

Entwicklung einer Methode zur integralen
Beschreibung und Optimierung urbaner
Energiesysteme.

Erste Anwendung am Beispiel Augsburg.

Der Mathematisch-Naturwissenschaftlichen Fakultät
der Universität Augsburg
zur Erlangung eines Doktorgrades der Naturwissenschaften
vorgelegte Dissertation

von

Stephan Richter



Max-Planck-Institut für Plasmaphysik,
Garching

Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik,
Wissenschaftszentrum Umwelt,
Universität Augsburg

Augsburg, im Januar 2004

Tag der Mündlichen Prüfung: 15. März 2004

Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing. Kurt Behringer

Zweitutachter: Prof. Dr. Armin Reller

Zusammenfassung

Mit der *Urban Research Toolbox: Energy Systems*, kurz *URBS*, wurde eine Methode entwickelt, mit der urbane Energiesysteme integral beschrieben und optimiert werden können. *URBS* umfasst dazu die vier Module

- i.) Stadtentwicklungsmodul,*
- ii.) Energienachfragemodul,*
- iii.) Energietechnikmodul und*
- iv.) Umweltmodul.*

Mit deren Hilfe können eine Vielzahl der Einflussfaktoren auf urbane Energiesysteme in die Betrachtung einbezogen werden.

Nach einer methodischen Einführung wird die Methode *URBS* exemplarisch auf Augsburg angewandt.

Dazu wird zunächst die jüngere Stadtentwicklung Augsburgs detailliert beschrieben und das derzeitige Energiesystem als Referenzenergiesystem (RES) abgebildet.

Anschließend werden für Augsburg technisch breit gefächerte, zukünftige, optimierte Energiesysteme (OES) für die Jahre 2015 und 2025 vorgestellt. Um die Auswirkungen sich ändernder Einflussgrößen auf zukünftige Energiesysteme zu verdeutlichen, werden mit dem Stadtentwicklungs- und Energienachfragemodul verschiedene Szenarios der Stadtentwicklung und der damit einhergehenden Entwicklung einer zeitlich hoch aufgelösten Endenergienachfrage projiziert. Durch die Anwendung des Energietechnikmoduls werden unter Verwendung eines Optimierungspaketes die OES modelliert. Einzelne Parameter, die die im Energiesystem enthaltenen Techniken charakterisieren, werden variiert. Auf diese Weise werden die Sensitivitäten des Gesamtsystems untersucht. Untersuchungsgegenstand sind die von einem Energiesystem verursachten CO₂-Emissionen, die erforderlichen Gesamtkosten zum Aufbau und Betrieb des Systems sowie die installierten Leistungen und Endenergiemengen aller im Energiesystem *verfügbaren* Techniken.

Neben den CO₂-Emissionen werden aus den Ergebnissen des Optimierungspaketes Emissionszeitreihen von Luftschadstoffen bestimmt. Deren Dispersion wird bei realen, mit der Endenergienachfrage korrelierten Wetterabläufen simuliert. Die Ausbreitungsrechnungen dienen als ein weiteres Vergleichskriterium, um verschiedene Energiesysteme gegenüber zu stellen und bewerten zu können.

Die OES zeigen beispielsweise, dass auch bei absolut steigenden Endenergienachfragen CO₂-Einsparungen von mehreren 10⁴ bis 10⁵ Tonnen per anno möglich sind. Allerdings steigen die Gesamtsystemkosten immens. Wird von hohen spezifischen Kosten

und CO₂-Emissionen für den nationalen Strommix ausgegangen, erweisen sich insbesondere dezentrale KWK-Anlagen in Nahwärmenetzen als kosten- und emissionseffektive Techniken – unter den Randbedingungen der angenommenen Gaskosten sowie einer Verfügbarkeit von Brennstoffzellen auf Erdgasbasis zu marktfähigen Kosten.

Die Berücksichtigung von Luftschadstoffen wie NO₂, SO₂ und Feinstaub macht deutlich, dass der Ausbau dezentraler KWK-Anlagen einen Anstieg der lokalen Schadstoffbelastungen z. B. im Vergleich zu einer getrennten, von Gas dominierten Energieversorgung mit sich bringt.

Sensitivitätsanalysen, die von geringen CO₂-Emissionen und Kosten in der nationalen Elektrizitätserzeugung ausgehen, verdeutlichen eine Abhängigkeit des KWK-Ausbaus von übergeordneten Rahmenbedingungen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	i
Inhaltsverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xiii
1 Einleitung und Zielsetzung	1
2 Methodik von <i>URBS</i>	5
2.1 Überblick über die Methode <i>URBS</i>	5
2.2 Aufbau von <i>URBS</i>	7
2.2.1 Stadtentwicklungsmodul	7
2.2.2 Energienachfragemodul	9
2.2.3 Energietechnikmodul	12
2.2.3.1 Programmpaket zur linearen Optimierung im Energie- technikmodul	13
2.2.3.2 Simulation und Optimierung von RES und OES mit dem Energietechnikmodul	18
2.2.4 Umweltmodul	20
2.2.4.1 Potentiale lokal bzw. regional beschränkter Energieträger und Energiewandlungstechniken	20
2.2.4.2 Atmosphärische Dispersion von Luftschadstoffen	22
2.3 Anwendungsdurchlauf von <i>URBS</i>	24
2.4 Einsatzfelder von <i>URBS</i>	26
3 Anwendung von <i>URBS</i>	27
3.1 Allgemeine Vorbemerkungen	27
3.2 Grundlegende Annahmen	28
3.2.1 Annahmen zum Stadtentwicklungsmodul	29
3.2.2 Annahmen zum Endenergienachfragemodul	31
3.2.3 Annahmen zum Energietechnikmodul	31
3.2.4 Annahmen zum Umweltmodul	31
3.2.4.1 Annahmen zur Potentialabschätzung lokal/regional be- grenzter Energieträger	31
3.2.4.2 Annahmen zur Dispersion von Luftschadstoffen	32
3.3 Abbildung der Ist-Struktur Augsburgs	34

3.3.1	Stadtentwicklung und kumulierte Endenergienachfrage	34
3.3.1.1	Datenbasis	34
3.3.1.2	Bevölkerung	35
3.3.1.3	Erwerbsstruktur	36
3.3.1.4	Wohnraum	42
3.3.1.5	Energieversorgung	44
3.3.2	Energienachfrage	51
3.3.3	Referenzenergiesysteme für Augsburg (RES)	53
3.3.3.1	Derzeitiges Energiesystem RES ₁ : <u>mit</u> KWK-Gasturbinen-Kraftwerk RES ₂ : <u>ohne</u> KWK-Gasturbinen-Kraftwerk	54
3.3.3.2	RES ₃ : Gasdominiertes RES mit Strom aus Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und Niedertemperaturwärme aus Gasheizungen mit Brennwerttechnik	66
3.4	Projektionen der zukünftigen Entwicklung der Stadt Augsburg	73
3.4.1	Stadtentwicklung	73
3.4.1.1	Bevölkerung	73
3.4.1.2	Erwerbsstruktur	75
3.4.1.3	Wohnraum	78
3.4.1.4	Energieversorgung	79
3.4.2	Energienachfrage	87
3.5	Potentiale lokal/regional beschränkter Energieträger	92
3.5.1	Solarenergie	92
3.5.2	Oberflächennahe Geothermie	94
3.5.3	Gasförmige Biomasse	94
3.6	Szenarios zukünftiger, optimierter Energiesysteme für Augsburg	97
3.6.1	Modellierung von OES15 und OES25	98
3.6.2	Basisszenarios OES15 ₁ für 2015 und OES25 ₁ für 2025	100
3.6.3	Ergebnisse der Modellierung der Basisszenarios	100
3.6.3.1	Basisszenario 2015: OES15 ₁	100
3.6.3.2	Basisszenario 2025: OES25 ₁	108
3.6.4	Modellierung der Luftschadstoffausbreitung für die Basisszenari- os OES15 ₁ und OES25 ₁	113
3.6.5	Ergebnisse der Luftschadstoffausbreitung für die Basisszenarios	114
3.6.5.1	Basisszenario 2015: OES15 ₁	114
3.6.5.2	Basisszenario 2025: OES25 ₁	115
3.6.6	Sensitivitätsanalyse	116
3.6.6.1	CO ₂ -Sensitivität	118
3.6.6.2	Kostensensitivität	120
3.7	Gegenüberstellung der Energiesysteme	122
3.7.1	Quantitativer Vergleich der verschiedenen Energiesysteme	123
3.7.2	Qualitativer Vergleich der verschiedenen Energiesysteme	127
3.8	Rahmenbedingungen für die Energiesysteme	129
4	Diskussion	131
4.1	Diskussion der verwendeten Modelle	132
4.2	Diskussion der verwendeten Datengrundlage	133

A	Notwendigkeit einer hohen zeitlichen Auflösung	137
A.1	Vorbemerkung	137
A.2	Forderung nach einer hohen zeitlichen Auflösung	137
B	Modellierung von Energieversorgungssystemen mit <i>URBS</i>	141
C	Modellierung von Luftschadstoffausbreitungen	145
C.1	Atmosphärische Dispersion von Luftschadstoffen	145
C.2	Grundlagen der Modellierung	146
C.3	Verschiedene Rechenmodelle	151
C.3.1	Gauß-Verfahren	151
C.3.2	Lagrange-Verfahren	152
C.3.3	Euler-Verfahren	156
C.3.4	Vergleich des Gauß- mit dem Lagrange-Verfahren	156
D	Ermittlung der Kosten zur Simulation und Optimierung	157
D.1	Dynamische Berücksichtigung von kapazitätsbezogenen Investitionskosten	157
D.2	Kosten von Techniken und Netzen	158
D.2.1	Kosten in den RES	158
D.2.2	Kosten der Techniken in den OES	160
D.2.2.1	Kostenentwicklungen von Brennstoffen	160
D.2.2.2	Kostenentwicklungen von Energieversorgungstechniken	160
	Literaturverzeichnis	163
	Danksagung	175

Abbildungsverzeichnis

1.1	Satellitenaufnahme der nordamerikanischen Atlantikküstenregion am a) 14. August 2003 um 21.49 Uhr und b) 15. August 2003 um 21.14 Uhr.	2
2.1	Graphischer Überblick über die Methode <i>URBS</i>	6
2.2	Exemplarisches Flussschema des systematischen Vorgehens bei der Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls.	10
2.3	Beispielhaftes Flusschema des Energienachfragemoduls zur Bestimmung der Niedertemperaturwärmenachfrage unter Verwendung eines <i>abwärts gerichteten</i> -Ansatzes.	12
2.4	Einfaches Beispiel der Netzstruktur bei der Modellierung mit dem Optimierungspaket.	17
2.5	Beispielhaftes Arbeitsschema des Umweltmoduls zur Bestimmung der Potentiale begrenzter Energieressourcen und zur Berücksichtigung der Ausbreitung von Luftschadstoffen.	20
2.6	Volumendichte verschiedener Dargebotsformen von Stroh und Holz.	22
2.7	Graphischer Überblick eines Anwendungsdurchlaufs der Methode <i>URBS</i>	25
3.1	Umrisskarte der Stadt Augsburg.	29
3.2	Karte der statistischen Blöcke der Stadt Augsburg mit einem Hilfsgitter, dem im Rechengitter enthaltenen Stadtbereich, dem relativen Koordinatensystem und der Anemometerposition.	33
3.3	Verwendete Jahresverteilung der Windrichtungen mit relativen Häufigkeiten der für die Ausbreitungsrechnungen verwendeten AKTerm des DWD.	33
3.4	Einwohner pro statistischem Block 2000.	35
3.5	Verteilung der Einwohner über dem radialen Abstand vom Stadtzentrum für 2000.	36
3.6	Relative Veränderungen der Einwohner pro statistischem Block zwischen 1987 und 2000, Basisjahr 1987.	37
3.7	Langfristige Beschäftigtenentwicklung nach sozialversicherungspflichtigen Erwerbspersonen a) gemäß der Arbeitsstättenzählungen und deren Einteilung in Wirtschaftszweige ^{†, ‡} b) am Arbeitsort, die Einteilung nach Wirtschaftszweigen und die Entwicklung seit 1983 im Überblick (kleines Bild) [‡] sowie c) am Wohnort.	39
3.8	Zwischen 1980 und 1998 gemittelte Entwicklung des BIP der kreisfreien Stadt Augsburg.	41

3.9	Zeitliche Entwicklung des Quotienten aus der Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten und dem BIP für die kreisfreie Stadt Augsburg zwischen 1984 und 1998.	41
3.10	Funktionale Gliederung der statistischen Blöcke der Stadt Augsburg 1987 und 2001 nach der Hauptnutzung.	43
3.11	Berechnete, nominell bewohnte Fläche pro statistischem Block 2000. . .	45
3.12	Entwicklung des Stromabsatzes der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001.	46
3.13	Entwicklung des Quotienten aus Stromabsatz der Stadtwerke Augsburg und BIP zwischen 1980 und 1998.	46
3.14	Stromverbrauch in $\frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$ im Abrechnungszeitraum 2000/01.	48
3.15	Verteilung des privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner über die statistischen Blöcke in $\frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$ im Abrechnungszeitraum 2000/01.	49
3.16	Entwicklung des a) Fernwärme- und b) Gasabsatzes der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001.	49
3.17	Auswertung der Statistik der Kaminkehrerprotokolle in der Stadt Augsburg des Jahres 2001. Vorhandene Hausbrandtechniken nach a) Brennertyp und Brennstoff, b) Leistungsklasse des Brenners und c) nach Jahr der Inbetriebnahme der Anlage.	50
3.18	Für 2000/01 berechneter flächenspezifischer NT-Wärmebedarf pro Block in $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$	52
3.19	Stündlich aufgelöster Lastgang der Elektrizitätsnachfrage der Stadtwerke Augsburg für die Jahre a) 1997 und b) 1998.	52
3.20	Stündlich aufgelöster Lastgang der Fernwärme der Stadtwerke Augsburg und der hoch skalierte Lastgang für die Jahre a) 1997 und b) 1998. . . .	53
3.21	Netzschema des Referenzenergiesystems RES ₁ für Augsburg.	56
3.22	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Referenzenergiesystemen RES ₁ und RES ₂	58
3.23	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Referenzenergiesystemen RES ₁ und RES ₂	58
3.24	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $RES_1\ cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach a) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und b) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$	60
3.25	Karte der räumlichen Verteilung der Punktquellen und des Monitorpunktes für die Ausbreitungsrechnung RES ₁	61
3.26	Temperaturverlauf und simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 -4600) im Tagesmittel für $RES_1\ cost$. .	63
3.27	Gemessene Konzentration der Schadstoffbelastung am Monitorpunkt (0 -4600) im Tagesmittel für das Jahr 2002.	64
3.28	Mittlere jährliche Konzentration an a) NO ₂ in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, b) SO ₂ in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $RES_1\ cost$	65
3.29	Netzschema des dritten Referenzenergiesystems RES ₃ für Augsburg. . .	67
3.30	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Referenzenergiesystemen RES ₃	69
3.31	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Referenzenergiesystemen RES ₃	70

3.32	Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 -4600) im Tagesmittel für $RES_3m15\ cost$ und $RES_3m25\ cost$.	71
3.33	Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu g}{m^2 \cdot d}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu g}{m^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $RES_3m15\ cost$.	72
3.34	Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu g}{m^2 \cdot d}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu g}{m^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $RES_3m25\ cost$.	73
3.35	Projektion des BIP-Wachstums der kreisfreien Stadt Augsburg.	76
3.36	Projektion des Quotienten aus Beschäftigten am Arbeitsort und BIP der kreisfreien Stadt Augsburg.	77
3.37	Neun Projektionsszenarios der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in Augsburg bis 2015 und 2025.	78
3.38	Projizierte räumliche Verteilung der Wohnfläche pro statistischem Block nach Szenario W_fmm für das Jahr in 2025 in m^2 .	80
3.39	Verteilungen des privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner über die statistischen Blöcke in $\frac{kWh}{a \cdot Einw.}$ der Projektionsszenarios S_pmm für a) 2015 und b) 2025.	82
3.40	Projektion des Quotienten aus industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf und BIP der kreisfreien Stadt Augsburg.	83
3.41	Projektion des industriellen/gewerblichen Elektrizitätsbedarf der kreisfreien Stadt Augsburg.	84
3.42	Projizierte räumliche Verteilung der flächenspezifischen NT-Wärmenachfrage pro statistischem Block nach Projektionsszenario $Qmmm$ für das Jahr in 2025 in $\frac{kWh}{m^2 \cdot a}$.	89
3.43	Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES15 für Augsburg.	99
3.44	Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES25 für Augsburg.	103
3.45	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den optimierten Energiesystemen OES15 $z\ object$.	104
3.46	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den optimierten Energiesystemen OES15 $s\ object$.	105
3.47	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung OES15 $m\ co2$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach a) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und b) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.	106
3.48	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung OES15 $m\ cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach a) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und b) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.	107
3.49	Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung OES15 $m\ cost$.	108
3.50	Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung OES15 $m\ co2$.	109
3.51	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den optimierten Energiesystemen OES25 $z\ object$.	109

