Brennstoffzellen MC_a und MC_b auf Erdgasbasis. Als reine Heizwerke sind Holzhackschnitzel-Heizwerke HW_a und HW_b sowie eine gasgefeuerte Spitzenlastanlage *verfügbare* Optionen.

Im Elektrizitätsnetz S_1 bleiben letztlich Photovoltaik-Module PV zu erwähnen, die eine neue Versorgungsmöglichkeit für 2025 darstellen.

Für alle Technologien, insbesondere für die regenerativen Technologien, wie die solaren oder auf biogenen Brennstoffen basierenden Anlagen, sind Abschätzungen des lokalen/regionalen Potentials nötig. Mit dem Umweltmodul wird abgeschätzt, welches maximale, technische Ausbaupotential sich bietet. Die solaren Techniken und die Erdwärmepumpen sind dabei durch die Flächennutzung beschränkt, die biogenen Brennstoff durch ihre regionale Verfügbarkeit sowie ihre Transporteignung [Richter, 2004].

3.3.1 Basisszenario $OES25_1$ z object

Wie auch in den RES werden die einzelnen Techniken durch Parameter wie Kosten für Betrieb, Bau und Brennstoff, durch Nutzungsgrade und Ausbaugrenzen sowie durch spezifische Emissionsfaktoren beschrieben (vgl. im Einzelnen dazu [Richter, 2004]). Im Vergleich zu den RES wurden Kostenentwicklungen, z.B. infolge von Lernkurven und Marktdiffusionsprozessen, unterstellt. Das gilt auch für die technischen Parameter, wie z.B. für den Nutzungsgrad von PV-Modulen oder Solarkollektoren.

Die Kosten- und CO_2 -Optimierungen führen zu den in Abb. 10 dargestellten Anteilen der Erzeugungstechniken an der gesamten Endenergieproduktion bei den drei unterschiedlichen Nachfragen für 2025. Die zu deckenden, kumulierten Nachfragemengen sind wiederum als gerissene Linie eingezeichnet.

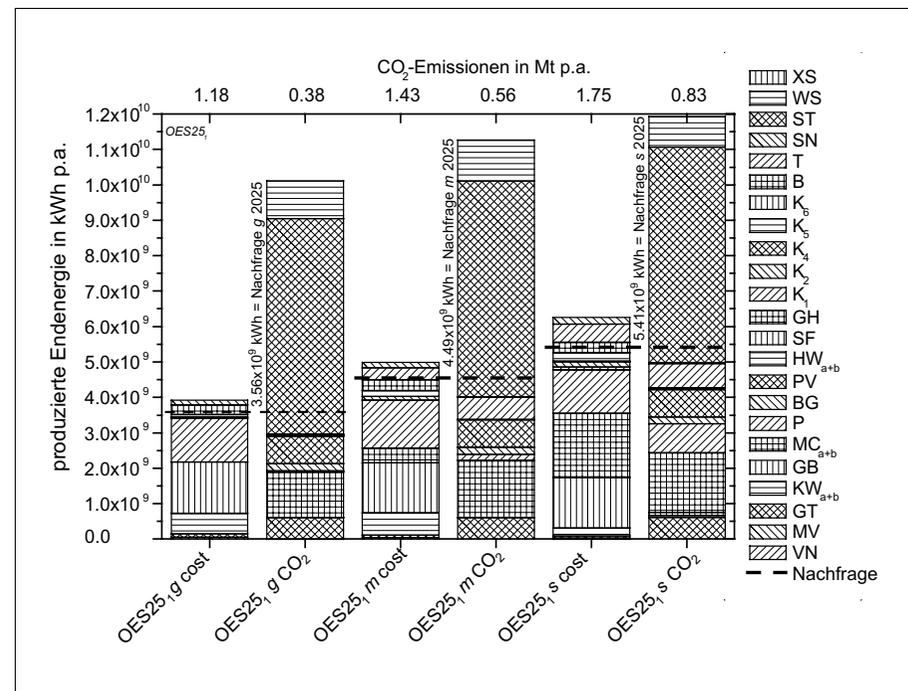


Abb. 10: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für $OES25_1$ z object bei den unterschiedlichen Nachfragen und jeweils für beide Optimierungsmöglichkeiten

In der Auswertung der in Abb. 10 dargestellten Ergebnisse wird nur auf zwei Aspekte eingegangen. Das ist erstens der markante Unterschied in der gesamten Endenergieproduktion zwischen den Kosten- und CO_2 -Optimierungsrechnungen, und zweitens der bemerkenswert hohe Anteil der KWK an der gesamten Endenergiebereitstellung bei gleichzeitiger relativer Unbedeutendheit des Strombezugs aus dem Verbundnetz VN .

Der Überschuss an Endenergieproduktion in den emissionsoptimalen Rechnungen ist vor allem auf die Nutzung des solaren Energieangebotes durch die Photovoltaikanlagen und Solarkollektoren zurückzuführen. Da in diesen Rechnungen keine Kostengrenzen formuliert sind, müssen diese Anlagen lediglich installiert werden und liefern das ganze Jahr soviel Endenergie, wie es durch die Einstrahlung vorgegeben ist. Das zeigt sich noch deutlicher in Abb. 11. Dort sind die Monatssummen für die kosten- und CO_2 -optimalen Ergebnisse bei mittlerer Nachfrage im Basisszenario $OES25_1$ m object gezeigt: in der oberen Darstellung für die Elektrizitätserzeugung, in der unteren für die NT-Wärmeerzeugung.