3.52	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den optimierten Energiesystemen $OES25_1s\ object$	110
3.53	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $OES25_1m\ cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach a) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und b) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$	111
3.54	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $OES15_1m\ co2$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach a) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und b) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$	112
3.55	Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES25_1m\ cost$	113
3.56	Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES25_1m\ co2$	114
3.57	Karte der räumlichen Verteilung der Punktquellen und des Monitorpunktes für die Ausbreitungsrechnung $OES15_1m\ cost$	115
3.58	Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 -4600) im Tagesmittel für $OES15_1m\ cost$	116
3.59	Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu g}{m^2 \cdot d}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu g}{m^3}$ pro Gitterzelle für $OES15_1m\ cost$	117
3.60	Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 -4600) im Tagesmittel für $OES25_1m\ cost$	118
3.61	Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-3} \frac{\mu g}{m^2 \cdot d}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu g}{m^3}$ pro Gitterzelle für $OES25_1m\ cost$	119
3.62	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s\ m\ co2$ und b) $OES25_s\ m\ co2$, mit $s = 2, 4, 6, 8$	119
3.63	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s\ m\ co2$ und b) $OES25_s\ m\ co2$, mit $s = 2, 4, 6, 8$	120
3.64	Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s\ m\ cost$ und b) $OES25_s\ m\ cost$, mit $s = 3, 5, 7, 9$	121
3.65	Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s\ m\ cost$ und b) $OES25_s\ m\ cost$, mit $s = 3, 5, 7, 9$	122
3.66	CO_2 -Emissionen pro produzierte Endenergie in $\frac{t}{MWh \cdot a}$ für alle RES und OES.	124
3.67	CO_2 -Emissionen pro Einwohner in $\frac{t}{Einw \cdot a}$ für alle RES und OES.	125
3.68	Vergleich der gesamten Systemkosten aller RES und OES relativ zu den Gesamtkosten von $RES_3\ z\ object$ mit gleicher Nachfrage z und gleichem Objektvektor $object$	126
3.69	Vergleich der gesamten Systemkosten aller RES und OES relativ zu den Gesamtkosten von $RES_1\ object$ mit gleicher Nachfrage z und gleichem Objektvektor $object$	127
A.1	Stündliche Zeitreihe der solaren Globalstrahlung an der für Augsburg relevanten Messstation des Deutschen Wetterdienstes in Weihenstephan für das Jahr 1997.	138

A.2	Stündliche Zeitreihe der meteorologischen Windgeschwindigkeit, gemessen an der DWD-Messstation Augsburg/Mühlhausen für das Jahr 1997.	139
A.3	Sortierte stündliche Zeitreihe der meteorologischen Windgeschwindigkeit und der solaren Globalstrahlung für Augsburg für das Jahr 1997.	139
B.1	Symbole zur graphischen Darstellung der Modellierung von Energiesystemen mit dem linearen Optimierungspaket des Energietechnikmoduls der Methode <i>URBS</i>	142
C.1	Der Weg der Luftschadstoffe durch die Atmosphäre.	146
C.2	Auswirkungen unterschiedlicher Geschwindigkeitsfluktuationen in vertikaler und horizontaler Richtung auf die Form einer ursprünglich kreisförmigen Abgaswolke.	148
C.3	Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen dem beobachteten Temperaturgradienten $\frac{\partial T}{\partial z}$ und dem adiabatischen Temperaturgradienten Γ für <i>trockene Luft</i>	149
C.4	Beispielhaftes schematisch dargestelltes Temperaturprofil mit den zugehörigen Stabilitätszuständen der Schichtung.	150
C.5	Konzentrationsverteilung einer Schadstofffahne im Gauß-Fahnenmodell.	153
C.6	Schematische Darstellung der Modellierung atmosphärischer Schadstoffausbreitungen nach dem Lagrange-Verfahren.	154

Tabellenverzeichnis

3.1	Arbeitsstätten und langfristig Beschäftigte am Arbeitsort nach Wirtschaftssektoren 1987.	38
3.2	Entwicklung des BIP der kreisfreien Stadt Augsburg zwischen 1980 und 1998.	40
3.3	Aufteilung der Techniken zur Versorgung mit NT-Wärme im Referenzenergiesystem von Augsburg 2001.	51
3.4	Charakterisierung der Versorgungstechniken in den Referenzszenarios RES ₁ und RES ₂	55
3.5	Charakterisierung der Versorgungstechniken in den Referenzszenarios RES ₃	68
3.6	Projektionen der kumulierten Einwohnerentwicklung für Augsburg bis 2015 und 2025.	74
3.7	Projektion des BIP-Wachstums der kreisfreien Stadt Augsburg bis 2025.	76
3.8	Parameter der Sättigungsgleichung 3.3 zur Projektion des Quotienten aus Beschäftigten am Arbeitsplatz und BIP bis 2025.	77
3.9	Projektionen der kumulierten Wohnraumveränderung für Augsburg bis 2025.	80
3.10	Projektionen der kumulierten privaten Elektrizitätsnachfrage für Augsburg bis 2025.	82
3.11	Parameter der Sättigungsgleichung 3.3 zur Projektion des Quotienten aus industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf und BIP bis 2025.	84
3.12	Projektionen der Veränderungen der kumulierten Elektrizitätsnachfrage für Augsburg bis 2025.	85
3.13	Relative Veränderungen der wohnflächenspezifischen NT-Wärmenachfrage, jeweils bezogen auf 2000 bzw. auf 2015.	86
3.14	Projektionen der kumulierten NT-Wärmenachfrage für Augsburg bis 2025.	88
3.15	Umrechnungsfaktoren zur Ermittlung einer Bruttobiogasausbeute aus der Nutztierhaltung, bezogen auf eine Großvieheinheit.	95
3.16	Nutztierhaltung im Gebiet des Landwirtschaftsamtes Augsburg/Friedberg und die zu erwartende Bruttobiogasausbeute.	95
3.17	Nettobiogasausbeute aus organischen und pflanzlichen Reststoffen für Augsburg.	96
3.18	Charakterisierung der Versorgungstechniken im Basisszenario OES15 ₁	101
3.19	Charakterisierung der Versorgungstechniken im Basisszenario OES25 ₁ , Änderungen gegenüber Tab. 3.18.	102
B.1	Typendatenbank mit den charakterisierenden Eigenschaften der Bausteine eines Energiesystems.	144

C.1	Ausbreitungsklasse nach Klug/Manier mit den typischen Monin-Obuchow-Längen und die Zuordnung zur TA Luft 86.	150
C.2	Vergleich der Vor- und Nachteile des Gauß- und Lagrange-Verfahrens zur Modellierung atmosphärischer Schadstoffausbreitungen.	156
D.1	Kostenfaktoren der Versorgungstechniken in den Referenzenergiesysteme RES ₁ , RES ₂ und RES ₃	159
D.2	Kostenfaktoren der Versorgungstechniken in den Basisszenarios der optimierten Energiesysteme OES15 ₁ und OES25 ₁	161

Kapitel 1

Einleitung und Zielsetzung

Die weltweiten Energiemärkte sind hochdynamisch, vieldimensional und einem stetigen Wandel unterworfen. Speziell in Europa und Deutschland sind in den letzten Jahren zahlreiche Änderungen verschiedener politischer und wirtschaftlicher Bedingungen eingetreten. Die Liberalisierung des europäischen Strom- und Gasmarktes, der strukturierte Ausstieg aus der Kernenergienutzung und die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und erneuerbarer Energieträger sind nur einige davon. Neben wirtschaftlichen Aspekten ist der Klimaschutz in den Mittelpunkt der Diskussion gerückt. Mit dem Kyoto-Prozess soll dem weltweiten Klimaschutz ein international bindender Rahmen gegeben werden.

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung ist es eine zentrale Aufgabe von Energiewirtschaft, -politik und -forschung, eine sozio-ökonomisch und ökologisch vertretbare Versorgung mit ausreichend Energie zu sichern.

Zu diesem Zweck werden seit Jahrzehnten Energiesysteme studiert und analysiert. Im Fokus der Studien sind die internationalen und nationalen Energiesysteme und -märkte; z. T. sind es auch einzelne Regionen oder kleinere Strukturen. Die Bedeutung gerade regionaler Strukturen und kleinräumigerer Energiesysteme kann an zwei Aspekten aufgezeigt werden:

Ein Aspekt sind die Stromausfälle oder *Blackouts* im Jahr 2003. Bei den Stromausfällen an der Ostküste Nordamerikas, in der so genannten Megalopolis, am 14./15. August 2003 waren 50 Mio. Menschen betroffen und das tägliche Leben kam weitgehend zum Erliegen: Allein in New York kamen etwa sechs Mio. Pendler nicht von ihren Arbeitsplätzen zu ihren Wohnungen. Die Auswirkung des Stromausfalls lässt sich in Abb. 1.1 eindrucksvoll nachvollziehen. Die Abbildung zeigt eine Satellitenaufnahme der Atlantikküstenregion Nordamerikas a) 20 Stunden vor dem Stromausfall und b) einige Stunden danach. Die Aufnahme zeigt die Lumineszenz der nächtlichen Stadtbeleuchtung. Die Auswirkungen des Stromausfalls sind besonders an Toronto, Detroit, Cleveland und auf Long Island zu sehen. Weitere Stromausfälle am 23. September 2003 in Schweden und am 28. September 2003 in Italien führten zu ähnlichen Situationen [IWR, 2003].

Ein anderer Aspekt ist die weltweit zu erwartende Bevölkerungsentwicklung. Die Vereinten Nationen gehen bis 2030 von etwa 8.27 Mrd. Menschen aus, von denen weltweit

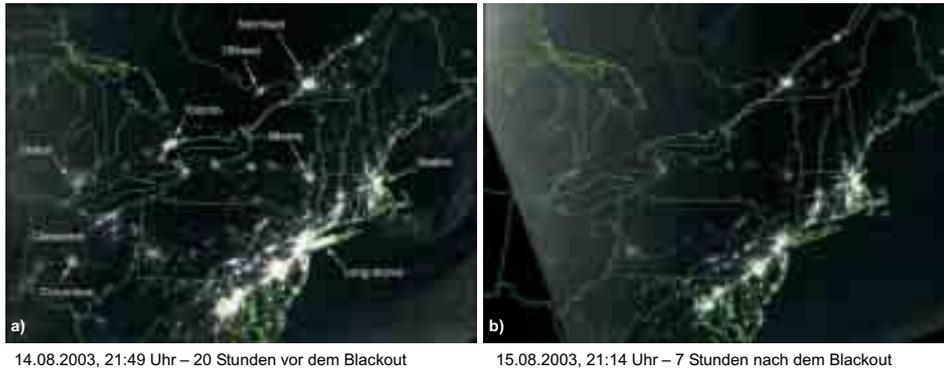


Abbildung 1.1: Satellitenaufnahme der nordamerikanischen Atlantikküstenregion am **a)** 14. August 2003 um 21.49 Uhr und **b)** 15. August 2003 um 21.14 Uhr. Die hellen Stellen sind die vom Satelliten aus zu sehende nächtliche Beleuchtung (Lumineszenz).
Nach [NASA, 2003].

4.98 Mrd. Menschen (= 60.2%) in Städten leben werden. Neben der zunehmenden Verstädterung in den Entwicklungsländern ist auch in den Industrieländern mit einem weiteren Umgreifen des Urbanisierungsprozesses zu rechnen. Die Urbanisierungsrate in diesen Ländern soll von 75% im Jahr 2000 bis 2030 auf etwa 83% anwachsen [UN, 2003].

Urbane Agglomerationen sind die Schwerpunkte des Energieverbrauchs. Die räumliche wie zeitliche Dichte der Energienachfrage in Städten ist eines der herausragendsten Merkmale dieser Siedlungen [STEEMERS, 2003]. In Abb. 1.1 a) ist die Konzentration der Lumineszenz in den städtischen Regionen zu erkennen. Die Lumineszenz ist abhängig von sozio-ökonomischen Aktivitäten, also vom Bruttoinlandsprodukt der jeweiligen Region und dient somit als ein Indikator für den gesamten Energieverbrauch in den Städten [PLUTZAR et al., 2000]; [ELVIDGE et al., 1997]; [WELCH, 1980]. Entsprechend treten die urbanen Agglomerationen hervor.

Der Energieverbrauch in Städten hat erhebliche Einflüsse auf die gesamte umgebende Umwelt. In zahlreichen Untersuchungen wird die Vielzahl der endogenen Auswirkungen studiert. Das Forschungsfeld erstreckt sich von Luftschadstoffbelastungen, die zu Sommer- und Winter-Smog führen können, über so genannte Hitze-Insel-Effekte und die Besonderheiten der *urban canopy* bis hin zu den Auswirkungen mikro- und mesoklimatischer Effekte wie beispielsweise dem Land-Stadt-Wind, um nur einige zu nennen (vgl. [SANTAMOURIS, 2001]).

In den sich entwickelnden Ländern ist die Diskrepanz zwischen ruralen und urbanen Regionen beim einwohnerspezifischen Energieverbrauch besonders ausgeprägt: In Peking und Bangkok beträgt der jährliche pro Kopf-Energieverbrauch etwa 300% des landesweiten Mittels [HANAKI, 1998]. In Süd- und Westeuropa liegt der Unterschied bei etwa 220% [SANTAMOURIS, 2001].

Vor diesem Hintergrund ist die zukünftig erwartete und gewünschte Wirtschaftsentwicklung in diesen Ländern eine enorme Herausforderung. Mit einer wirtschaftlichen Entwicklung geht eine Urbanisierung und Verstädterung einher [HEINEBERG, 2000]. Letztlich ist mit einem umfassenden Ansteigen der Endenergienachfrage zu rechnen.

Eine sozio-ökonomisch und ökologisch vertretbare Deckung des Energiebedarfs ist Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung. Dies ist nicht zuletzt ein Ergebnis des so genannten *Rio-Prozesses* und hat seinen Niederschlag in den verschiedenen Entscheidungsebenen gefunden. Beispiele wie das Klima-Bündnis europäischer Städte, die Berliner Weltklimakonferenz 1995 mit der begleitenden Kampagne *Städte für den Klimaschutz* und der Berichte der Enquete-Kommission *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung* belegen das [KLIMA-BÜNDNIS, 2003]; [BLES, 2002]; [ENQUETE, 2002].

Es sind aber nicht nur die Städte in den sich entwickelnden Ländern, denen durch andauernde Wachstumsprozesse Strukturveränderungen im Energiebereich bevorstehen. Auch in den Städten der Industrieländer stehen wichtige und weitreichende Strukturveränderungen an, die auf verschiedene gesetzgeberische und strukturpolitische Randbedingungen zurückzuführen sind:

- Das Kyoto-Protokoll und das *burden-sharing* verpflichtet Deutschland bis 2008/12 21% der Treibhausgasemissionen relativ zu 1990 einzusparen. Die freiwillige Selbstverpflichtung der Bundesregierung spricht sogar von 25% bis 2005.
- Durch den gesetzlich geregelten Ausstieg aus der Kernenergienutzung müssen bis 2025 22 000 MW Kraftwerksleistung ersetzt werden. Bis 2020 fällt in der Stromerzeugung insgesamt ein Ersatzbedarf von 40 000 MW an [UBA, 2002].
- Mit dem *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) und dem *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz* (KWKG-Gesetz) wurden monetäre und fiskalische Anreize geschaffen, um betriebswirtschaftlich noch nicht etablierte Energieerzeugungstechniken in den Markt einzuführen [KWKG-GESETZ, 2002]; [EEG, 2000].
- Ab Januar 2005 wird in der Europäischen Union ein Handel mit Emissionszertifikaten eingeführt [EU-KOMMISSION, 2003].

Neben diesen Aspekten besteht ein Bedarf, die in den Städten vorhandene Infrastruktur zu erneuern und zu ertüchtigen. Ein großer Teil der leitungsgebundenen Energieversorgung ist in den deutschen Städten in den 1950er bis 1960er Jahren aufgebaut worden. Einige lokale Wärmenetze sind noch älter und entsprechen nicht mehr den technischen und wirtschaftlichen Anforderungen. Das gilt für die alten und neuen Bundesländern gleichermaßen.

Investitionen in derartige Maßnahmen erfordern große Kapitalmittel und es sind Maßnahmen, die eine technische Lebensdauer von einigen Dekaden haben. Investitionen in Energiesysteme und deren Infrastruktur haben mithin langfristige wirtschaftliche Auswirkungen für den Investor und ebenso langfristige Auswirkungen auf die Umwelt. Gerade städtische Energiesysteme sind nicht ausschließlich (umwelt-) politischen Rahmenbedingungen unterworfen. Auch seitens der Versorgungstechnik und der Energienachfrage sind Auswirkungen auf das Energiesystem zu bemerken. So schreitet die Entwicklung von neuen Energieversorgungstechniken wie Brennstoffzellen oder Mikroturbinen sowie verschiedener regenerativer Techniken voran. Gleichzeitig verändert sich die Energienachfrage, z. B. nimmt der Wohnraum pro Einwohner zu und aufgrund besserer Gebäudehüllen ist eine geringere Heizenergie pro Wohnfläche nötig.

All das zeigt, dass die Strukturoptimierung urbaner Energiesysteme eine Herausforderung darstellt, zugleich aber eine Chance bietet. Die Herausforderung ist es, die große Menge der Aspekte mit Einfluss auf die urbanen Energiesysteme zu berücksichtigen, wenn eine sozio-ökonomisch und ökologisch verträgliche Energieversorgung für die Zukunft gesucht wird. Die erforderlichen Veränderungen bieten die Chance, ein nachhaltiges Energiesystem zu planen und zu verwirklichen.

Die Verwirklichung erfordert ein Begleiten des Entwicklungsprozesses, um auf die stetig veränderlichen Rahmenbedingungen reagieren zu können und zu überprüfen, ob die Entwicklung des Energiesystems tatsächlich dem gewünschten Pfad folgt.

An dieser Stelle setzt die vorliegende Arbeit an: Ziel ist es, eine Methode vorzulegen, mit der urbane Energiesysteme integral beschrieben und für die Zukunft optimiert werden können.

In Kapitel 2 wird die methodische Grundlage und das Vorgehen der *Urban Research Toolbox: Energy Systems*, kurz *URBS*, vorgestellt. Ein Anwendungsdurchlauf wird anhand eines Flusschemas beschrieben und mögliche Einsatzfelder werden benannt.

In Kapitel 3 wird die Methode *URBS* erstmals am Beispiel des Energiesystems der Stadt Augsburg angewandt. Nach einigen allgemeinen Vorbemerkungen und grundlegenden Annahmen wird die Stadtentwicklung Augsburgs analysiert und das vorhandene Energiesystem als Referenzenergiesystem abgebildet. Anschließend werden mögliche zukünftige Stadtentwicklungen Augsburgs projiziert und Randbedingungen für ein zukünftiges, optimiertes Energiesystem formuliert. Mögliche zukünftige Energiesysteme werden modelliert und in ihrer Zusammensetzung sowie Betriebsweise optimiert. Abschließend werden die Ergebnisse der Anwendung von *URBS* auf Augsburg diskutiert. Das Ziel dieser Anwendung ist der Nachweis der Funktionalität von *URBS*, zugleich werden mögliche Entwicklungspfade diskutiert. Der Anspruch, belastbare Pfade für zukünftige Energiesystemveränderungen vorzuschlagen, wird nicht erhoben und kann nicht Gegenstand dieser Arbeit sein.