In Abb. 11 ist zu erkennen, dass die „Überschüsse“ der erzeugten Endenergie bei den emissionsoptimalen Rechnungen $OES25_1$ m cost (links dargestellte, nach der Endenergieform ge-

trennte Monatssummen der Endenergiebereitstellung) sowohl in der Strom- als auch der NT-Wärmeversorgung vornehmlich in den Sommermonaten zustande kommen. Der zu diesen Zeiten sehr hohe Anteil der solaren Erzeugungstechniken ist wesentlich dafür verantwortlich.

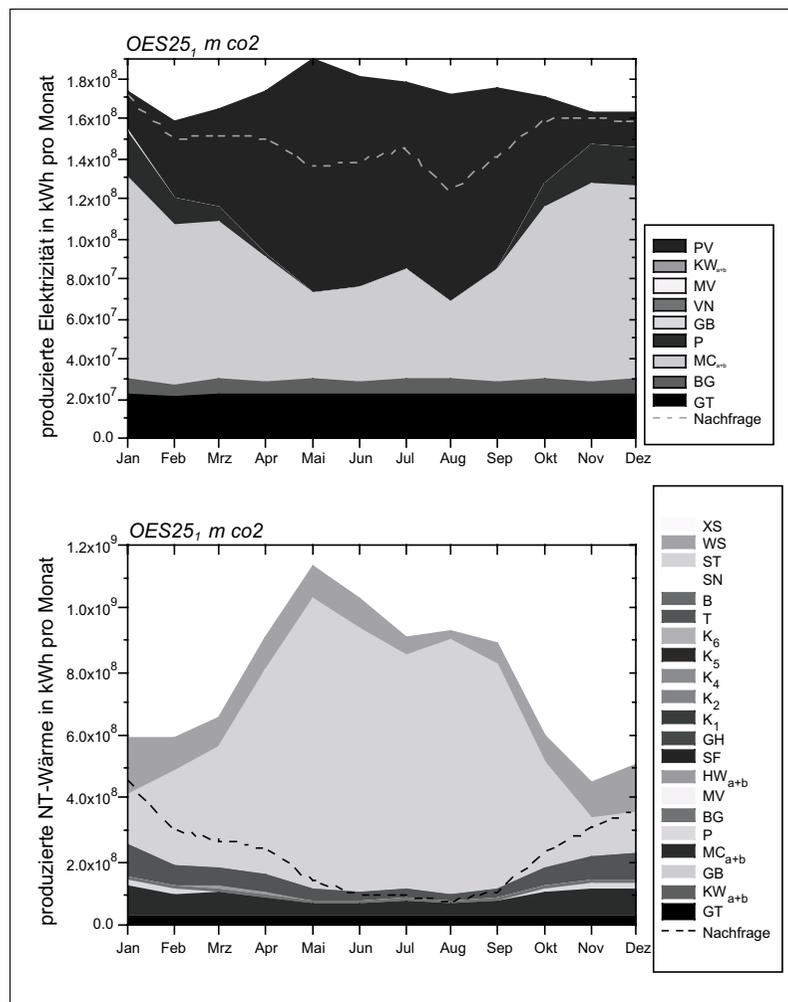


Abb. 11 a: Anteile der einzelnen Techniken an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung *OES25, m CO₂* in monatlicher Auflösung, getrennt nach Elektrizität (oben) und NT-Wärme (unten).

Anders gestaltet sich die geringere „Überschussproduktion“ in den kostenoptimalen Rechnungen *OES25, m cost*. Abhängig von der Endenergieform fällt der „Überschuss“ in den Sommermonaten in der NT-Wärme- und in den Wintermonaten in der Elektrizitätsversorgung an. Im kostenoptimalen Fall ist die Ursache der hohe Anteil an KWK-Technologien am ko-

stenoptimalen Erzeugungsmix: Wegen des unterschiedlichen saisonalen Verlaufs der Nachfrage an Elektrizität und NT-Wärme (vgl. Abb. 4) führt ein großer KWK-Anteil zu einem winterlichen Zuviel an NT-Wärme und zu einem sommerlichen Elektrizitätsüberschuss.⁶