In Kapitel 4 wird der methodische Ansatz von *URBS* kritisch diskutiert und es werden Vorschläge für die weitere Entwicklung und den Einsatz von *URBS* gegeben.

Eine integrale, umfassende Analyse derzeitiger urbaner Energiesysteme und deren zukunftsfähige Gestaltung erfordert ein stark interdisziplinäres Vorgehen, das nicht einer einzigen wissenschaftlichen Fakultät zugeordnet werden kann. Die grundlegenden Modellierungsaufgaben sind sehr eng an die physikalische Modellbildung angelehnt, Analyse- und Bewertungsansätze anderer wissenschaftlicher Teildisziplinen sind für das Erreichen der Zielsetzung Grundvoraussetzung. Aus diesem Grund ist die vorliegende Arbeit als ein Projekt am interdisziplinären Wissenschaftszentrum Umwelt (WZU) der Universität Augsburg angesiedelt.

Kapitel 2

Methodik von *URBS*

2.1 Überblick über die Methode *URBS*

Die Methode *URBS* dient zur Beschreibung und Optimierung zukünftiger, urbaner Energiesysteme. Das Ziel ist es, optimale urbane Energiesysteme zu finden und Entwicklungspfade dorthin aufzuzeigen. Die zukünftigen Energiesysteme sollen sich als *nachhaltig* im Sinne der Brundtland-Kommission auszeichnen [WCED, 1987]. Nachhaltigkeitskriterien wie Kohlendioxid-Emissionen (CO_2), optimale Kosten-Nutzen Aspekte und minimale Umweltbeeinträchtigungen stehen daher im Mittelpunkt bei der Suche nach zukünftigen Energiesystemen.

Da eine Vielfalt von Faktoren Einfluss auf urbane Energiesysteme haben, müssen diese im hinreichenden Maße berücksichtigt werden. Dazu ist ein *integrales* Vorgehen nötig.

In diesem integralen Ansatz werden die zahlreichen Einflussfaktoren in vier Gruppen zusammengefasst, welche

- i.*) die allgemeine Entwicklung der einbettenden Struktur beschreiben,
- ii.*) die Energienachfrage und deren Zeitverhalten bestimmen,
- iii.*) die Energieversorgungsseite betreffen sowie in die Gruppe, welche
- iv.*) die Wechselwirkungen mit der direkten (urbanen) Umwelt beinhalten.

Durch das Einbeziehen der vier Faktorengruppen in die Betrachtung und Analyse eines urbanen Energiesystems wird dem Anspruch der integralen Betrachtungsweise genüge geleistet. Dazu umfasst die Methode *URBS* vier Module, die die Faktorengruppen repräsentieren. Die Module heißen

- i.*) *Stadtentwicklungsmodul*,
- ii.*) *Energienachfragemodul*,
- iii.*) *Energietechnikmodul* und
- iv.*) *Umweltmodul*.

Abb. 2.1 gibt einen graphischen Überblick über die Methode *URBS* und die Module. Neben den Modulen sind zur Veranschaulichung einige exemplarisch ausgewählte Submodule bzw. Arbeitsbereiche abgebildet, die den einzelnen Modulen zugeordnet werden.¹

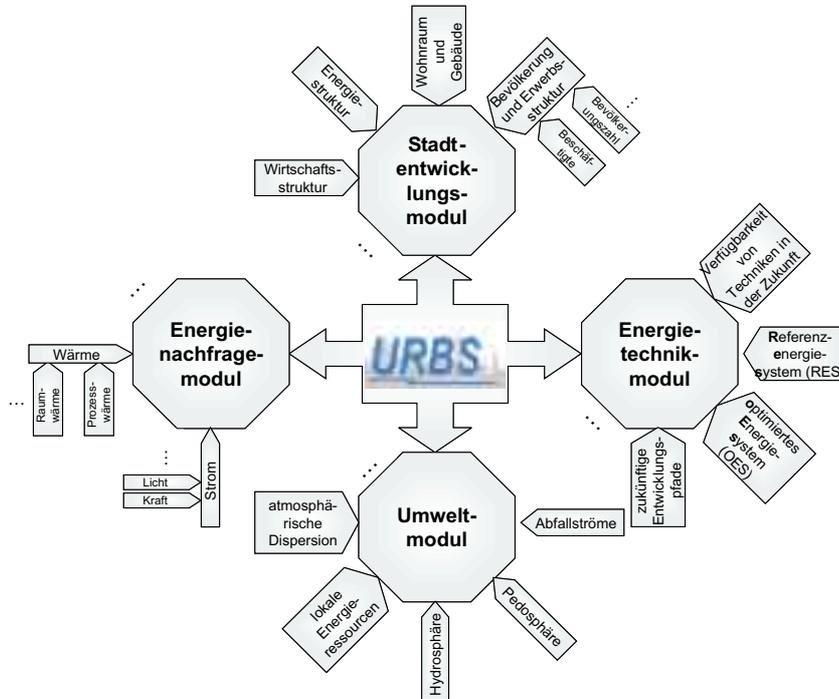


Abbildung 2.1: Graphischer Überblick über die Methode *URBS*.

Bevor in Abschnitt 2.2 (S. 7) die einzelnen Module detailliert diskutiert werden, wird ein knapper Überblick über die einzelnen Module gegeben:

- ad i.)* Das *Stadtentwicklungsmodul* behandelt die Indikatoren, die die demographische und ökonomische Entwicklung sowie die grundsätzlichen Fragen der Siedlungs- und Infrastruktur der zu untersuchenden Stadt umfassen. Hieraus wird eine für ausgewählte Jahre kumulierte, zukünftige Energienachfrage abgeleitet.
- ad ii.)* Das *Energienachfragemodul* baut auf dem Stadtentwicklungsmodul auf, indem es die dort zusammengetragenen Beschreibungen und Analysen verwendet, um unter der Annahme verschiedener technologischer und regulatorischer Entwicklungen zeitlich hoch aufgelöste Lastgänge der Endenergiebedarfe zu bestimmen.
- ad iii.)* Das *Energietechnikmodul* bestimmt aus der Menge der heute und in Zukunft als verfügbar angenommenen Energieversorgungstechniken denjenigen Satz von Techniken, der geeignet ist, die gegebene Nachfrage an Endenergie zu decken. Dieser Techniksatz ist das Ergebnis der Optimierung eines linear formulierten Problems. Zielfunktion sind fakultativ minimale Kosten oder Emissionen.

¹Nicht alle hier erwähnten Submodule sind in der Methode *URBS* implementiert.

Das Programmpaket zur Optimierung ist dazu entwickelt worden, zeitlich hoch aufgelöste Versorgungsszenarios zu berechnen, sodass besonders die kombinierte Kraft- und Wärmeerzeugung sowie zeitlich z. T. stark fluktuierende regenerative Energieversorgungstechniken realitätsnah modelliert werden können (vgl. dazu auch Anhang B, S. 141).

ad iv.) Das *Umweltmodul* hat zwei Aufgaben: 1.) werden lokal/regional begrenzte Potentiale speziell erneuerbarer Energieträger bestimmt. Diese dienen als Ausbau- und Nutzungsrestriktion für das Energietechnikmodul. 2.) verwendet das Umweltmodul Software-Werkzeuge, mit denen die energiebedingten Umweltbeeinflussungen verschiedener Energiesysteme und der darin betriebenen Techniken untersucht werden können. Das Hauptaugenmerk ist auf die verschiedenen, energiebedingten Luftschadstoffemissionen jenseits der Treibhausgase und deren atmosphärische Ausbreitung gerichtet.

Mit diesen vier Modulen stehen eine Vielzahl der Kriterien *nachhaltiger Entwicklung* im Fokus der Betrachtung.

2.2 Aufbau von *URBS*

2.2.1 Stadtentwicklungsmodul

Die Entwicklung einer Stadt als Lebens- und Wirtschaftsraum steht in einem engen Zusammenhang mit der Energienachfrage in der Stadt: Die Veränderungen bestimmter Indikatoren der Stadtentwicklung wie Einwohnerzahl oder Wirtschaftsleistung bestimmen die Nachfrage an verschiedenen Endenergien. Andererseits sind die Indikatoren der städtischen Entwicklung auch durch die ausreichende Verfügbarkeit an Energie beeinflusst: Ist in einem urbanen Großraum Energie nur zu hohen Kosten oder begrenzt verfügbar, bedeutet dies einen Standortnachteil gerade für energieintensive Industrie- und Gewerbebereiche. Dieser Standortnachteil kann zur Folge haben, dass solche Betriebe ihren Standort nicht weiter ausbauen oder in diesbezüglich besser zu bewertende Gebiete verlagern. In beiden Fällen leidet darunter die Wirtschaftsleistung eines städtischen Raumes und die Zahl der Arbeitsplätze stagniert oder geht zurück. Die Stadt verliert somit an Attraktivität, was sich negativ auf die Einwohnerzahl auswirken kann. In jedem Fall hat eine fiskalische oder physikalische Beschränkung der Energienachfrage eine Auswirkung auf die Entwicklung einer Stadt.

Das Stadtentwicklungsmodul hat die Aufgabe, die jüngere Entwicklung der zu untersuchenden Stadt abzubilden und in die Zukunft zu projizieren, um daraus Aussagen über die Nachfrage an verschiedenen Endenergien abzuleiten. Dazu werden einzelne Indikatoren, die die Stadtentwicklung repräsentieren, herangezogen. Die Indikatoren beschreiben die allgemeine demographische und wirtschaftliche Entwicklung der Stadt sowie die grundlegende Siedlungs- und Infrastruktur. Einige wichtige Indikatoren sind z. B.

- die Einwohnerzahl,
- die Wohnfläche pro Einwohner,
- der Heizenergiebedarf pro Wohnfläche, gegeben durch die Gebäudestruktur,

- die wirtschaftliche Entwicklung, gegeben durch das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und die Beschäftigtenzahl,
- der Stromverbrauch pro Einwohner und pro Wirtschaftsleistung, etc.

Zu Beginn muss das zu untersuchende Gebiet genauer definiert und begrenzt werden. Es bietet sich an, diese Definition auf die vorhandene lokale oder regionale Struktur der Energieversorgung zu beziehen. Vor allem, wenn die Referenzdaten vor 1998 erhoben wurden. Auch bei jüngeren Referenzdaten ist dieser Bezug geeignet, denn trotz der 1998 begonnenen Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland ist die Versorgungsstruktur der privaten Endenergienachfrage weitgehend erhalten geblieben. Zwischen 1998 und 2001 haben nur etwa 3.8% der privaten Kunden ihren Stromlieferanten gewechselt [VDEW, 2001].

Nach der Definition des Untersuchungsgebietes untergliedert sich das Vorgehen im Rahmen des Stadtentwicklungsmoduls in zwei Arbeitsschritte:

Der erste Schritt ist die Abbildung der jüngeren Stadtentwicklung als *Ist-Analyse*, basierend auf den verfügbaren Indikatoren. Die zu analysierenden Indikatoren können hierbei entweder selbst eine Messgröße sein (z. B. die Einwohnerzahl) oder durch andere messbare Größen berechnet werden (z. B. der Heizenergiebedarf pro Wohnfläche). Insofern historische Daten vorliegen, wird deren bisherige Entwicklung mathematisch beschrieben.

Die Betrachtung der Indikatoren findet in einer möglichst hohen räumlichen Auflösung statt. Es bietet sich – je nach Datenlage – an, auf Häuser oder Baublockebene zu arbeiten, wodurch eine detailliertere Abbildung ermöglicht wird. Diese Beschreibung des Ist-Zustandes der Stadtentwicklung ist analog zur *Gebäudedatenmethode zur Ermittlung des Wärmebedarfs von Versorgungseinheiten* nach [ROTH, 1980].²

Im zweiten Schritt werden die mathematischen Beschreibungen der bisherigen Entwicklung als Trends angesehen, die in die Zukunft projiziert werden. Bei der *Projektion*³ der bisherigen Entwicklungstrends werden zunächst grundsätzliche Annahmen getroffen, die z. B. eine Trendumkehr ausschließen oder gerade erwarten lassen. Liegt keine Zeitreihe historischer Daten der Messgrößen bzw. Indikatoren vor, müssen externe Annahmen aus der Literatur zu Rate gezogen werden, um Zukunftsprojektionen erstellen zu können.

Die Projektionen der Indikatorenentwicklung werden in der durch die Ist-Analyse vorgegebenen räumlichen Auflösung durchgeführt. Grundsätzlich werden drei unterschiedliche Variationen der Projektion erstellt. Explizit wird z. B. ein durch historische Messpunkte gegebener Trend bis zu einem Zieljahr in die Zukunft extrapoliert. Die Extrapolation wird jedoch so modifiziert, dass eine als *stark* und eine als *gering* bezeichnete Fortsetzung des Trends angenommen wird, sowie eine *mittlere* Variante, die zwischen der starken und geringen Variante vermittelt. Die starke und die geringe Variante spannen einen Ergebnisraum auf, in dem die mittlere Variante enthalten ist. Die Variation

²**Anm.:** In jedem Fall sind für die Veröffentlichung die datenschutzrechtlichen Vorgaben zu beachten. Vgl. dazu [BDSG, 2002] in der jeweils aktuellen Fassung. Von Interesse sind hier besonders die Paragraphen 1 und 40.

³**Anm.:** Der Ausdruck *Projektion* bzw. *projizieren* ist hier bewusst gewählt worden. Es handelt sich bei diesen Zukunftsbetrachtungen um in sich konsistente Annahmen, deren Eintreffen **nicht** mit einer Wahrscheinlichkeit angegeben werden kann. In aller Regel werden historische Entwicklungen als zukünftig weiter andauernd angenommen, wenn dem keine besonderen Argumente entgegenstehen.

der Projektionen sollten so breit gefächert werden, dass die tatsächlich stattfindende zukünftige Veränderung eines Indikators der Stadtentwicklung innerhalb des Ergebnisraums erwartet werden kann.

Im Fall gekoppelter Indikatoren werden die drei Varianten gemäß den Regeln der Multiplikation von Matrizen miteinander verknüpft, woraus sich bei n gekoppelten Indikatoren 3^n Kombinationen ergeben, die einen entsprechend größeren Ergebnisraum aufspannen. Die Ränder des Ergebnisraums werden durch die Verknüpfung sämtlicher *starker* bzw. sämtlicher *geringer* Variationen dargestellt.

Die kleinräumig aufgelöste Projektion der Indikatoren berücksichtigt unterschiedliche Ist-Zustände der Indikatoren zwischen einzelnen Stadtgebieten und verbessert die Projektion mithin.

Des Weiteren ist es gerade bei Projektionen über lange Zeiträume von Nutzen zusätzlich zu dem Zieljahr, *Stützjahre* zu wählen. Ab diesen kann eine Trendverstärkung oder -abschwächung angenommen werden.

Neben der mathematischen Analyse und der zugehörigen Projektion der Indikatoren werden zur Visualisierung unter Verwendung eines Geoinformationssystems (GIS) Karten der Indikatoren und deren Entwicklung in der vorgegebenen räumlichen Auflösung erstellt. Aus diesen lassen sich wesentliche Informationen über die räumlichen Unterschiede in der Ist-Analyse (Abbildung des Referenzjahres) der Stadtentwicklung gewinnen: z. B. wird es möglich, Gebiete zu identifizieren, in denen Maßnahmen zur Verbesserung der Infra- oder Gebäudestruktur dringlich erforderlich und/oder in naher Zukunft zu erwarten sind. Weitere aus den Karten zu ziehende Informationen betreffen die anzunehmende räumliche Verteilung von Energieversorgungstechniken im Stadtgebiet, welche im Rahmen des Umweltmoduls von Interesse sind; oder es können Stadtteile identifiziert werden, die aufgrund ihrer Einwohner- und Energienachfragestruktur besonders dafür prädestiniert sind, um z. B. mit Nahwärmenetzen versorgt zu werden.

Derartige Informationen können nicht zuletzt in die Projektionen einfließen um diese zu verbessern und sind auch in den anderen Modulen von Nutzen.

Abb. 2.2 zeigt exemplarisch ein Flussschema, wie das Stadtentwicklungsmodul anzuwenden ist und welche Aufgaben zu den einzelnen Punkten auszuführen sind.

Letztlich werden mit dem Stadtentwicklungsmodul aus den verschiedenen Informationen über die Stadtentwicklung in ihrem Ist-Zustand und den daraus abgeleiteten zukünftigen Entwicklungen Nachfragen verschiedener Endenergieformen projiziert. Das Ergebnis der Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls ist damit eine auf jährlicher Basis kumulierte, integrale Endenergienachfrage in den Stütz- und Zieljahren. Die Festlegung der Endenergieformen ist von dem jeweiligen Problem abhängig.

2.2.2 Energienachfragemodul

Mit dem Stadtentwicklungsmodul wurde der Zusammenhang zwischen Stadtentwicklung und den verschiedenen Endenergienachfragen hergeleitet. Die Aufgabe des Energienachfragemoduls ist es, hieraus zeitlich hoch aufgelöste Zeitreihen der Nachfrage an Endenergien abzuleiten (vgl. dazu Anhang A, S. 137).⁴

⁴In Abschnitt 1 (S. 1) wurde auf die Notwendigkeit einer hohen zeitlichen Auflösung bei der Modellierung und Optimierung der Energieversorgung hingewiesen: Sollen in einem hoch verdichteten Energiesystem wie dem einer Stadt die gekoppelte Bereitstellung von Kraft und Wärme sowie die

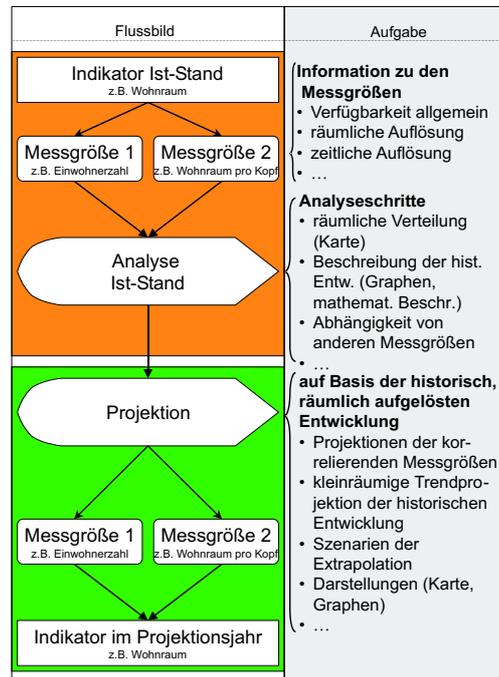


Abbildung 2.2: Exemplarisches Flusschema des systematischen Vorgehens bei der Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls.

Anm.: Der Bereich der Ist-Analyse (Referenzjahr) ist *orange* unterlegt, der Bereich der Zukunftsprojektionen ist *grün* unterlegt.

Es gibt verschiedene Ansätze, um Nachfragezeitreihen für Endenergien zu generieren. Grundsätzlich können ein *Optimierungsansatz* und ein *Simulationsansatz* unterschieden werden. Wird der *Optimierungsansatz* gewählt, erfolgt eine systematische Optimierung bzw. Minimierung der Nachfrageseite des urbanen Energiesystems. Denkbar ist, dass z. B. der Bedarf an Heizenergie durch eine Optimierung von Haustypen und Renovierungsmaßnahmen unter Randbedingungen für die Kosten durchgeführt wird. Im *Simulationsansatz* hingegen wird die Nachfrage – als Zeitreihe, wie als kumulierte Größe – unter der Annahme verschiedener technischer Entwicklungen (Verminderung von Wärmeverlusten im Hausbau, Effizienzsteigerungen von elektrischen Verbrauchern, ...) und regulatorischer Auflagen (z. B. Verschärfung der Energieeinsparverordnung, ...) hergeleitet. Die Nachfrage nach den verschiedenen Endenergien wird ermittelt, ohne jedoch einen optimalen Wert finden zu wollen.

In *URBS* wird ein Simulationsansatz verfolgt, da bisher kein ökonomisches Modell implementiert ist (vgl. auch Abschnitt 2.2.3, S. 12).

Der Simulationsansatz selbst bietet verschiedene Verfahrensweisen, die auf die gesuchten Zeitreihen hoher Auflösung führen. Diese Verfahrensweisen werden im Folgenden als *abwärts gerichteter*-Ansatz und komplementär dazu als *aufwärts gerichteter*-Ansatz

Einsetzbarkeit regenerativer Energien realitätsnah simuliert werden, ist eine hohe zeitliche Auflösung zwingend erforderlich (vgl. auch Anhang A, S. 137).

bezeichnet.

Die Nomenklatur der beiden Herangehensweisen bezieht sich auf den Startpunkt, von dem aus die Nachfragezeitreihen generiert werden. Für das Energienachfragemodul bedeutet dies, dass der *aufwärts gerichtete*-Ansatz bei der Simulation der Nachfragezeitreihe einer kleinskaligen Einheit beginnt, beispielsweise bei einem Haus oder einem Häuserblock (vgl. [ROTH, 1980]). Die daraus folgende Menge an Nachfragereihen wird anschließend zusammengefasst und zu den gesuchten Zeitreihen des Endenergiebedarfs summiert. Schon aus dieser kurzen Darstellung wird deutlich, welchen immensen Aufwand dieser Ansatz erfordert und welche Menge an Detailkenntnissen über die Gebäudestruktur der zu untersuchenden Stadt nötig ist (vgl. [BLES, 2002]). Wird trotzdem dieser Ansatz gewählt, bietet es sich an, ein mächtiges Simulationstool wie z. B. TRNSYS von TransSolar einzusetzen (vgl. hierzu [LEHMANN et al., 2002]; [KLEIN et al., 1976]).⁵ Anzumerken ist, dass bei Verwendung dieses Ansatzes die Bestimmung des kumulierten Endenergiebedarfs im Rahmen des Stadtentwicklungsmodells entfallen kann. Dieser ergibt sich dann zwingend aus der angesprochenen Modellierung einer zukünftigen Infrastruktur.

Die Herangehensweise des *abwärts gerichteten*-Ansatzes ist entgegengesetzt: Ausgehend von einer gegebenen aggregierten und kumulierten Endenergienachfrage über einen Zeitraum (z. B. ein Jahr) wird unter verschiedenen Annahmen eine Zeitreihe generiert. Diese Nachfrage ist auf eine vorgegebene aggregierte und kumulierte Nachfrage normiert und dient als Substitut für einzelne Verbraucher. Die Kenntnis einer Nachfragezeitreihe in der gewünschten Auflösung ist eine Voraussetzung. Die beiden Informationen, kumulierte Nachfrage und Ausgangszeitreihe der Nachfrage, bilden die Basis, von der aus die neue Zeitreihe generiert wird.

Für das Beispiel Augsburg wird der *abwärts gerichtete*-Ansatz gewählt, da die angebotenen Kenntnisse der Gebäudestruktur nicht ausreichend sind. Durch diese Wahl lassen sich mit geringem Aufwand erste Ergebnisse erzielen.

Allerdings ergibt sich durch die Anwendung eines *abwärts gerichteten*-Ansatzes ein systematischer Fehler: Die Nachfragezeitreihen in den Stütz- bzw. Projektionsjahren beruhen auf dem zeitlichen Verlauf der als Basis gewählten vorgegebenen Zeitreihen. Dadurch können Veränderungen des Lastgangs aufgrund technischer Einzelheiten nicht berücksichtigt werden. Ein Beispiel ist der zeitlich nicht proportionale Verlauf der Niedertemperaturwärmenachfrage in einem freistehenden Einfamilienhaus der 1970er Jahre und in einem Passivhaus, das nach 2000 gebaut wurde. Der Unterschied zwischen den Haustypen kann z. B. in einer sortierten Lastlinie nachvollzogen werden. Durch die Erhöhung des Wärmebedarfsanteils zur Brauchwassererwärmung können die generierten Lastlinien an derartige Veränderungen angepasst werden (vgl. Abschnitt 3.4.2, S. 87).

Abb. 2.3 zeigt beispielhaft das Vorgehen bei einem *abwärts gerichteten*-Ansatz als Flussbild, um eine Zeitreihe der Niedertemperaturwärmenachfrage in der Anwendung des Energienachfragemoduls zu bestimmen.

Generell gilt es, die bei der Generierung der Nachfragezeitreihen notwendigen Annahmen über die Entwicklung von Techniken, Gebäudeeigenschaften, regulatorischen Vor-

⁵Zur Modellierung von Gebäuden und Gebäudekomplexen zur Generierung von Endenergienachfragemengen und -zeitreihen wird derzeit am Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik, Universität Augsburg, eine Diplomarbeit bearbeitet [OELKE, 2004].

gaben etc. konsistent mit den im Stadtentwicklungsmodul getroffenen Annahmen zu wählen.

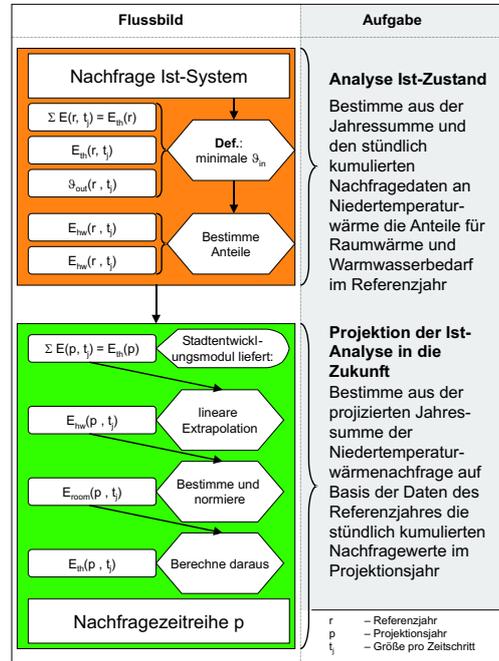


Abbildung 2.3: Beispielhaftes Flusschema des Energienachfragemoduls zur Bestimmung der Niedertemperaturwärmenachfrage unter Verwendung eines *abwärts gerichtetem*-Ansatzes.

Anm.: Die Größen in dem Flusschema sind E für Energie und ϑ für Temperatur. Die Energieform wird durch die Indizes unterschieden in th als gesamte Niedertemperaturwärme, hw als Energie zur Brauchwasserserwärmung und $room$ für Raumwärme. Die Abhängigkeiten geben an, welche Größe für das Referenzjahr r oder für das Projektionsjahr p gilt und, ob die Größe für jeden Zeitschritt t_j , mit $j = 1 \dots T$, berechnet wird. Die Indizes *in* und *out* unterscheiden die Temperatur ϑ in Innen- und Außentemperatur.

2.2.3 Energietechnikmodul

Während in den beiden vorangegangenen Modulen die Nachfrageseite im Fokus der Betrachtungen stand, ist es im Energietechnikmodul die Versorgungsseite. Ziel des Energietechnikmoduls ist es, optimale Zustände für das zu untersuchende Energiesystem zu finden: Durch Optimierungsrechnungen werden bei fest vorgegebenen Nachfragezeitreihen, die zu jedem Zeitpunkt befriedigt werden müssen, diejenigen Kombinationen von Energieversorgungsstechniken gesucht, die kostenoptimal sind und eine vorgegebene Menge an CO_2 -Emissionen nicht überschreiten; oder im umgekehrten Fall werden diejenigen Technikkombinationen gesucht, die minimale CO_2 -Emissionen verursachen und eine feste Kostengrenze nicht übersteigen.

Mit dem Stadtentwicklungsmodul und dem Energienachfragemodul sind die Grundlagen für die Simulation und Optimierung eines urbanen Energiesystems gelegt, indem Endenergienachfragezeitreihen abgeleitet wurden. Die Aufgabe des Energietechnikmoduls ist es, das vorhandene Energiesystem als **ReferenzEnergieSystem** (RES) zu simulieren und unter Berücksichtigung der im Stadtentwicklungsmodul und Energienachfrage-

modul getroffenen Annahmen und Bedingungen *optimierte*, zukünftige *EnergieSysteme* (OES) zu finden. An diese OES werden verschiedene Ansprüche gestellt. Zudem unterliegen die OES zahlreichen Zwangs- und Nebenbedingungen, die im Speziellen in Kapitel 3 diskutiert werden.

Das RES, das den Ist-Zustand des zu untersuchenden Energiesystems darstellt, dient als eine Referenz, mit der alle OES verglichen werden. Es ist anzuraten, neben dem RES weitere Referenzen im Rahmen der Anwendung des Energietechnikmoduls zu definieren: Wird ein als „klassisch“ zu bezeichnendes urbanes Energiesystem mit einer weitgehenden Erschließung durch ein Gasnetz untersucht, liegt es nahe als weitere Referenz ein System zu simulieren, in dem die Versorgung mit elektrischer Energie durch hocheffiziente erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke und die Versorgung mit Niedertemperaturwärme durch Gas-Brennwertheizungen erfolgt.

Die Simulation und Optimierung der RES verwendet ein Programmpaket, das einen Algorithmus zur Optimierung linearer Probleme verwendet. Die Idee dieses Programmpaketes geht auf Optimierungswerkzeuge wie *Dynamic Energy, Emissions and Cost Optimization – deeco* [BRUCKNER, 1997] oder *Programmsystem zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – profako* [HANSELMANN, 1996] zurück.

2.2.3.1 Programmpaket zur linearen Optimierung im Energietechnikmodul

In den folgenden beiden Abschnitten wird das Programmpaket zur Optimierung linearer Probleme genauer erläutert. Auf die Diskussion aller (technischen) Einzelheiten, Sonderfälle und Variationsmöglichkeiten wird verzichtet. Ebenso wird nicht auf die Problemstellung der Optimierung linearer Probleme im Allgemeinen eingegangen. Hierzu sei z. B. auf [SULTAN, 1993] oder [ZÖRING, 1991] verwiesen.

Zur Optimierung der Versorgungsseite des zu betrachtenden Energiesystems wird ein Optimierungswerkzeug verwendet. Es handelt sich um ein in der Hochsprache C++ geschriebenes, kommandozeilenorientiertes Programmpaket, das die Aufgabe hat, eine Kombination von Techniken zu finden, die die vorgegebene, quasi-statische Nachfragezeitreihe befriedigt, (1) optimale Kosten erfordert und eine feste CO₂-Emissionsmenge nicht überschreitet oder wahlweise (2) optimale CO₂-Emissionen verursacht, ohne eine feste Kostengrenze zu übersteigen. Formal ausgedrückt gilt als globale Bedingung

$$\sum_{i=1}^N E_{i,type}^{supply}(t_j) \geq E_{type}^{demand}(t_j) \quad \forall \quad type, t_j \quad (2.1)$$

worin i der Laufindex durch alle N Energieversorgungstechniken⁶, $E_{i,type}^{supply}(t_j)$ die von der Technik i produzierte Endenergie der Form $type$ zum Zeitpunkt t_j und $E_{type}^{demand}(t_j)$ die zum selben Zeitpunkt t_j nachgefragte Endenergie der Form $type$ ist.

Als Zielfunktion kann zwischen der Minimierung der gesamten Kosten

⁶Hierunter fallen alle Techniken, die zur Energieversorgung beitragen wie Umwandlungsanlagen aber auch Speicher für Brennstoffe und Sekundärenergie, Energieverteilungsnetze oder Transportleitungen.

$$\sum_{i=1}^N \left\{ \underbrace{C_{i,P_{inst}} + C_{i,P_{fix}} + C_{i,emission}}_{\text{kapazitätsabhängig}} \right\} + \sum_{i=1}^N \left\{ \sum_{j=1}^T \left[\underbrace{C_{i,fuel}(t_j) + C_{i,operation}(t_j) + C_{i,emission}(t_j)}_{\text{betriebsabhängig}} \right] \right\} \stackrel{!}{=} \min \quad (2.2)$$

und der Minimierung der gesamten Emissionen,

$$\sum_{i=1}^N \left\{ M_{i,P_{inst}} + \sum_{j=1}^T M_{i,operation}(t_j) \right\} \stackrel{!}{=} \min \quad (2.3)$$

die durch die Nachfragebefriedigung verursacht werden, gewählt werden.

Neben dem Laufindex i durch die N Techniken wurde in den Gl. 2.2 und 2.3 mit der Zeit t_j eine weitere Summationsvariable eingeführt. Der Laufindex j durchläuft alle Zeitschritte t_j innerhalb des gesamten Optimierungszeitraums T . Fehlt die Zeitabhängigkeit (t_j), wird die entsprechende Größe nur einmal im Zeitraum T addiert. Mit der Anzahl der Zeitschritte t_j im gesamten Optimierungszeitraum T ist zugleich die zeitliche Auflösung festgelegt. Beide Werte, t_j und T , sind in gewissen (durch die Hardware vorgegebenen) Grenzen frei wählbar.

Die Variable C symbolisiert die anfallenden Kosten und M die verursachten Emissionen. Beide sind eindeutig durch die Indizierung bestimmt:

- P_{inst} steht für die Installationskosten einer Energieversorgungstechnik bzw. die beim Bau verursachten Emissionen.
- P_{fix} beschreibt die oBdA nicht zu jedem Zeitschritt t_j anfallenden kapazitätsabhängigen Fixkosten.
- $fuel$ und $operation$ bezeichnen zeitlich abhängige Kosten (Emissionen), die für den Brennstoff und den Betrieb einer Energieversorgungstechnik aufzubringen sind (anfallen) bzw. entstehen, wenn ein Speicher befüllt/entleert wird.

Aus den spezifischen Faktoren c und m berechnen sich die absoluten Größen C und M zum Zeitpunkt t_j z. B. aus der Beziehung

$$C_{i,fuel}(t_j) = c_{i,fuel}(t_j) \cdot E_i^{supply}(t_j). \quad (2.4)$$

Des Weiteren besteht die Möglichkeit entstehende Emissionen mit Kosten zu belegen. Die Emissionskosten können kapazitäts- wie betriebsabhängig sein und beziehen sich auf die anfallenden Emissionen beim Aufbau und Betrieb einer Technik.

Neben der Auswahl der Zielfunktion Gl. 2.2 oder 2.3, kann die jeweils nicht gewählte Funktion eine Nebenbedingung sein. Dazu wird anstelle des „ $\stackrel{!}{=} \min$ “ in Gl. 2.2 bzw. 2.3 ein Grenzwert „ $\stackrel{!}{\leq} \max$ “ gesetzt. Dieser Wert darf dann nicht überschritten werden.

Nach der Festlegung der Zielfunktion und der Nebenbedingung wird aus der Vielzahl der derzeit *verfügbaren* und im Projektionsjahr als *verfügbar* angenommenen Energieversorgungstechniken ein bestimmter Satz an Techniken ausgewählt.

Zur Abbildung der verschiedenen Techniken werden im Programmpaket verschiedene *Prototypen* verwendet, die die Techniken mit gleichartigen Eigenschaften in Gruppen zusammenfassen. Folgende Prototypen sind verfügbar:

- *PLANT* = Kraftwerk zur Stromerzeugung,
- *HEAT* = Anlage zur Wärmeerzeugung,
- *COUPL*, *BOUNDCOUPL* = Kopplungstechnik (z. B. BHKW, Reformator, Heizkraftwerk, Wärmepumpe, ...),
- *QSTORE* = Wärmespeicher,
- *ESTORE* = Stromspeicher,
- *GSTORE* = Gasspeicher,
- *REGENERATIVE* = Regenerative Technik, die wie Windenergieanlagen oder Photovoltaik-Anlagen im Betrieb immer die gesamte *mögliche* Kapazität verwendet (vgl. auch Kapitel 3),
- *CONSTART* und *CONEND* = Anfangs- und Endstück von Energietransportleitungen.