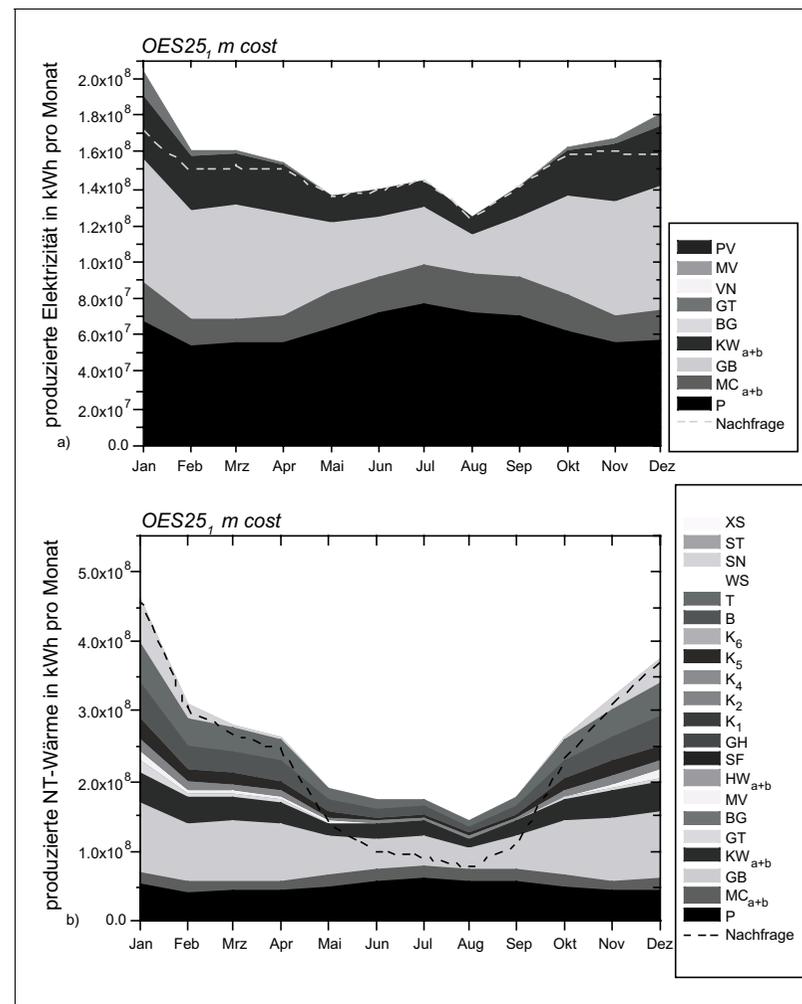


Abb. 11b: Anteile der einzelnen Techniken an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung *OES25, m cost* in monatlicher Auflösung, getrennt nach Elektrizität (oben) und NT-Wärme (unten).

⁶ Wenn bei dieser begrenzten Betrachtung eines vom nationalen System abhängigen, urbanen Energieversorgungssystems von „Überschuss“ in der Endenergiebereitstellung die Rede ist, meint das, dass Energie in Mengen verfügbar ist, die **nicht** in dem abgegrenzten Energiesystem verbraucht werden. In diesem Zusammenhang besteht aber die Möglichkeit, insbesondere Elektrizität in gewissen Grenzen in das Verbundnetz einzuspeisen. Bezüglich der Wärmeenergie sei an dieser Stelle auf den öffentlichen Kraftwerkspark verwiesen, in dem ebenfalls große Abwärmemengen anfallen, die nicht oder nur im geringen Maße genutzt werden (können).

In Abb. 12 sind die Jahresdauerlinien der einzelnen Techniken gezeigt, links wiederum für $OES25_1 m CO_2$, rechts für $OES25_1 m cost$. Aus diesen wird ersichtlich, dass einige der KWK-Techniken (konventionelle, zentrale KWK-Anlagen KW_{a+b} , Gas-BHKW GB , MC-Brennstoffzellen MC_{a+b} und PEM-Brennstoffzellen P) im kostenoptimalen Fall (rechts) Grundlast liefern und eine hohe Laststundenzahl haben. Die Laststunden des Verbundnetzes VN sind unwesentlich.

Im CO_2 -optimalen Fall (links) sind die Laststunden des Verbundnetzes VN ebenso unbedeutend, das Gasturbinen-Heizkraftwerk läuft fast dauernd unter Vollast und auch die MC-Brennstoffzellen MC_{a+b} haben eine hohe Auslastung. Die Holzhackschnitzel-Heizwerke HW_{a+b} erzeugen die Spitzenlast für das Fernwärmenetz und den solaren Anlagen PV und ST fällt eine entsprechend der Einstrahlungsverhältnisse besondere Bedeutung zu. Im Falle des solaren Nahwärmenetzes wird der Wärmespeicher WS als Tages- und Langzeitspeicher eingesetzt.⁷