Mithilfe dieser Prototypen und den die Techniken charakterisierenden Eigenschaften *Kosten*, *Wirkungsgrade* bzw. *Effizienzen*, *spezifische Emissionen beim Bau* der Anlage sowie durch die Vorgabe von Grenzwerten für die *installierten Kapazitäten* lassen sich eine große Zahl existierender und denkbarer Techniken in guter Genauigkeit abbilden. Als weitere Informationen müssen noch der benötigte *Brennstoff* und die *spezifischen Emissionen* hinzugenommen werden (vgl. dazu auch Tab. B.1 in Anhang B, S. 144).

Diese ausgewählten Techniken werden in dem Programm als *verfügbar* gekennzeichnet und in *Netze* zusammengefasst. Hierzu sind wiederum Prototypen von Netzen vorgegeben:

- *QNET* = Wärmenetz,
- *ENET* = Elektrizitätsnetz,
- *GNET* = Gasnetz.

Auch die Netze werden durch Charaktergrößen bzw. Parameter beschrieben und sind graphentheoretische *Distributionsknoten* (vgl. Anhang B, S. 141).

Das *Netz* hat die Aufgabe die Form *type* der zu produzierenden Energie und die Nachfragezeitreihe zu definieren. In jedem Netz können Energie produzierende und verbrauchende Techniken als *supply* mit positiven bzw. negativen⁷ Effizienzen sowie Nachfragevorgaben als *demand*, Speicher für verschiedene Energien als *store* und Leitungen als *transfer* enthalten sein. In einem Netz fließt nur genau eine Endenergie der Form *type*. Eine Energieversorgungstechnik i_{supply} , die eine Endenergie der Form *type*₁ produziert, kann nur in ein Netz mit positiver Effizienz eingebunden sein. Lediglich Techniken des Prototyps *COUPL* und *BOUNDCOUPL* können mit positiven Effizienzen in mehr als einem Netz enthalten sein, in denen Energien unterschiedlicher Form *type*₁, *type*₂, ... verteilt werden. Um den Transport zwischen zwei Netzen gleicher Endenergieform zu modellieren, werden diese Netze mit *Leitungen* verbunden.

Eine Energieversorgungstechnik i_{supply} , die nicht zu den Prototypen *COUPL* oder *BOUNDCOUPL* gehört, kann in zwei Netzen enthalten sein, die unterschiedliche Endenergieformen *type*₁ und *type*₂ verteilen, wenn die Effizienzen von i_{supply} in den beiden Netzen verschiedene Vorzeichen haben.

Ein Ergebnis des Optimierungsprozesses gibt den Energiefluss in den einzelnen Netzen zu jedem Zeitschritt an.

Abb. 2.4 zeigt ein einfaches Beispiel der Netzstruktur, das zugleich die Philosophie der Modellierung darstellt: Zwei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) werden von einem Gasnetz mit Brennstoff versorgt. Im Gasnetz sind diese Anlagen mit einer negativen Effizienz eingebunden. Aus dem Brennstoff erzeugen diese Anlagen Elektrizität und Niedertemperaturwärme (NT-Wärme). Diese beiden Endenergien speisen die KWK-Anlagen in ein Elektrizitäts- und ein Nahwärmenetz ein, in dem die Anlagen jeweils mit positiver Effizienz eingebunden sind. Über Leitungen wird die NT-Wärme in das Hausnetz übergeben, in dem zusätzlich zum Nahwärmenetz ein gasbefuerter Spitzenlastkessel zur Nachfragedeckung (*demand*) verfügbar ist. Die getrennt betrachtete Stromnachfrage kann durch Strom aus dem Verbundnetz oder durch den in den KWK-Anlagen erzeugten Strom gedeckt werden.⁸

In dem Optimierungsprozess wird bestimmt, welche Technik welchen Anteil zu der Bedarfsdeckung der Endenergienachfrage beiträgt.

Rein formal ist es die Aufgabe des Programmpaketes eine MPS-Matrix⁹ zu erstellen, in der alle Optimierungsvariablen und Nebenbedingungen für jeden Zeitschritt t_j enthalten sind.

Die Optimierungsvariablen, die in den vorgegebenen Grenzen variiert werden können, sind:

- die installierte Leistung $P_{inst,i}$ der Technik i und
- die von der Technik i zum Zeitpunkt t_j produzierte Energie $E_{i,type}^{supply}(t_j)$ der Form *type*.

⁷Negative Effizienz bedeutet, dass eine Technik beispielsweise Elektrizität als Antriebsenergie einsetzt und in einem Elektrizitätsnetz einen Verbraucher darstellt.

⁸Anhang B (S. 141) gibt einen Überblick über die Möglichkeiten mit dem Optimierungspaket Energiesysteme zu modellieren. Dort werden auch die in Abb. 2.4 verwendeten Symbole und graphischen Darstellungen detaillierter erläutert.

⁹Eine MPS-Matrix (MPS = **M**athematical **P**rogramming **S**tandard) ist eine Standard Dateistruktur für mathematische Optimierungsprobleme. Zur genaueren Beschreibung von MPS-Matrizen wird auf [KOLMAN et al., 1995] verwiesen.

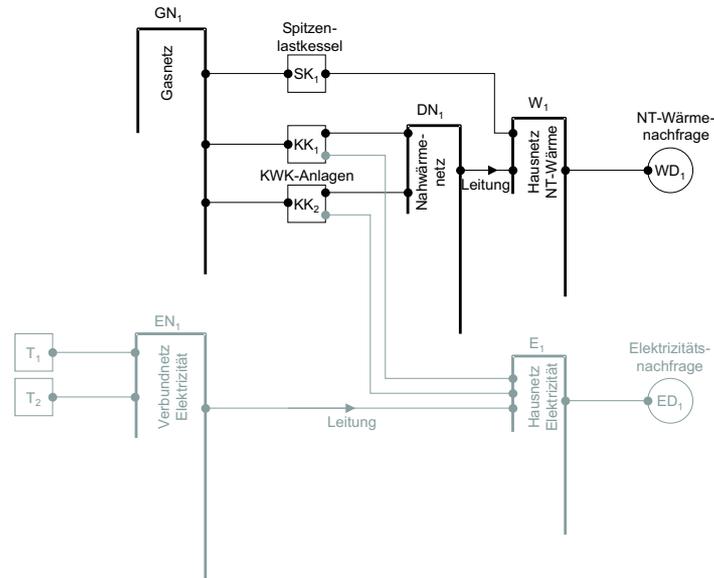


Abbildung 2.4: Einfaches Beispiel der Netzstruktur bei der Modellierung mit dem Optimierungspaket.

Die MPS-Matrix des linearen Problems wird von einem Solver, der fakultativ den Simplexalgorithmus oder das Interior-Point-Verfahren verwendet, gelöst (vgl. hierzu z.B. [FRANGOPOULOS, 2003]; [JARRE, 2000] oder [CRAW, 2002]). Da es sich um ein lineares Problemlösungsverfahren handelt, kann z. B. der Wirkungsgrad nicht optimiert werden, wenn andere, von diesem abhängige Größen optimiert werden. Dies ist bei der Kosten- bzw. Emissionsoptimierung der Fall. Es besteht jedoch die Möglichkeit, Charaktergrößen der Techniken wie den Wirkungsgrad durch Zeitreihen zu jedem Zeitschritt t_j extern vorzugeben und quasi-dynamisch zu gestalten.

Als Ergebnis liefert die Optimierung die installierten Leistungen $P_{inst,i}$ und die Zeitreihen der Energieproduktion $E_{i,type}^{supply}(t)$ für alle Techniken i und für alle Energieformen $type$. Weiter ist der ermittelte Minimalwert der Zielfunktion angegeben.

Aus diesen Informationen, die die errechnete Kombination an Energieversorgungstechniken eindeutig beschreiben, können letztlich alle weiteren benötigten Aussagen abgeleitet werden. Diese Aufgabe übernimmt ein Teil des Programmpaketes, das die installierten Leistungen, die Brennstoffverbräuche, alle Kosten getrennt, alle Kosten für den Gesamtzeitraum T kumuliert, die produzierte Energie und schließlich die Anteile an der Energieversorgung auflistet.

Um Hausbrandtechniken nicht als Spitzenlasttechniken zu simulieren, müssen dem Optimierungsprozess zusätzliche Nebenbedingungen aufgezwungen werden.

Die Problemstellung ist anhand eines Beispiels auf einfache Weise zu erläutern: Zur Deckung einer Niedertemperaturwärmenachfrage im Gebäudebereich stehen zwei Hausbrandtechniken zur Verfügung. In einer Simulation **ohne** zusätzliche Nebenbedingungen, kann ein optimales Ergebnis z. B. so aussehen, dass eine der beiden Techniken nur zu Zeiten hoher Nachfrage Wärme produziert und als Spitzenlastanlage dient. Die

andere Technik arbeitet hingegen als eine Art Grundlasttechnik.

Werden beide Techniken durch die Formulierung von Nebenbedingungen gezwungen, über den gesamten Optimierungszeitraum T den Verlauf der Lastkurve der Nachfrage nachzufahren, wird die Fahrweise einer Technik als Spitzen- oder Grundlastanlage explizit verhindert. Das Verhindern dieser Aufteilung ist bei der Modellierung der privaten Niedertemperaturwärmeversorgung von Bedeutung, denn in einem Wohnhaus steht im Normalfall nur eine einzige Versorgungstechnik zur Verfügung. Die Kombination von Anlagen zur Deckung der Grund- und Spitzenlast findet sich i. a. erst ab größer werdenden Netzstrukturen.

Als Nebenbedingung werden die i Techniken, die den Nachfrageverlauf nachfahren sollen, zu einer *Technik-Gruppe* SG zusammengefasst. Der Technik-Gruppe SG wird eine Nachfrage E_{type}^{demand} zugeordnet und für die Technik i wird ein zeitlich konstanter, optimierungsabhängiger Faktor F_i bestimmt. F_i gibt an, welchen Anteil die Technik i zu jedem Zeitpunkt t_j an der produzierten Energiemenge haben kann. Damit die gesamte Nachfrage durch die i Techniken der Technik-Gruppe SG gedeckt wird, gilt für die Summe aller Faktoren

$$\sum_{i=1}^N F_i \stackrel{!}{=} 1 \quad \forall \quad i \text{ in } SG. \quad (2.5)$$

Die minimale Energiemenge, die die Technik i zum Zeitschritt t_j produzieren muss, wird jeweils durch das Produkt aus dem Faktor F_i und der Endenergienachfrage E_{type}^{demand} bestimmt

$$E_{i,type}^{supply} \geq F_i \cdot E_{type}^{demand}. \quad (2.6)$$

Optimiert wird in diesem Fall der Faktor F_i für alle T Zeitschritte sowie der Anteil von $P_{i,inst}$, der tatsächlich zur Deckung der Energienachfrage zum Zeitschritt t_j benötigt wird.

2.2.3.2 Simulation und Optimierung von RES und OES mit dem Energietechnikmodul

Um ein RES zu simulieren wird das Programmpaket des Energietechnikmoduls mit allen nötigen und vorhandenen Eingabeparametern bestückt, die das derzeitige urbane Energiesystem beschreiben, d. h. alle Informationen über die in der Stadt im Ist-Zustand verfügbaren Techniken und die Referenznachfrage werden zusammengenommen und dem Programmpaket übergeben. Je nach Detailtiefe der Informationen werden die Netze wie beschrieben gebildet, in denen Techniken gleichen Typs zusammengefasst werden, z. B. alle Gasheizungen ohne Brennwerttechnik (vgl. Abschnitt 2.2.3.1, S. 13). Deren Anteil an der Energieversorgung in der Realität bestimmt den Anteil an der gesamten Energienachfrage.

Einfach ausgedrückt steht in jedem dieser Netze nur exakt eine Technik zur Verfügung, z. B. Ölheizungen. Im Bundesmittel hatten Ölheizungen 1998 einen Anteil an der gesamten Niedertemperaturwärmeversorgung im Haushaltssektor von etwa 34%. Das entspricht einer Nachfragemenge von ebenfalls 34% im Netz *Ölheizungen*, falls keine anderen Informationen vorliegen [ESSO, 2000].

Um Aussagen über die Qualität der Simulation eines RES zu erhalten, wird es nach

der Simulation mit der realen Energieversorgungsstruktur verglichen. Geeignete Vergleichsgrößen sind die Gesamtemissionen – sofern diese bekannt sind und mit konsistenten Emissionsfaktoren gerechnet wurde –, die Anteile einzelner Techniken an der Endenergiebereitstellung und die installierten Leistungen dieser. Auch können Immissionsbelastungen aus Messungen und Simulationen verglichen werden.

Wird die Abbildung des RES mit der Realität als hinreichend gut bewertet, kann mit der Bearbeitung der OES bzw. mit der Anwendung des Umweltmoduls (vgl. Abschnitt 2.2.4, S. 20) fortgefahren werden. Anderenfalls sind weitere Verbesserungen der Abbildung (Datengrundlage) und neue Rechnungen nötig.

Die OES werden erstellt, indem zunächst die Techniken definiert werden, von denen angenommen wird, dass sie zu dem gewählten Zeitpunkt in der Zukunft einsetzbar sind. Diese Annahmen sind in Verbindung mit den übrigen Zukunftsprojektionen im Rahmen des Stadtentwicklungsmoduls und des Energienachfragemoduls zu treffen. Weiter ist festzulegen, welcher Ausbaugrad für die neuen Techniken denkbar ist und welcher Teil der im RES vorhandenen Techniken bis zum entsprechenden Projektionsjahr ersetzt werden wird oder kann, was u. a. durch Lern- und Diffusionskurven festgelegt werden kann.

Schließlich ist festzusetzen, welche Techniken im Programmpaket als *verfügbar* gekennzeichnet werden. Grundsätzlich bieten sich zwei Vorgehensweisen an: In der einen werden in allen Netzen obigen Typs alle möglichen Techniken mit oder ohne Bildung von Technik-Gruppen als verfügbar gekennzeichnet. In der anderen Vorgehensweise werden eine ganze Reihe von OES berechnet, in denen jeweils nur wenige Techniken als „neue“ Alternative verfügbar sind. In beiden Fällen ist auf die Restriktionen Rücksicht zu nehmen, die sich aus den Lern- und Diffusionskurven sowie aus dem Umweltmodul ergeben.

Die Anwendung des Energietechnikmoduls umfasst neben der Optimierung der OES in gewissem Maße eine Ergebnisdiskussion: Jedes OES wird dem RES und den übrigen OES gegenübergestellt. Es zeigt sich, ob unter Kosten- bzw. Emissionsgesichtspunkten Vorteile im Vergleich zum RES zu erwarten sind, oder ob ein OES einem anderen gegenüber vorteilhaft sein kann. Hilfreiche Vergleichsgrößen sind relative Kostenunterschiede, Lastgänge einzelner Techniken und Emissionsmengen. Bei letzteren sind aber nicht nur die absoluten Mengen sondern auch und gerade relative Mengen, etwa auf die Einwohner bezogen, von Bedeutung. Mit diesen Ergebnissen lassen sich im Weiteren die Pfade, die vom RES zu einem nachhaltigen OES führen, aufzeigen und nachvollziehen. Bei der Ergebnisinterpretation ist es aber unumgänglich, auf alle Annahmen und externen Vorgaben hinzuweisen, da es sich durch die Optimierung linearer Probleme um ein vollständig deterministisches Vorgehen handelt. Außerdem sind kostenbezogene Aussagen mit großer Vorsicht zu interpretieren, da derzeitige Kosten nur schwer zugänglich sind, die Abschätzung zukünftiger Kosten einer Art *geschickten Ratens* gleichkommt und daher einen sehr großen Unsicherheitsfaktor ausmacht. Es empfiehlt sich Kosten als Optimierungs- und Relativgröße anzunehmen und nicht absolute Emissionsvermeidungskosten o. ä. anzugeben, da von enormen Kostenunsicherheiten auszugehen ist (vgl. dazu Anhang D, S. 157).

2.2.4 Umweltmodul

Nach der Simulation und Optimierung von RES und OES kommt das Umweltmodul zur Anwendung. Wie bereits in Abschnitt 2.1 (S. 5) erwähnt, besteht das Umweltmodul aus zwei eigenständigen Teilen: Im ersten Teil wird die Verfügbarkeit lokal bzw. regional beschränkter Energieträger und -wandlungstechniken bestimmt. Der zweite Teil beschäftigt sich mit der atmosphärischen Ausbreitung von energiebedingten Luftschadstoffemissionen.

Beide Teilaspekte des Umweltmoduls sind eng mit dem Energietechnikmodul verknüpft, indem dem Energietechnikmodul Restriktionen vorgegeben bzw. die Ergebnisse des Energietechnikmoduls weiterverarbeitet werden.

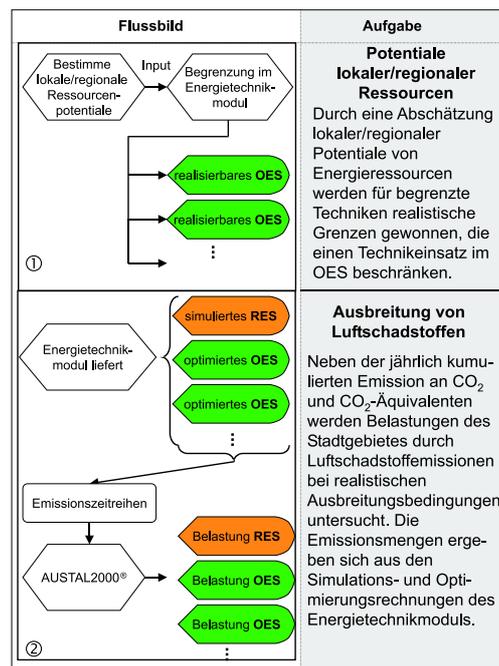


Abbildung 2.5: Beispielhaftes Arbeitsschema des Umweltmoduls zur Bestimmung der Potentiale begrenzter Energieressourcen und zur Berücksichtigung der Ausbreitung von Luftschadstoffen.

2.2.4.1 Potentiale lokal bzw. regional beschränkter Energieträger und Energiewandlungstechniken

Unter lokal und regional beschränkt verfügbaren Energieträgern und -wandlungstechniken sind all jene Energieressourcen subsummiert, (1) die durch physische Vorgaben einer Verfügbarkeits- oder Ausbaugrenze unterworfen sind und/oder (2) diejenigen, die nicht oder nur begrenzt als Transportgut geeignet sind. Gerade regenerative Energieträger sind diesen beiden Kategorien zuzuordnen.

Der erste Arbeitsschritt zur Bestimmung der lokal/regional beschränkt verfügbaren Energieressourcen beginnt mit einer kurzen Übersicht über diejenigen Energieressourcen, die als im obigen Sinne begrenzt anzusehen sind. Anschließend wird in einem kurzen Abriss vorgestellt, wie die üblichen regenerativen Energieträger bezüglich einer

lokalen/regionalen Potentialbeschränkung behandelt werden können:

Zur Kategorie (1) sind die in Deutschland einsetzbaren solaren Techniken wie Photovoltaik und Solarkollektoren sowie die Windenergie- und Wasserkraftnutzung zu zählen. Die von diesen Techniken beanspruchte Fläche skaliert mit der installierten Leistung. Somit ist von einer lokalen oder regionalen Flächenbegrenzung auszugehen. Bei der Wasserkraft¹⁰ ist das lokale/regionale Potential durch die Durchflussmenge und die effektive Fallhöhe des Flusses begrenzt (vgl. [KALTSCHMITT et al., 1997]).

Die Kategorie (2) lokal/regional beschränkter Ressourcen bezieht sich vornehmlich auf gasförmige Biomasse. Dieser Brennstoff wird i. a. durch Vergärung gewonnen und in einem Gasometer gespeichert. Biogas besitzt im Mittel einen Brennwert von über $5.2 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$. Typischerweise findet derzeit noch kein Einsatz von Verdichtern oder Verflüssigern zum Erzielen höherer Speicherdichten des Brenngases statt. Zwar wird bereits darüber diskutiert, Biogas in ein lokales Gasnetz einzuspeisen; dennoch ist Biogas in absehbarer Zeit kein Transportgut über lokale Distanzen hinaus (vgl. [CHRISTOFFER, 2003]; [SCHULZ et al., 2003]).

Der vorgeschaltete Transport des zu vergärenden Materials ist ebenso untypisch, da die eingesetzten Reststoffe aus der Nutztierhaltung, aus organischen Abfällen und pflanzlichem Strukturgut nahe des Entstehungsortes vergoren werden; nicht zuletzt, um Transportkosten zu minimieren [KALTSCHMITT et al., 2001].

Eine andere Situation zeigt sich bei der festen und flüssigen Biomasse: Die flüssige Biomasse wird hauptsächlich im Verkehrssektor als Treibstoff eingesetzt und ist damit a priori ein Transportgut. Trotz beschränkter Kapazitäten im lokalen/regionalen Umfeld findet z. B. die Raffinerierung von Biodiesel zentral statt und eine lokale/regionale Beschränkung ist nicht aufrecht zu erhalten.

Ähnlich ist es bei der festen Biomasse, die in eine holz- und halmgutartige Fraktion zu teilen ist. Während der halmgutartigen Biomasse derzeit aufgrund des relativ geringen Brennwertes von unter $5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ nur eine geringe Bedeutung in der Energieversorgung zukommt, stellt die holzartige Biomasse ein nahezu klassisches Transportgut dar. Holz kann ohne weiteres als Stückgut, als Holzhackschnitzel oder gepresst – in Form von Pellets – über größere Entfernungen transportiert werden und ist mithin nicht als lokal/regional begrenzte Ressource zu klassifizieren. Diese Tatsache ist zudem auf den höheren Brennwert von Holz zurückzuführen, der für verschiedene Holzarten und Stückelungen bei über $5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ liegt [KALTSCHMITT et al., 2001]; [HARTMANN et al., 2000]; [DIN 52731, 1996].

Neben den in dieser Übersicht aufgeführten Techniken können z. B. auch konventionelle Energieressourcen in die genannten Beschränkungskategorien fallen. Als möglicher Grenzwert zur Einordnung von Transportgütern und Nicht-Transportgütern kann z. B. der Brennwert herangezogen werden. Als weiteres Kriterium eignet sich die Volumendichte, die in Abb. 2.6 für verschiedene Dargebotsformen von Stroh und Holz dargestellt ist.

Flüssige und feste Brennstoffe mit einem Brennwert von mehr als $5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ und mit einer Volumendichte von mehr als $150 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ werden im Folgenden als Transportgut klassifiziert.

¹⁰ **Anm.:** Falls nicht explizit anders angeführt, ist im Folgenden immer *Laufwasserkraft* gemeint, wenn von der Nutzung der *Wasserkraft* gesprochen wird.

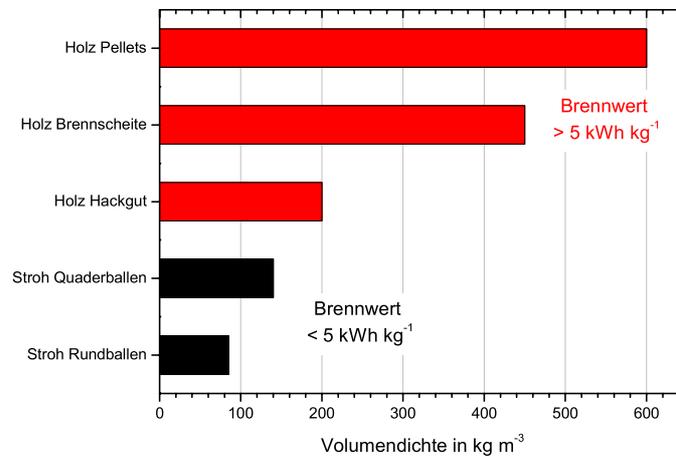


Abbildung 2.6: Volumendichte verschiedener Dargebotsformen von Stroh und Holz. Nach [HARTMANN et al., 2000].

Nach der Identifizierung der begrenzten Ressourcen müssen Verfahren gefunden werden, mit denen die Potentiale bestimmt werden können. Dazu kann auf die in Legion vorhandene, einschlägige Fachliteratur verwiesen werden. Für einen ersten Überblick dienen [KALTSCHMITT et al., 1997] [KLEEMANN et al., 1993] oder [ALLNOCH, 1992]. Eine elegantere Möglichkeit ist ein GIS-gestützter Ansatz. Eine Potentialbestimmung lokal/regional beschränkter (regenerativer) Energieträger Mithilfe von GIS-Werkzeugen setzt allerdings detaillierte Datenbanken über die räumliche Verteilung der Energieträger voraus (vgl. Abschnitt 4.1, S. 132).

Sind die Potentiale der als begrenzt angenommenen Energieträger beziffert worden, werden diese Informationen in den Simulations- und Optimierungsprozess des Energietechnikmoduls implementiert. Beispielsweise bedeutet das für die solaren Techniken wie Photovoltaik und Solarkollektoren die Vorgabe von maximalen Flächen, auf denen derartige Anlagen installiert werden können.

2.2.4.2 Atmosphärische Dispersion von Luftschadstoffen

Die Simulation der Ausbreitung energiebedingter Luftschadstoffemissionen eröffnet die Möglichkeit zusätzlich zu den Belastungen durch Treibhausgasemissionen weitere energiebedingte Belastungen mit Luftschadstoffen zu untersuchen. Bei derartigen Belastungen sind neben globalen und kontinentalen Auswirkungen auch Einflüsse auf der Meso- oder Mikroskala von Interesse. Es muss lediglich an die Themen *Waldsterben* in den 1980er Jahren und *Sommer-Smog* bzw. *Ozon-Belastungen*, die seit den 1990er Jahren an Bedeutung gewonnen haben, erinnert werden. In diesem Zusammenhang ist auch die aktuelle Diskussion der gesundheitlichen Einflüsse der *Feinstaubemissionen* zu sehen. Die Herkunft der verursachenden Emissionen sind – neben dem Verkehr – auf die Be-

reitstellung von Energie zurückzuführen und wirken sich auf verschiedenen räumlichen Skalen aus. Als hauptverantwortlich für die gesundheits- und umweltschädlichen Folgeerscheinungen können SO_2 , NO_2 und verschiedene PM-Emissionen¹¹ benannt werden. Die energiebedingten Emissionen dieser Stoffe werden im Rahmen des Umweltmoduls untersucht. Die schematische Vorgehensweise ist in Abb. 2.5 graphisch dargestellt.

Die Modellierung der atmosphärischen Schadstoffausbreitung ist ein bekanntes Problem. In den vergangenen Dekaden wurden zahlreiche numerische Modelle entwickelt, mit deren Hilfe Ausbreitungsrechnungen und Immissionsprognosen im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen, Genehmigungsverfahren und Risikoabschätzungen durchgeführt werden können.

In der Methode *URBS* wird ein mesoskaliges Ausbreitungsmodell verwendet, um die atmosphärische Dispersion von Luftschadstoffen auf urbaner Ebene zu modellieren und zu untersuchen. Im anschließenden Abschnitt wird das verwendete Software-Werkzeug vorgestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Grundlagen und einiger wichtiger Verfahren zur Modellierung von Luftschadstoffausbreitungen findet sich in Anhang C (S. 145).

Auswahl eines Modells Im Umweltmodul der Methode *URBS* wird das Lagrange-sche Partikelmodell *AUSTAL2000* zur Modellierung der Ausbreitung von Luftschadstoffen gewählt. Dieses Programm ist gemeinsam mit den zugehörigen Dokumentationen sowie Verifikations- und Validierungsrechnungen kostenlos beziehbar. *AUSTAL2000* wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes vom Ingenieurbüro Janicke, Dunum, entwickelt und ist die Umsetzung der TA Luft vom 24.07.2002, Anhang 3 [TA LUFT, 2002]. Das *AUSTAL2000* zugrunde liegende Modell ist in der VDI-Richtlinie 3495, Blatt 3 [JANICKE, 2003] beschrieben. Ebenda sind auch die Grundlagen der Entwicklung von *AUSTAL2000* sowie dessen Funktionsweise nachzulesen.¹²

In *URBS* wird ausschließlich mit Zeitreihen von Schadstoffemissionen bei gegebenen meteorologischen Bedingungen gerechnet. Dazu werden zunächst das Rechengitter und die Ausbreitungsbedingungen definiert. Die meteorologische Grundlage bilden die in Anhang C (S. 145) beschriebenen so genannten *AKTerm*-Zeitreihen des Deutschen Wetterdienstes (DWD), die für fast alle DWD-Messstationen verfügbar sind. Dort sind neben Windgeschwindigkeiten und -richtungen die Ausbreitungsbedingungen nach Klug/Manier und die Mischungsschichthöhen angegeben. Diese Informationen werden von *AUSTAL2000* in eine Zeitreihe aus Windvektor \vec{u} und Monin-Obukow-Länge L_M umgerechnet. Gemeinsam mit einem digitalen Geländemodell, das bei zuständigen Landesvermessungsämtern in verschiedenen Rasterweiten erhältlich ist, sowie unter Verwendung der *CORINE land cover*-Datenbank¹³ (vgl. [EU-KOMMISSION, 1992]) wird ein effektives Windfeld erstellt. Dazu bedient sich *AUSTAL2000* eines mesoskaligen diagnostischen Windfeldmodells, *TALdiames*, das zu dem vorgegebenen Anström- und Geländeprofil ein divergenzfreies Windfeld berechnet, in dem auch das logarithmische Höhenprofil der Prandtl-Schicht modelliert wird. Die *CORINE*-Datenbank liefert die Informationen über die Oberflächenrauigkeit für das Rechengitter und das digitale

¹¹PM = particle matter bzw. Feinstaub.

¹²Mit dem Verweis auf die Dokumentation [JANICKE, 2003] wird auf eine detailliertere Beschreibung von *AUSTAL2000* verzichtet.

¹³*CORINE* = **C**oordination of **i**nformation on the **e**nvironment.

Geländemodell die Variationen der Geländehöhen [JANICKE, 2003].

Die Emissionszeitreihen ergeben sich aus den Lastgängen der einzelnen Energieversorgungstechniken, die mit dem Energietechnikmodul für die RES und die OES berechnet wurden (s. Abschn. 2.2.3, S. 12). Unter Verwendung der im Stadtentwicklungsmodul gesammelten Informationen über Standorte von einzelnen Heiz-, Heizkraft- und Kraftwerken sowie der im Stadtentwicklungsmodul erstellten Karten des Endenergieverbrauchs wird eine räumliche Verteilung der Emissionsquellen im Untersuchungsgebiet vorgenommen. Die Schadstoffquellen werden als *Punktquellen* behandelt. Bei der Einbeziehung der verkehrsbedingten Schadstoffemissionen in die Untersuchungen sind Straßenzüge entsprechend des Verkehrsaufkommens als *Linienquellen* zu definieren. Letztlich kann ein Raster von Beobachtungspunkten (auch Auf- oder Monitorpunkte genannt) vorgegeben werden.

Mit diesen Definitionen und Festlegungen werden nun für die verschiedenen Schadstoffe Ausbreitungsrechnungen durchgeführt. Je nach Schadstoff werden verschiedene Transmissions-, Depositions- und Sedimentationsprozesse einbezogen. Als Ergebnis werden in Abhängigkeit der Schadstoffe folgende Mittelwerte ausgegeben: Für das gesamte Rechengitter werden für jede Gitterzelle Jahresmittel der Konzentration bzw. Deposition, maximale Tages- und Stundenmittel mit einer Anzahl an Überschreitungen sowie maximale Stunden- und Tagesmittelwerte errechnet. Angegeben werden in diesen Fällen jeweils die Zusatzbelastungen. Die Konzentrationsangaben gelten für die bodennahe Luft und damit für eine Höhe von etwa 1.5 m über Grund (ü. Gr.). Wenn möglich, werden statistische Unsicherheiten prozentual angegeben.

Für die definierten Monitorpunkte werden Zeitreihen der Belastung berechnet, insofern Kurzzeit-Immissionswerte existieren [JANICKE, 2003].

Zur Auswertung der Ausbreitungsrechnungen werden Darstellungen der Immissionsbelastungen herangezogen. Die berechneten Jahresmittelwerte der Konzentrationen werden zur Auswertung mit den in [TA LUFT, 2002] angegebenen Immissionsgrenzwerten „[...] zum Schutz der menschlichen Gesundheit“ verglichen. Eine weitere Möglichkeit bietet z. B. die Belastung pro Einwohner. Es ist zu beachten, dass ausschließlich die Zusatzbelastungen innerhalb des Untersuchungsgebiets in die Auswertung eingehen.

2.3 Anwendungsdurchlauf von *URBS*

Nach der methodischen Einführung wird ein Durchlauf der Methode *URBS* verfolgt. Abb. 2.7 gibt einen Überblick über einen Anwendungsdurchlauf.

Wie Abb. 2.7 zeigt, wird vom vorhandenen Energiesystem der zu untersuchenden Stadt ausgegangen. Die Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls und die Einbeziehung der Indikatoren der Stadtentwicklung führt zu einer Abbildung der Ist-Struktur der Stadtentwicklung und des Energiesystems. Im nächsten Schritt wird das Energietechnikmodul angewendet, um das RES abzubilden und zu simulieren. Die zweite Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls mit den zahlreichen Annahmen über zukünftige Stadtentwicklungsindikatoren liefert Projektionen der Stadtentwicklung, woraus kumulierte Endenergienachfragen abgeleitet werden. Mit Annahmen zur Entwicklung zeitlich hoch aufgelöster Endenergielastgänge werden durch die Anwendung des Energienachfragemoduls Lastgänge für die verschiedenen Endenergien projiziert. Diese wiederum sind die Basis für die erneute Anwendung des Energietechnikmoduls. Auch hier sind Annahmen über die zukünftigen Entwicklungen von Energieversorgungstechniken erforderlich. Hierdurch werden Szenarios für die OES definiert, die durch die Anwendung

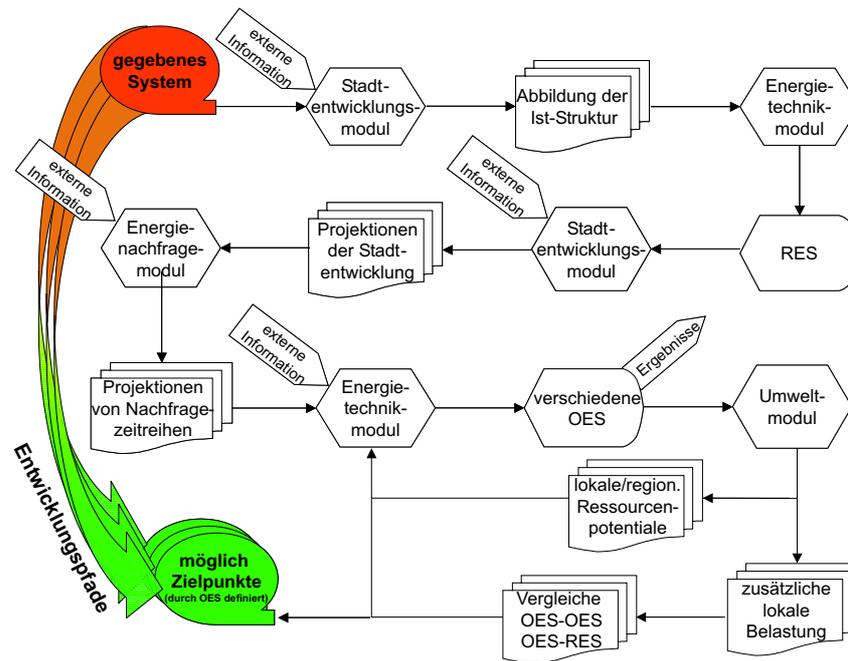


Abbildung 2.7: Graphischer Überblick eines Anwendungsdurchlaufs der Methode URBS.

des Energietechnikmoduls optimiert werden. Die OES selbst werden als Ergebnisse ausgekoppelt.