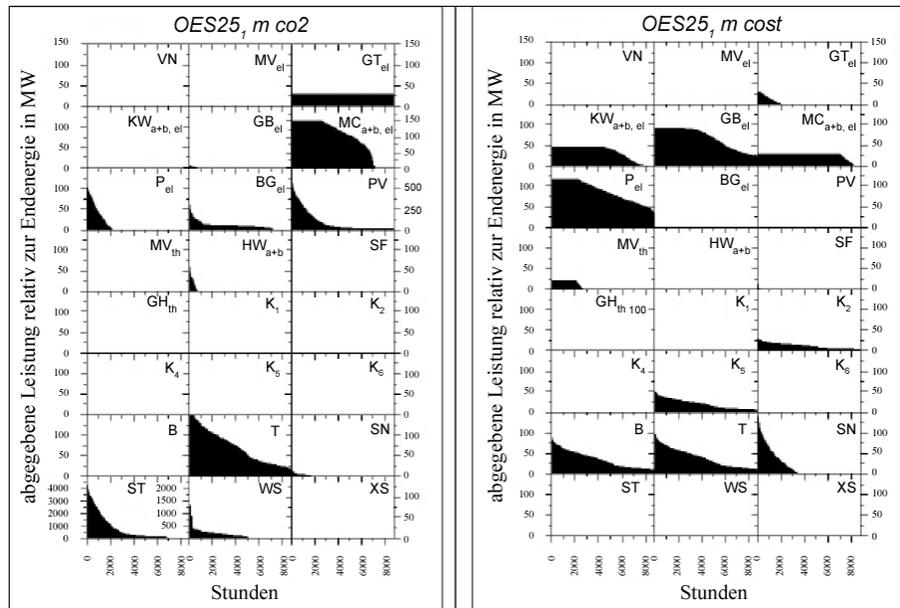


Abb. 12: Dauerlinien der einzelnen Techniken, bezogen auf die Endenergie für die Rechnungen $OES25_1 m co_2$ (links) und $OES25_1 m cost$ (rechts). Die Ordinaten der Techniken MC , PV , ST und WS in der linken Abbildung haben eine andere Skala als die übrigen Graphen.

⁷ Im Falle der Techniken mit höheren Leistungsabgaben sind z.T. Anpassungen der Ordinatenkala vorzuziehen. Die Skalen der Techniken MC , PV , ST und WS sind in der Darstellung von Abb. 12 links andere, als in der übrigen Abbildung.

3.3.2 Kostensensitivitätsrechnung $OES25_s z cost$

Zur Analyse der Auswirkungen von sich verändernden Kosten auf eine eher dezentrale Versorgung mit Endenergie in urbanen Energiesystemen müssen die Kosten für den Bezug von Strom aus dem übergeordneten Verbundnetz variiert werden. Der Strombezug ist in dem zugrunde liegenden Modell des Versorgungssystems Augsburgs durch eine Technik VN abgebildet. Im Folgenden werden die Kosten, die im Basisszenario $OES25_1 m object$ für den Bezug von Strom von VN angenommen wurden, mit einem Faktor σ multipliziert. Dieser Faktor wird $\sigma < 1$ gewählt, da im Basisszenario Strombezugskosten angesetzt wurden, die eher am oberen Rand einer möglichen Entwicklung zu erwarten sind.

Für die Sensitivitätsrechnungen $OES25_s m cost$ wurden folgende Werte für σ gewählt:

| | | |
|---------|---|------------------|
| $s = 3$ | – | $\sigma = 0.125$ |
| $s = 5$ | – | $\sigma = 0.250$ |
| $s = 7$ | – | $\sigma = 0.500$ |
| $s = 9$ | – | $\sigma = 0.750$ |

Da hier nur der Kostenparameter für den Bezug aus dem Verbundnetz verändert wird, alle übrigen Parameter, insbesondere die Emissionswerte aller Techniken identisch sind, sind die CO_2 -Optimierungen identisch mit dem Ergebnissen des Basisszenarios und die Auswirkungen auf die Zusammensetzungen der Techniken zum Endenergiemix können studiert werden.

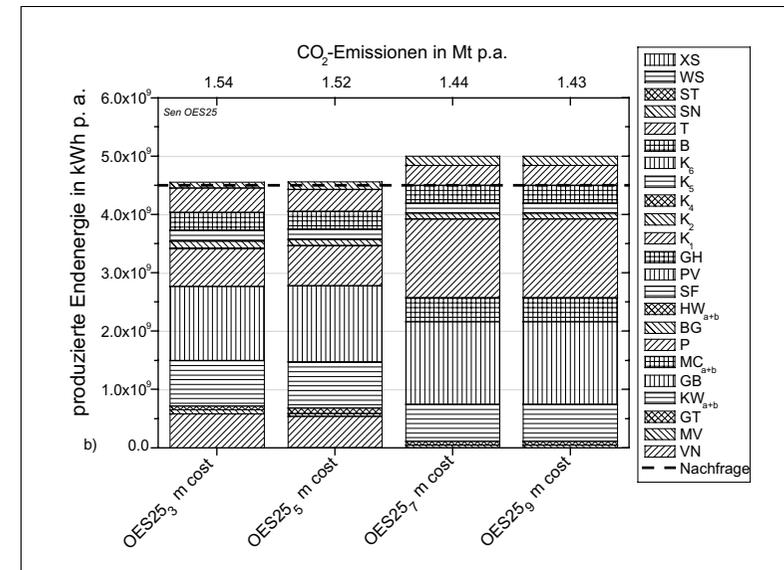


Abb. 13: Zusammensetzung der einzelnen Techniken zur gesamten Endenergieerzeugung für die einzelnen Sensitivitätsrechnungen $OES25_s m cost$ bei mittlerer Nachfragen

Abb. 13 zeigt die Jahressummen der Technikanteile bei den unterschiedlichen σ -Werten in der gewohnten Weise. Besonders fällt auf, dass in den Sensitivitätsrechnungen $s = 3$ und $s = 5$, also bei einem Achtel bzw. einem Viertel der Strombezugskosten relativ zum Basisszenario, das Verbundnetz VN einen merklichen Beitrag zur Endenergieproduktion leistet. Dadurch geht zugleich der Anteil der Brennstoffzellen MC_{a+b} und P zurück, für die ein Reduktion der spezifischen Installationskosten auf 1 000 €/KW für die MC-Brennstoffzellen bzw. 1 250 €/KW für die PEM-Brennstoffzellen angenommen wurde.

Insgesamt zeigt sich, dass bei geringeren Kosten für den Strombezug aus dem Verbundnetz die Versorgung über dezentrale oder Blockzentrale KWK-Technologien mit der Verteilung der NT-Wärme über ein (Nah-)Wärmenetz verdrängt wird. Ungekoppelte oder auch strombetriebene NT-Techniken, wie Gas-Brennwertheizungen, Holzpellettheizungen oder Wärmepumpen substituieren diese Versorgung.

3.4 Vergleich der Szenarien

Nach der Einzeldiskussion werden die Ergebnisse der obigen Rechnungen einander gegenübergestellt und die Ergebnisse der Objektfunktionen miteinander verglichen.

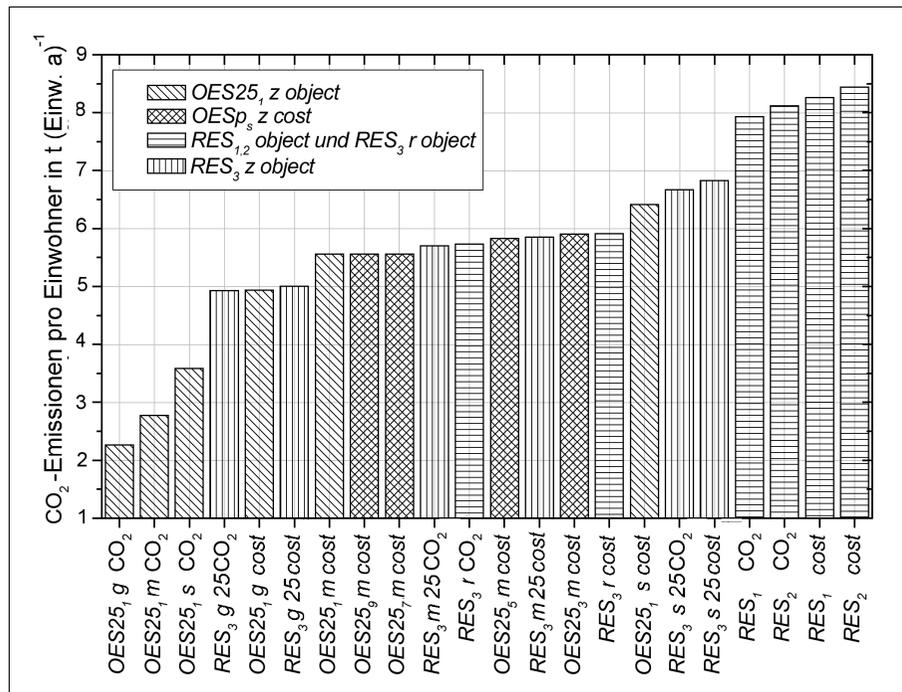


Abb. 14: Einwohnerspezifische CO₂-Emissionen für die RES und OES.

Abbildung 14 zeigt eine Gegenüberstellung der aus der Versorgung resultierenden, über ein Jahr kumulierten, einwohnerspezifischen CO₂-Emissionen. Die Balken können durch das Füllmuster bezüglich der Referenzenergiesysteme RES₁, RES₂ und RES₃ sowie der Basis- und Sensitivitätsrechnungen für die OES25 unterschieden werden.

Aus der Darstellung ist zu erkennen, dass alle OES, einschließlich der Sensitivitäts-OES, weniger CO₂-Emissionen pro Einwohner verursachen, als es in den RES₁ und RES₂ der Fall ist. Wie zu erwarten, liegen die Emissionen der CO₂-Optimierungen natürlich unterhalb derjenigen der Kostenoptimierungen. Die Emissionsmengen der Sensitivitätsrechnungen (gekreuztes Muster) nehmen mit zunehmendem Anteil des Strombezugs aus dem Verbundnetz (d.h. mit kleiner werdendem s in der Bezeichnung) zu.

Bemerkenswert ist, dass die Ergebnisse der unterschiedlichen RES₃-Rechnungen bei den verschiedenen Nachfragen durchaus mit denen der OES25-Rechnungen vergleichbar sind. Zur Erinnerung sei darauf hingewiesen, dass RES₃ ein Energiesystem beschreibt, das sich durch eine vornehmlich ungekoppelte Endenergiebereitstellung durch hocheffiziente Techniken, wie GuD-Kraftwerke und Gas-Brennwertheizungen, auszeichnet.