Bevor abschließende Aussagen über nachhaltige Entwicklungen von Energiesystemen getroffen werden können, wird in einem nächsten Schritt das Umweltmodul angewandt. Die Abschätzung der Potentiale lokal/regional beschränkter Energieträger liefert Randbedingungen für die Definition der OES. Ist ein Energieträger lokal/regional nur begrenzt vorhanden und stellt dieser zugleich kein Transportgut dar, so muss der Einsatz dieses Energieträgers in der Definition der OES-Szenarios durch die Formulierung entsprechender Nebenbedingungen begrenzt werden.

Die zweite Aufgabe des Umweltmoduls ist die Betrachtung der Ausbreitungen energiebedingter Luftschadstoffemissionen im Stadtgebiet. Die Ergebnisse der Ausbreitungsrechnungen sind neben den Optimierungsergebnissen ein zusätzliches Vergleichskriterium, um die OES miteinander und mit dem RES zu vergleichen.

Durch die Anwendung des Umweltmoduls werden Anforderungen an die OES gestellt, die in einem ersten Definitons- und Optimierungsprozess der OES eventuell nicht enthalten waren. Nach der Umweltmodul-Anwendung sind also weitere Iterationen nötig, um zu zukunftsfähigen OES zu gelangen.

Nach einer Reihe von Iterationen werden schließlich mögliche *Zielpunkte* für die Entwicklung des urbanen Energiesystems gewonnen, die durch die OES beschrieben werden. Die Zielpunkte erlauben die Identifikation von *Entwicklungspfaden* vom vorhandenen Energiesystem hin zu diesen Zielpunkten. Werden diese Entwicklungspfade aufgezeigt, ist es von entscheidender Bedeutung, alle im Anwendungsverlauf von URBS getroffenen Annahmen als Rahmen für einen bestimmten Entwicklungspfad zu verdeut-

lichen. Nur so können verschiedene Entwicklungspfade als Handlungsoptionen richtig interpretiert und eingeschätzt werden.

Abschließend gilt es, alle Annahmen, die während eines Durchlaufs von *URBS* getroffen werden, auf Konsistenz zu überprüfen. Nur dann lassen sich prinzipiell realistische Entwicklungspfade ermitteln.

2.4 Einsatzfelder von *URBS*

Den Abschluss des einleitenden Kapitels bildet ein Überblick über die Einsatzmöglichkeiten von *URBS*. Das ist aufgrund des starken Praxisbezugs von *URBS* bedeutsam. Grundsätzlich lassen sich zwei Einsatzfelder für *URBS* nennen: Das erste ist der Bereich *Modellierung und Planung*, das zweite ist der Bereich *Monitoring*.

Im ersten Einsatzfeld *Modellierung und Planung* wird mit *URBS* ein urbanes Energiesystem abgebildet und modelliert. Entwicklungsplanung bedeutet, für ein urbanes Energiesystem Entwicklungspfade abzuleiten, mit denen die angestrebten Veränderungen hin zu einem nachhaltigen Energiesystem erreicht werden können. Mit diesem Einsatzfeld wendet sich *URBS* insbesondere an Entscheidungsträger auf verschiedenen politischen und planerischen Ebenen.

Das zweite Einsatzfeld *Monitoring* hebt nach der Modellierungs- und Planungsphase auf die zweite Phase eines Entwicklungsprozesses ab. Mit *URBS* können geplante und ablaufende Entwicklungen begleitet und überwacht werden.

Nachdem Entwicklungspfade identifiziert und erste Maßnahmen zur Umsetzung eingeleitet wurden, bietet *URBS* den Entscheidungsträgern und den die Entwicklung begleitenden Behörden und Büros die Möglichkeit des Monitorings: Stadtentwicklungsindikatoren sind zu aktualisieren; neue, sich abzeichnende Trends im Nachfrage- und Versorgungsbereich können einbezogen und weitergehende Potentialstudien durchgeführt werden. Mit einer verbesserten und aktualisierten Datengrundlage können Fragen beantwortet werden, die sich im Laufe eines zu steuernden Prozesses abzeichnen. Solche Fragen sind z. B.:

- Folgt die Entwicklung dem gewünschten Pfad?
- Haben sich Randbedingungen wie Entwicklungsindikatoren oder Parameter von Energieversorgungstechniken anders als angenommen verändert?
- Ist der gewählte Pfad dadurch noch sinnvoll oder müssen neue Entwicklungspfade gefunden werden?

Die Beschreibung der beiden Einsatzfelder zeigt, dass nach der ersten Anwendung von *URBS* die Datenpflege und -aktualisierung in den Vordergrund tritt. Daran anschließend sind alle Annahmen erneut auf Konsistenz zueinander zu überprüfen und die Rechnungen in einem neuen Iterationsprozess zu wiederholen. Schließlich ist es möglich, Entwicklungen urbaner Energiesysteme zu planen und in deren Umsetzung zu begleiten.

Kapitel 3

Anwendung von *URBS*

Der Einführung der methodischen Grundlagen von *URBS* folgt die Anwendung am Beispiel Augsburg.

Nach einigen allgemeinen Vorbemerkungen in Abschnitt 3.1 und der Vorstellung der grundlegenden Annahmen in Abschnitt 3.2, die in diesem Fallbeispiel konsistent zugrunde liegen, wird in Abschnitt 3.3 die vorhandene Struktur der Stadt Augsburg mit dem Stadtentwicklungsmodul abgebildet. In diesem Abschnitt werden auch die RES simuliert.

Daran schließen sich Zukunftsprojektionen der Stadtentwicklung in Abschnitt 3.4 an, aus denen die zeitlich hoch aufgelösten Endenergienachfragen abgeleitet werden. In Abschnitt 3.5 werden die Potentiale der lokal/regional beschränkten Energieressourcen abgeschätzt. In Abschnitt 3.6 werden die Szenarios der optimierten, zukünftigen Energieversorgung für Augsburg behandelt. Anschließend werden die Ergebnisse diskutiert und bezüglich der Umweltauswirkungen in Abschnitt 3.7 analysiert. In diesem Abschnitt werden auch die OES einander gegenübergestellt sowie mit dem RES verglichen.

3.1 Allgemeine Vorbemerkungen

Als erstes ist festzuhalten, dass die Anwendung von *URBS* auf die Stadt Augsburg als erste Fallstudie ausschließlich den immobilen Teil des Energiesektors untersucht. Dort wiederum wird die industrielle Eigenproduktion an Prozesswärme nicht berücksichtigt. Der Verkehrssektor bleibt außen vor und wird im Rahmen der anschließenden Anwendung von *URBS* nicht einbezogen.¹

Bei der Erstellung der Ist-Analyse der Stadtentwicklung und des Energiesystems von Augsburg stellte sich das Problem, dass bisher keine institutionalisierte Stelle existiert, durch die die benötigten Informationen, Statistiken und Datenbanken über die Indikatoren der Stadtentwicklung und über das Energiesystem zentral zusammengetragen wurden. Vielmehr mussten die benötigten Daten von verschiedenen städtischen und staatlichen Ämtern, von Kammern sowie von Wirtschaftsunternehmen erbeten werden. Zwar gab es eine ausgeprägte Kooperationsbereitschaft, was aber nicht verhindern konnte,

¹Grundsätzlich steht in der Methode *URBS* nichts dagegen, neben dem immobilen Energiesektor auch den mobilen Energiesektor, also den Verkehr, einzubeziehen. Gerade bei integralen Systemstudien wird es in Zukunft nötig sein, den Güter- und Personenverkehr in einer ganzheitlichen Untersuchung zu berücksichtigen. In einer Weiterentwicklung von *URBS* wird die Implementierung des Verkehrssektors eine wichtige Aufgabe sein (vgl. dazu auch Kapitel 4, S. 131).

dass sich durch die Verwendung verschiedener Datenquellen einige Probleme auftun. Offensichtlich sind Inkonsistenzen zwischen Statistiken verschiedener Einrichtungen und die Verfügbarkeit unterschiedlicher Informationen für verschiedene Zeiträume. Auch waren einige Daten gar nicht zugänglich.

Verschärft wird dies dadurch, dass der letzte Zensus, bei dem alle wichtigen Indikatoren der Stadtentwicklung letztmals gemeinsam erhoben wurden, 1987 durchgeführt wurde. Seitdem wurden verschiedene Daten nur noch zentral von städtischen oder staatlichen Ämtern im jährlichen Turnus fortgeschrieben. Es ist bekannt, dass Fortschreibungen „[...] mit zunehmendem zeitlichen Abstand von der zugrunde liegenden Zählung Abweichungen aufweisen [...]“ [DESTATIS, 1985]. Zudem können und dürfen einige Merkmale nicht registriert und mithin nicht fortgeschrieben oder nicht abgeglichen werden [LANGE, 1991].

In Abschnitt 2.2.3.2 (S. 18) wurde auf den Problembereich *Kosten für Bau und Betrieb von Energieversorgungsanlagen* hingewiesen. Dass Kosten in aller Regel von im Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht oder nur unvollständig veröffentlicht werden, ist ein Problem bei der Abbildung des RES. Als wesentlich schwieriger gestaltet sich die Abschätzung zukünftiger Kosten. Gerade für fossile Brennstoffe muss nur an die auf kurzen Zeitskalen zu beobachtenden Schwankungen des Rohölpreises erinnert werden. Die Frage nach zukünftigen Kosten beantwortet sich weitaus schwieriger, zumal wenn über noch nicht marktreife Technologien gesprochen wird. Zwar ist anzunehmen, dass etwa die Photovoltaik oder die Brennstoffzellentechnologie neben weiteren technischen Fortschritten auch (weitere) Kostenreduktionen durch Lerneffekte o. ä. erfahren werden. Aber bis wann und in welchem Ausmaß sich diese Effekte zeigen, ist nicht einfach zu prognostizieren und hängt von verschiedenen Faktoren ab (vgl. Anhang D, S. 157).

Diese kurze Vorbemerkung verdeutlicht, mit welchen externen Unsicherheiten die Analyse des Augsburger Energiesystems mit *URBS* behaftet ist. Dennoch werden Ergebnisse produziert, die zu einem Erkenntnisgewinn für die Planung der zukünftigen Entwicklung des Augsburger Energiesystems führen.

Zu betonen ist nochmals, dass diese Ergebnisse streng durch die eingehenden Parameter und Annahmen determiniert sind und vor diesem Hintergrund interpretiert werden müssen.

3.2 Grundlegende Annahmen

Bevor in den Abschnitten 3.3 bis 3.6 alle speziell getroffenen Annahmen diskutiert werden, werden in diesem Abschnitt einige wichtige, grundlegende Annahmen vorgestellt.

Die erste Annahme betrifft die Abgrenzung des Untersuchungsgebietes:

In Abb. 3.1 ist die Stadt Augsburg unterteilt in 42 Stadtbezirke dargestellt (wobei der Stadtbezirk 39 bisher nicht vergeben ist).

Grob stellt diese Karte das Untersuchungsgebiet dar. Gemäß der Maßgabe zur Definition des Untersuchungsgebietes in Abschnitt 2.2.1 (S.7) wird für die Fallstudie Augsburg das zu betrachtende Gebiet etwas weiter eingeschränkt. Letztlich werden nur die Stadtbezirke betrachtet, die traditionell und nach der Datenlage des Abrechnungszeitraumes 2000/01 durch die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH mit Elektrizität, Fernwärme

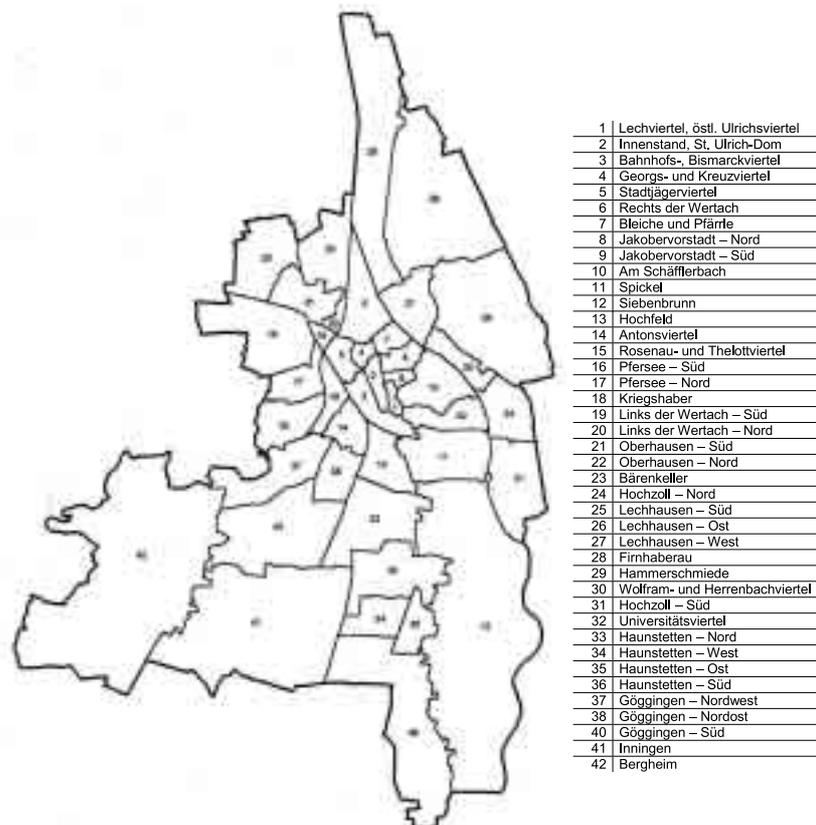


Abbildung 3.1: Umrisskarte der Stadt Augsburg mit der Unterteilung in 42 Stadtbezirke (Stadtbezirk 39 ist bisher nicht vergeben worden).
Nach [STA, 1998].

und Gas versorgt wurden. Durch diese Einschränkung fallen in der Elektrizitätsversorgung die Stadtbezirke 40, 41 und 42 fast ganz aus der Betrachtung. Die Stadtbezirke 37 und 38 werden in der Elektrizitätsversorgung weitgehend nicht berücksichtigt. Bei diesen Bezirken handelt es sich um das traditionelle Versorgungsgebiet der Lechwerke AG (LEW). Im Rahmen der Versorgung mit Niedertemperaturwärme hingegen werden alle Stadtbezirke einbezogen.

Folglich bezieht sich die Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls auf die gesamte Stadt und wird nur bei der Betrachtung der Elektrizität in der vorgegebenen Weise eingeschränkt.

3.2.1 Annahmen zum Stadtentwicklungsmodul

Wie zuvor dargelegt, liegen nicht alle nötigen Informationen über die verschiedenen Indikatoren der Stadtentwicklung für den selben Zeitraum vor. Beispielsweise sind die Informationen über Einwohner und Wohnfläche in den einzelnen statistischen Blöcken in Augsburg für die Jahre 1987 und 2001 vorhanden, während die räumlich aufgelösten

Nachfragen an Elektrizität, Fernwärme und Erdgas nur für den Zeitraum 2000/01 verfügbar sind. Das erfordert das Zusammenziehen der Daten in einem Referenzzeitraum. Im Stadtentwicklungsmodul werden zur Analyse der Ist-Struktur der Stadt Augsburg alle Informationen der Indikatoren *Einwohner*, *Erwerbsstruktur*, *Wohnraum* und *Energiestruktur*, unterteilt in *Elektrizität* und *Niedertemperaturwärme* herangezogen, die für den Zeitraum zwischen 1997 und 2001 vorliegen.

Für einzelne Indikatoren existieren Zeitreihen über deren Entwicklung in der jüngeren Vergangenheit. Hieraus wird im Folgenden ein bisheriger Entwicklungstrend abgeleitet, der in Abschnitt 3.4 (S. 73) in die Zukunft extrapoliert wird. Im Wesentlichen werden drei mathematische Beschreibungen eingesetzt, um die Trends zu beschreiben:

- lineare Veränderungen

$$f(t) = \gamma \cdot t + y_0 \quad (3.1)$$

mit γ als Geradensteigung und y_0 als y -Achsenabschnitt,

- exponentielle Veränderungen

$$f(t) = f_0 \cdot p^n \quad (3.2)$$

mit f_0 als Ausgangswert, p als Prozentwert und n als Exponent (hier: Jahre),

- sigmoidale Sättigung

$$f(t) = A_2 + \frac{A_1 - A_2}{1 + \exp\left\{\frac{V_{50}-t}{S}\right\}} \quad (3.3)$$

mit A_1 und A_2 als obere und untere Schranke, V_{50} als Symmetrie- oder Wendepunkt und S , mit $S < 0$, als Sättigungsrate.

Bei der Trendextrapolation in die Zukunft wird die mathematische Beschreibung modifiziert, so dass sich drei Projektionsszenarios ergeben (vgl. Abschnitt 2.2.1, S. 7). Dazu werden die Geradensteigung γ , der Prozentwert p der Exponentialfunktion und die Parameter A_1 , A_2 , V_{50} und S der Sättigungsfunktion entsprechend variiert.

Für andere Indikatoren sind keine historischen Entwicklungen verfügbar. In diesen Fällen wird die Literatur herangezogen, um Indikatoren in die Zukunft zu projizieren. Dazu wird ebenso aus den drei mathematischen Beschreibungen eine geeignete gewählt.

Alle Extrapolationen haben das Zieljahr 2025. In dieser Zeit findet im Mittel ein Renovierungszyklus für Heizungssysteme statt, der 15 bis 20 Jahre umfasst, sowie etwa ein halber Renovierungszyklus für Gebäude (ganzer Zyklus: 55 Jahre) im Bestand der alten Bundesländer [KLEEMANN et al., 2000]. Wird zudem von einem Annuitätszeitraum von 20 Jahren ausgegangen, sind in diesem Zeitraum alle Investitionen für Erzeugungsanlagen seit dem Referenzjahr abgeschrieben.

Als Stützjahr wird 2015 gewählt. Alle Trends werden von dem Ist-Zustand bis zu diesem Jahr extrapoliert und können in der weiteren Extrapolation von 2015 bis zum Zieljahr 2025 modifiziert werden.