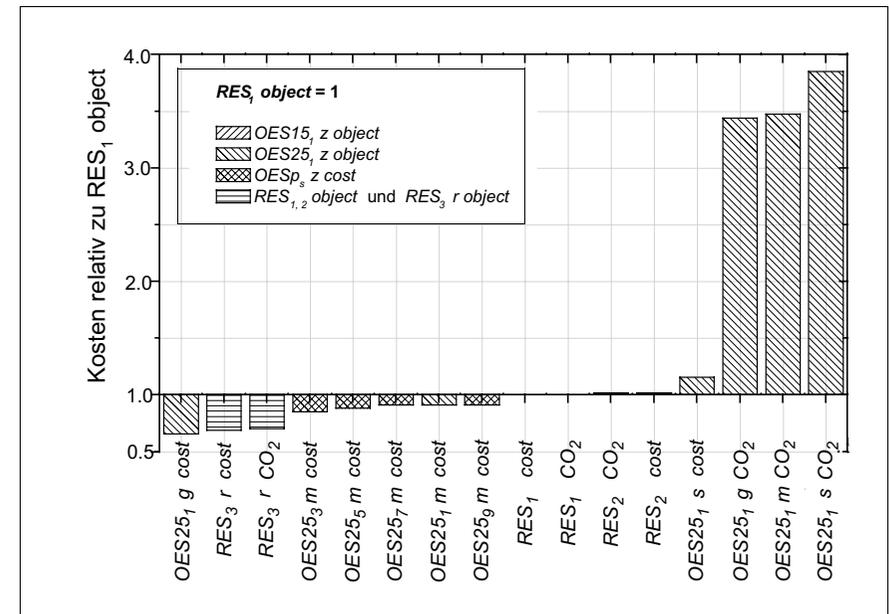


Abb. 15: Erforderliche Kosten für den Aufbau und den einjährigen Betrieb des jeweiligen Systems, relativ zu RES₁

Abb. 15 zeigt eine Darstellung der erforderlichen Kosten relativ zu RES₁, um das jeweilige System umzubauen und ein Jahr zu betreiben. Auch diese Gegenüberstellung zeigt das er-

wartete Bild. Die emissionsoptimalen OES25 verursachen im Aufbau und einjährigen Betrieb fast bis zum Vierfachen der Kosten, die nötig waren, um RES₁ zu errichten und ein Jahr zu betreiben. Die Kosten für die kostenoptimalen Basis- und Sensitivitätsrechnungen sind zumindest ähnlich den Kosten für RES₁; z.T. erfordert der Umbau hin zu dem beschriebenen System sogar weniger Kosten als sie der Aufbau von RES₁ verursachte.

Klar heben sich die Relativkosten für den Ausbau von RES₃ heraus, das zu den kostengünstigen Alternativen zählt und zugleich nennenswerte CO₂-Einsparungen zur Folge hätte.

Es ist jedoch festzuhalten, dass RES₃ ein reines Referenzsystem ist und im Grunde keine echte Alternative. Es setzt voraus, dass der gesamte (!) Strom- und Wärmebedarf auf Erdgas basierte, in Augsburg selbst erzeugt würde und lediglich die neuesten Techniken mit den höchsten Wirkungsgraden installiert würden.

Dennoch zeigt auch die Berücksichtigung der Luftschadstoffe jenseits von CO₂, dass RES₃ eine durchaus verträgliche Option darstellt.

Um die lokalen Luftschadstoffbelastung, die von einem Energiesystem ausgehen, beurteilen zu können, werden auf stündlicher Basis Luftschadstoff-Dispersionsrechnungen durchgeführt. Als Rechenwerkzeug im Umweltmodul von URBS wird dazu ein gemäß TALuft 2002 gefordertes Lagrangesches Partikelausbreitungsmodell, AUSTAL2000, verwendet [TALuft, 2002]; [Janicke, 2003].

In AUSTAL2000 Modell für Augsburg wird ein Rechengitter mit 12.5×15 km² Ausdehnung, einer Gitterkonstanten von 50 m (= 75 000 Gitterzellen), mit einer realen Geländeoberfläche gemäß digitalem Geländemodell bei realen Witterungsverhältnissen betrachtet. Im Gitter sind 21 Punktquellen entsprechend den Erzeugungspunkten bzw. -schwerpunkten verteilt, die in stündlicher Betrachtungsweise diejenigen Schadstoffmengen emittieren, die sich aus den Optimierungrechnungen des Energietechnikmoduls von URBS ergeben.

Als Ergebnis werden u.a. die mittleren jährlichen Belastungen jeder einzelnen Gitterzelle durch jeden einzelnen Luftschadstoff in der bodennahen Luftschicht berechnet. In Abb. 16 sind diese Belastungen für den Schadstoff *Feinstaub allgemein* (PM) für die Rechnungen RES₁ cost, OES25₁ m cost und RES₃ m cost gezeigt. Die Kreise in der Abbildung kennzeichnen die Lage der Punktquellen relativ zum Koordinatenursprung, der durch das Kreuz markiert ist.

Schon der optische Vergleich zeigt, dass die Feinstaubbelastungen in RES₁ und OES25 ähnlich sind, obwohl in OES25 ein Teil der NT-Wärmeenergie durch dezentrale Holzfeuerung erzeugt wird, für die nur geringe Filteranlagen angenommen wurden. Die Belastungen in RES₃ dagegen sind deutlich geringer. Nicht nur dass in weniger Zellen überhaupt Belastungen

errechnet wurden, sogar die Belastung in den betreffenden Zellen ist um eine ganze Größenordnung geringer, wie die Legenden zeigen.

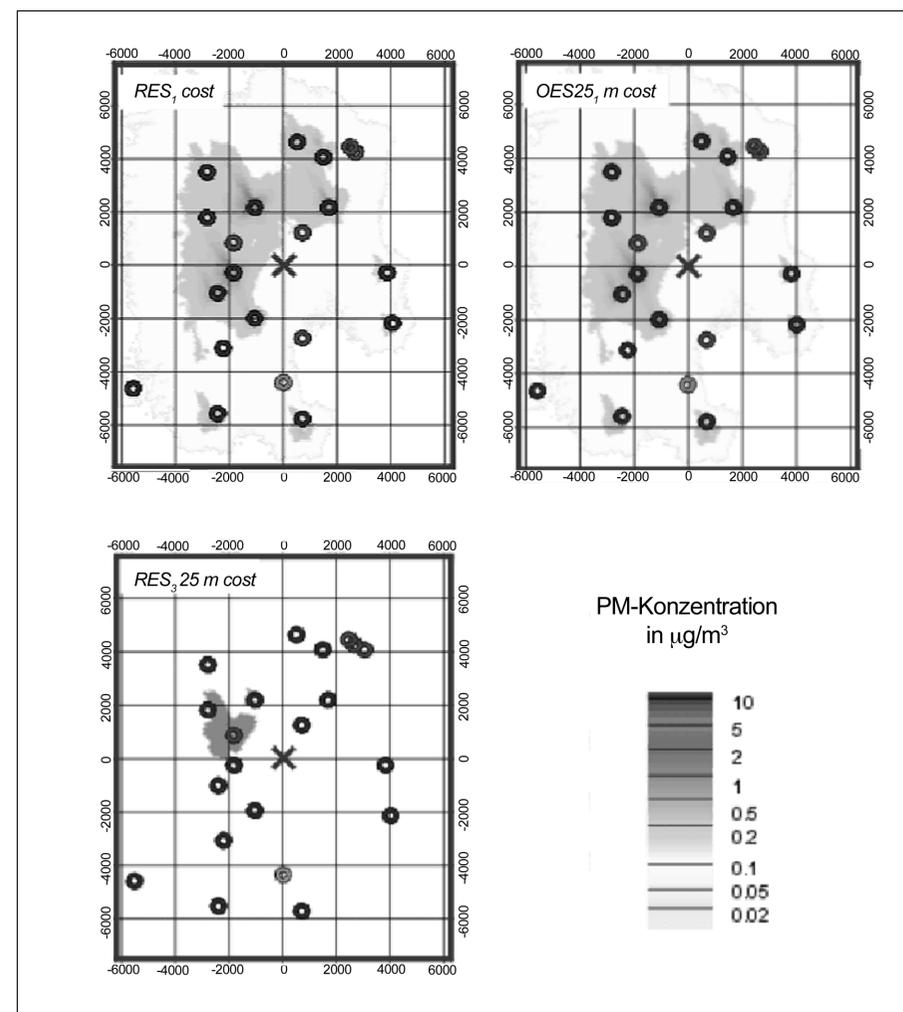


Abb. 16: Mittlere jährliche Konzentration an PM in $\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ pro Gitterzelle für die Rechnungen RES₁ cost, OES25₁ m cost und RES₃ m cost.

Das Fazit ist, dass durch einen großen Anteil an dezentralen Erzeugungstechniken im Vergleich zum bestehenden System keine wesentlichen Reduktionen der Belastungen durch Luftschadstoffe erzielt werden können. Auch die Ergebnisse der hier nicht explizit dargestellten Ausbreitungsrechnungen von Luftschadstoffen für die Sensitivitätsrechnungen unterscheiden

sich nur unwesentlich von den für *OES25, m cost* gezeigten Ergebnissen. RES₃ ist somit auch bezogen auf diesen Aspekt als ein günstiger Entwicklungspfad zu beurteilen. Trotzdem muss nochmals unterstrichen werden, dass RES₃ schon wegen der Erdgas-Monostruktur nur eine theoretische Option darstellt.

4. Ausblick

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die integrale Methode zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesystem *URBS* vorgestellt und deren Anwendung am Beispiel von Augsburg aufgezeigt.

Der Schwerpunkt der Betrachtungen über die Auswirkungen sich verändernder Stromkosten auf eine dezentrale Energieversorgung in einem urbanen Energiesystem zeigt, dass bei einer hochpreisigen Entwicklung von Strombezugskosten aus dem nationalen Verbundnetz, dezentrale und blockzentrale KWK-Technologien – auch in Nahwärmenetzen – einen Weg hin zu einem unter CO₂-Emissions- und Kostenaspekten nachhaltigen Energiesystem bieten. Bei einer wesentlich optimistischeren, günstigeren Entwicklung der Stromgestehungskosten werden diese KWK-Technologien jedoch zunehmend von ungekoppelten Konzepten verdrängt. Die dann optimalen Techniken sind große, zentrale Anlagen im öffentlichen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung sowie dezentrale Hausbrandtechniken mit einem breit gefächertem Brennstoffmix, der Brennstoff wie Erdgas, Öl bis hin zu Holz in verschiedenen Darbietungsformen umfasst.

In diesem Zusammenhang hat sich die Methode *URBS* als geeignetes Werkzeug erwiesen, um ein urbanes Energiesystem bezüglich unterschiedlichster Aspekt zu untersuchen. Das Energiesystems Augsburg diene dazu, die Methode *URBS* zu entwickeln und zu kalibrieren. In den nächsten Jahren wird *URBS* in einem öffentlich finanzierten Verbundforschungsvorhaben im Rahmen des Hauptprojektes *Strukturoptimierung* verwendet, um das Versorgungssystem der *Fernwärmeschiene Niederrhein, Dinslaken*, zu untersuchen. Die Besonderheit dieses Systems besteht in dem großen Anteil industrieller Abwärme. Für die Fernwärmeschiene sollen mögliche ganzheitliche Entwicklungspfade im Hinblick auf die Auswirkungen zukünftig verfügbarer Technologien wie Brennstoffzellen o.ä. auf das Fernwärmesystem untersucht werden. Zu diesem Zweck wird die technische Analyse um weitere, z.T. komplementäre Werkzeuge ergänzt. So kann gewährleistet werden, dass eine durch die Optimierungen ermittelte Technikkombination und Energieerzeugungsmix auch tatsächlich in das System der vorhandenen Fernwärmeversorgung eingebunden werden kann. Mit dem hydraulischen Netzberechnungsprogramm *sisHYD* sei an dieser Stelle nur auf ein weiteres Werkzeug hingewiesen.

Referenzen

[Arbeitsamt Augsburg, 2002]

Arbeitsamt Augsburg: *Erwerbslosen- und -tätigenstatistik. 30. Juni 2001.* Augsburg, persönliche Mitteilung von Dirk Broeker, Datenträger, 2002.

[TA Luft, 2002]

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

[Elvidge et al., 1997]

Elvidge, C. D., K. E. Baugh, E. A. Kihn, H. W. Kroehl, E. R. Davis, & C. Davis: *Relation between satellite observed visible – near infrared emissions, population, and energy consumption.* – in: *Int. J. of Remote Sensing*: 18, 1997, S. 1373 – 1379.

[Hanaki, 1998]

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

[ifeu, 2004]

Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu): *CO₂-Minderungskonzept für die Stadt Augsburg.* Auszug aus dem Endbericht, im Auftrag der Stadt Augsburg, Augsburg und Heidelberg, 2004.

[Janicke, 2003]

Janicke, L.: *AUSTAL2000. Programmbeschreibung zu Version 1.1. Stand 2003-07-07. Entwicklung eines modellgestützten Beurteilungssystems für den anlagenbezogenen Immissionsschutz.* UFOPLAN Forschungskennzahl 20043 256, Dunum, im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin – [online]: <http://www.austal2000.de>, Stand: 2003-09-19.

[Kaminkehrer-Innung, 2002]

Kaminkehrer-Innung für Augsburg-Schwaben: *Statistik der Kehrprotokolle privater Hausbrandanlagen für die Stadt Augsburg des Jahres 2001.* Augsburg, persönliche Mitteilung von Erwin Kastenmayer, Datenblätter, 2002.

[Plutzer et al., 2000]

Plutzer, C., A. Grübler, V. Stojanovic, L. Riedl & W. Pospischil: *A GIS-based Approach for Modeling the Spatial and Temporal Development of Night-time lights.* – in: Strobl, J., T. Blaschke & G. Griesebner (Hg.): *Angewandte Geographische Informationsverarbeitung XII.* Beiträge zum AGIT-Symposium, Salzburg, Wichmann Verlag, Heidelberg, 2000.

[Richter, 2003]

Richter, S.: *Das Stadtentwicklungsmodul in der integralen Methode URBS – Beschreibung und erste Ergebnisse am Beispiel Augsburg.* Augsburg (= Stadt Augsburg, Referat Oberbürgermeister, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Beiträge zur Stadtentwicklung, Stadtforschung und Statistik.* 22/2003), 2003.

[Richter et al., 2003]

Richter, S. & T. Hamacher: *Die integrale Methode URBS zur Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme,* – in: M. Keilhacker (Hg.): *Optionen für die Energie der Zukunft.* 11 Vorträge der Tagung in Hannover. Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie, DPG-Physikertagung, Hannover, März 2003.

[Richter, 2004]

Richter, S.: *Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg.* Dissertation, MPI für Plasmaphysik, Universität Augsburg, 2004.

[Santamouris, 2001]

Santamouris, M.: *The energy impact of the urban environment.* – in: ders. (Hg.): *Energy and climate in the urban built environment.* James & James, London, 2001, S. 97 – 109.

[Stadt Augsburg, 2002]

Stadt Augsburg, Referat für Stadtentwicklung, Wirtschaftsförderung und Liegenschaften, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Ergebnisse der Volkszählung 1987. Statistische Daten für Augsburg 2000. Fortschreibung der Volkszählung 1987.* Augsburg, persönliche Mitteilung des Amtes für Stadtentwicklung und Statistik, Datenblätter, 2002.

[StaWa, 2003]

Stadtwerke Augsburg: *Umweltfreundliche Gasturbine für Augsburg, Grundstein gelegt – Start voraussichtlich im Frühjahr nächsten Jahres.* Pressemitteilung pm 32-03 der Stadtwerke Augsburg Holding GmbH, Augsburg, 2003-06-02.

[DeStatis, 2002]

Statistisches Bundesamt: *Bewohnte Wohneinheiten in Wohngebäuden und sonstigen Gebäuden mit Wohnraum nach Belegung und Fläche.* –

[online]: <http://www.destatis.de/basis/d/bauwo/wositab2.htm>, Stand: 2002-11-13.

[UN China, 2001]

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.

[WCED, 1987]

World Commission on Environment and Development: *Our CommonFuture.* Oxford University Press, New York (= Brundtland-Bericht), 1987.

[Welch, 1980]

Welch, R.: *Monitoring urban population and energy utilization patterns from satellita data.* – in: *Remote Sensing of Environment:* 9, 1980, S. 1 – 9.