3.2.2 Annahmen zum Endenergienachfragemodul

Bei der Modellierung der Energienachfrage wird auf die Zeitreihe eines Jahres zurückgegriffen, ohne dass Wetter- und Witterungseinflüsse bereinigt werden. Genau diese Zeitreihenstruktur wird bei der Generierung der Zeitreihen für Stütz- und Zieljahre im Energienachfragemodul beibehalten. Auf diese Weise werden die spezifischen Einflüsse eines realen Jahresverlaufs berücksichtigt. Die Kopplung von Witterung, Endenergieverbrauch und Umweltbedingungen wird nicht herausgemittelt und die verschiedenen Jahreszeitreihen können später miteinander verglichen werden.

3.2.3 Annahmen zum Energietechnikmodul

Bereits in den Abschnitten 2.2.3.2 (S. 18) und 3.1 (S. 27) wurde das Problem der Kosten angesprochen. An dieser Stelle sei nochmals auf die Unsicherheiten hingewiesen, die die Annahmen zu den Kosten enthalten. Welche Kostenannahmen letztlich verwendet und wie diese bestimmt werden, welchen Einschränkungen sie unterliegen usf., wird ausführlich in Anhang D (S. 157) erläutert.

Grundlegend für die Erstellung der RES und OES sind die Szenarios, die eine Eingabe für den Optimierungsprozess bilden. In diesen Szenarios werden wie in Abb. 2.4 (S. 17) die einzelnen Netze, Energieversorgungstechniken und Verbräuche zu einem Energiesystem zusammengefasst. Wie in Abschnitt 2.2.3.1 (S. 13) erklärt, werden einzelne Techniken durch die Verwendung von Prototypen modelliert (vgl. auch Anhang B, S. 141).

Da aufgrund der Vielzahl der einzelnen Energieversorgungsanlagen nicht jede einzelne Anlage zur Energieversorgung für sich abgebildet werden kann, werden Anlagen mit einer Reihe gleicher Eigenschaften zu einer Gruppe zusammengefasst. Beispielsweise werden alle heizölbefeuerten Hausbrandtechniken, die in einem bestimmten Zeitraum in Betrieb genommen wurden, unabhängig von der installierten Leistung, gruppiert. Einzelne abgebildet werden einige größere Anlagen mit einer Leistung von mehreren zehn MW, wie sie z. B. im Fernwärmenetz betrieben werden.

3.2.4 Annahmen zum Umweltmodul

3.2.4.1 Annahmen zur Potentialabschätzung lokal/regional begrenzter Energieträger

Die erste grundlegende Annahme bezüglich der Potentialabschätzung lokal/regional begrenzter Energieträger betrifft die Auswahl der Energieträger, die in diese Kategorie eingeordnet werden. In der vorliegenden Fallstudie für Augsburg sind dies ausschließlich regenerative Energieträger: *Solarenergie* (elektrische und thermische Nutzung), oberflächennahe *Geothermie* (thermische Nutzung) sowie die Energiegewinnung aus *Biomasse* (elektrische und thermische Nutzung). Allen anderen, vornehmlich fossilen Energieträgern, wird keine lokale/regionale Begrenzung unterstellt.

Als zweite Grundannahme wird ein nicht einheitliches Erhebungsgebiet für die Abschätzung der einzelnen Energieträger für Augsburg angesetzt. Dies hat zwei Gründe:

1.) Verschiedene Energieträger wie die aktiv-thermische Nutzung der Sonnenstrahlung sind **lokal** begrenzt, andere Energieträger wie die Windenergienutzung haben eher eine **regionale** Bedeutung. Dies lässt sich schon aus dem Flächenbedarf **einer** Anlage

ableiten. Bei einem Solarkollektor sind es wenige m^2 , bei einer Windenergieanlage sind es mehrere 100 m^2 .

2.) Ein eher pragmatischer Grund ist die vorhandene Datenlage. Das Erhebungsgebiet, für das die relevanten Informationen vorliegen, aus denen das Potential der unterschiedlichen lokal/regional begrenzten Energieträger abgeleitet wird, ist in einigen Fällen uneinheitlich.

3.2.4.2 Annahmen zur Dispersion von Luftschadstoffen

Grundsätzlich werden die drei Luftschadstoffgruppen NO_2 , SO_2 und PM (in verschiedenen Partikelgrößen) und deren Dispersion im Stadtgebiet berücksichtigt. In der Ausbreitungsrechnung werden jeweils die energiebedingten Zusatzbelastungen der Schadstoffe betrachtet. Hingegen gehen z. B. verkehrsbedingte Initialbelastungen nicht in die Rechnungen ein.

Das Stadtgebiet wird durch ein Rechengitter definiert. Es handelt sich dabei um Gitter von 250 Zellen in West-Ost- (x -Achse oder Rechtswert) und 300 Zellen in Nord-Süd-Richtung (y -Achse oder Hochwert) mit einem Gitterabstand von je 50 m. Damit ergibt sich ein Rechengitter von $[12.5 \times 15] \text{ km}^2 = 187.5 \text{ km}^2$. Der Koordinatenmittelpunkt liegt bei den Gauß-Krüger-Koordinaten (4417.050 | 5360.350). In Abb. 3.2 ist die Karte der einzelnen statistischen Blöcke der Stadt Augsburg dargestellt. Die roten Pfeile des Koordinatensystems kreuzen sich im Koordinatenursprung. Das rote Rechteck umfasst das Rechengitter, also den Teil des Stadtgebietes, der im Rechengitter enthalten ist. Das grüne Kreissymbol im Nordosten (relative Koordinaten: (2900 | 6600) m) markiert die Position des Anemometers am Standort Flughafen Augsburg-Mühlhausen. Am Anemometerstandort wurden die AKTerm-Datenreihen des DWD aufgenommen (vgl. Anhang C.2, S. 146). Diese AKTerm-Datenreihen liegen für denselben Zeitraum vor, aus dem auch die Nachfragezeitreihen des Energienachfragemoduls bzw. Energietechnikmoduls entstammen. Auf diese Weise gelten für Energienachfragemodul, Energietechnikmodul und Umweltmodul **identische** Witterungsbedingungen und Wetterabläufe.

Die verwendete relative Jahreshäufigkeitsverteilung der Windrichtungen ist in Abb. 3.3 zur Anschauung abgebildet.

Neben dem mittleren Wert der Oberflächen aus dem CORINE-Raster wird für das 18750 ha umfassende Rechengitter ein Geländemodell hinzugezogen. Die Basis dieses Geländemodells ist das *digitale Geländemodell* (DGM) des Bayerischen Landesvermessungsamtes. Hierin werden für jede der 75 000 Gitterzellen Geländehöhen angegeben, mit deren Hilfe das Windfeldmodell erstellt wird (vgl. Abschnitt 2.2.4.2, S. 22, und Anhang C.3.2, S. 152).

In Abschnitt 2.2.4.2 (S. 23) wurde festgehalten, dass die Ausbreitungsrechnungen ausschließlich mit Zeitreihen gerechnet werden; die Emissionszeitreihen werden aus den Ergebnissen des Energietechnikmodul erstellt. Dazu wird die zu jedem Zeitschritt t_j , mit $j = 1 \dots T$, produzierte Energie $E_i^{\text{supply}}(t_j)$ mit einem anlagenspezifischen Emissionsfaktor $m_i^{\text{pollutant}}$ für den Luftschadstoff *pollutant* multipliziert. Damit ergibt sich die Schadstoffemission $M_i^{\text{pollutant}}(t_j)$ der Technik i zum Zeitpunkt t_j zu

$$M_i^{\text{pollutant}}(t_j) = m_i^{\text{pollutant}} \cdot E_i^{\text{supply}}(t_j) \quad \forall \text{ pollutant}, t_j. \quad (3.4)$$

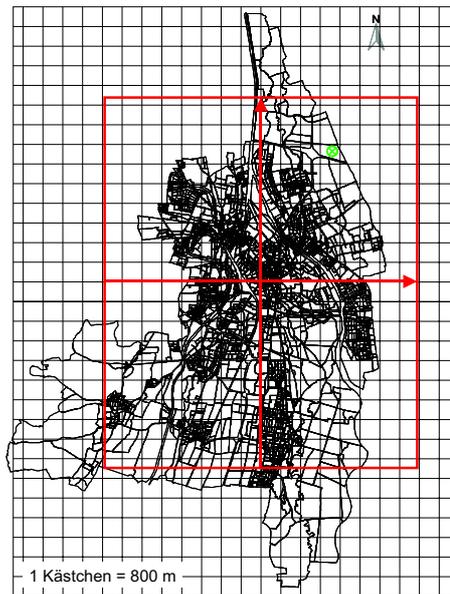


Abbildung 3.2: Karte der statistischen Blöcke der Stadt Augsburg mit einem Hilfsgitter (schwarzes Raster), dem im Rechengitter enthaltenen Stadtbereich (rotes Rechteck), dem relativen Koordinatensystem (rote Achsen) und der Anemometerposition (grünes Kreissymbol). (Karte: [StA, 2002c]).

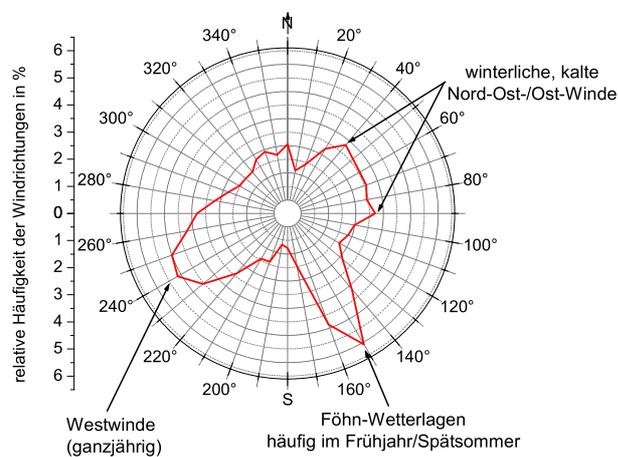


Abbildung 3.3: Verwendete Jahresverteilung der Windrichtungen mit relativen Häufigkeiten der für die Ausbreitungsrechnungen verwendeten AKTerm des DWD (vgl. auch Abb. A.2, S. 139). Nach [DWD, 2002].

Die Emissionsfaktoren sind vom verwendeten Brennstoff und der Technik einer Energieversorgungsanlage abhängig. Beispielsweise hat Gas andere Emissionsfaktoren als Heizöl und einzelne Anlagen können mit unterschiedlichen Entschwefelungs-, Denox- und Staubfiltereinrichtungen ausgestattet sein. Um dies hinreichend zu berücksichtigen werden die Emissionsfaktoren für die einzelnen Anlagen und Anlagengruppen, die im Energietechnikmodul abgebildet sind, von Referenzanlagen aus der GEMIS-Datenbank, Version 4.13, Mai 2003, entnommen (vgl. [ÖKO-INSITUT, 2003] und Anhang C.1, S. 145).

3.3 Abbildung der Ist-Struktur Augsburgs

3.3.1 Stadtentwicklung und kumulierte Endenergienachfrage

Die Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls zur Abbildung des Ist-Zustandes der Stadtentwicklung und des Referenzenergiesystems Augsburgs basiert auf den Indikatoren *Bevölkerung*, *Erwerbsstruktur*, *Wohnraum* und *Energieversorgung*. Letztgenannte wird in die Indikatoren *Elektrizität* und *Niedertemperaturwärme* (NT-Wärme) unterteilt.

3.3.1.1 Datenbasis

Als Datenbasis zur Analyse der Indikatoren *Bevölkerung*, *Erwerbsstruktur* und *Wohnraum* dienen die Ergebnisse der Volkszählung 1987 sowie die Fortschreibungen dieser Daten. Diese Daten wurden vom *Amt für Stadtentwicklung und Statistik* der Stadt Augsburg zur Verfügung gestellt. Da die räumliche Auflösung der Volkszählungsergebnisse und der Fortschreibungen nicht immer einheitlich vorliegen, sind teilweise Interpolationen und Skalierungen der Daten nötig, die im Folgenden genau erläutert werden. Neben den Statistiken des städtischen Amtes wurden zusätzliche Sachdaten des *Arbeitsamtes Augsburg* und aus den Berichten der *Industrie- und Handelskammer für Augsburg und Schwaben* (IHK) eingesetzt.

Für die Indikatoren zur *Energieversorgung* werden Statistiken und räumlich hoch aufgelöste Abrechnungslisten² der *Stadtwerke Augsburg Energie GmbH* herangezogen. Weitere Informationsquellen sind die Kehrberichte der *Kaminkehrerinnung Schwaben-Augsburg*.

Die räumliche Abbildung der Ist-Analyse der Stadtentwicklung verwendet eine digitale Karte von Augsburg, die vom *Amt für Stadtentwicklung und Statistik* und vom *Stadtvermessungsamt* erstellt wurde. Einen Überblick über Augsburg mit der Untergliederung in Stadtbezirke bietet Abb. 3.1 (S. 29). Die Stadtbezirke sind in Blöcke unterteilt, die wiederum in Blockseiten gegliedert werden. In der eingesetzten digitalen Blockkarte der Stadt Augsburg sind die *statistischen Blöcke* dargestellt, von denen 40% in kleinere *Baublöcke* unterteilt werden können.

Jeder statistische Block ist durch eine siebenstellige Block-Identitätsnummer eindeutig beschrieben. Auf diese Block-ID wird bei der Verwendung von GIS-Software zur thematischen Darstellung der Indikator-Sachdaten zurückgegriffen.

²Dieser Typus von Datenquellen wird in der Literatur auch mit dem Begriff *Hebedaten* bezeichnet.

3.3.1.2 Bevölkerung

Zwischen 1987 und 2000 (Stand: 03.01.2001) wuchs die Einwohnerzahl Augsburgs von 247 451 auf 272 620 Einwohner (+10.17%) an, was einem jährlichen Zuwachs von +0.75% entspricht. Da während dieser Zeit die Stadtfläche mit ca. 147 km² konstant blieb, stieg die Einwohnerdichte von 1 683 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ auf 1 855 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ an. In Abb. 3.4 sind die Einwohner pro Block für das Jahr 2000 dargestellt.

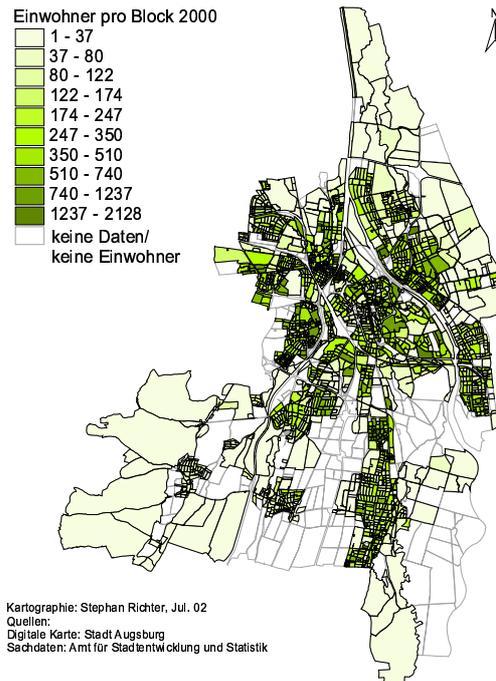


Abbildung 3.4: Einwohner pro statistischem Block 2000 (Stand: 03.01.2001).
 (Kartographie und Quelle: s. Karte).

Der Vergleich der Einwohnerentwicklung von Augsburg mit dem Regierungsbezirk Schwaben, dessen Verwaltungssitz das Oberzentrum Augsburg ist, und mit dem Freistaat Bayern zeigt eine parallele Entwicklung auf. Die Bevölkerungszahl in Schwaben ist im selben Zeitraum um +26.76% bzw. 206 943 Einwohner auf 1 753 477 Einwohner angestiegen; in Bayern umfasste das Wachstum zwischen 1991 und 1999 ca. 1.277 Mio. Einwohner (+11.23%), womit die Einwohnerzahl in Bayern auf 12.155 Mio. anstieg. Dies entspricht einer Zunahme der Einwohnerdichte von je 155 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ auf 175 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ in Schwaben und 172 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ in Bayern [LFS, 2000]; [REG. SCHWABEN, 2003].

Aus Abb. 3.4 lässt sich die Veränderung der Einwohnerzahl über dem radialen Luftlinienabstand zwischen Stadtmittelpunkt und den einzelnen Blöcken für 2000 ermitteln. Der daraus resultierende Graph, in dem nur die Einwohner in den zur Stadt Augsburg gehörenden Blöcken gezählt wurden, ist in Abb. 3.5 aufgetragen. Der Kurvenverlauf zeigt eine deutliche Zunahme der Einwohner ab einem Abstand von mehr als 1 km bis zum Abstand von 4.5 km. Dass der Kurvenverlauf ab hier deutlich flacher wird,

ist auf die in der Abbildung unberücksichtigte Wohnbevölkerung zurückzuführen, die nicht zur Stadt Augsburg gehört. Ab dem Abstand von 3.5 km werden bei der Zählung der Einwohner Bereiche angetroffen, die außerhalb der Stadtgrenzen liegen. Aufgrund dessen können aus Abb. 3.4 keine Aussagen z. B. über Suburbanisierungsprozesse und -grad abgeleitet werden.

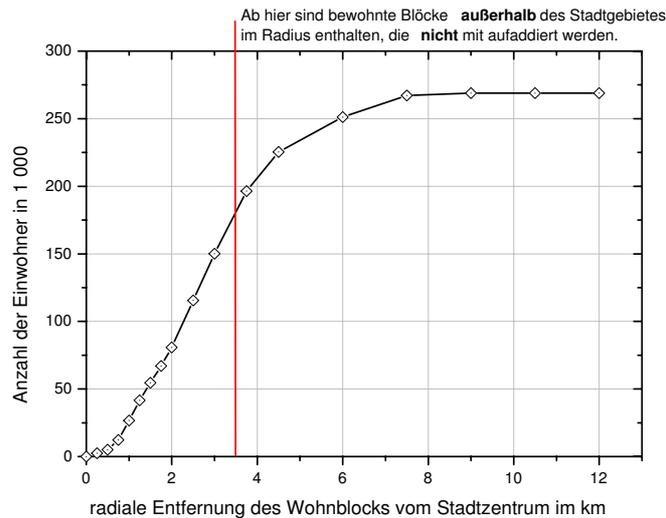


Abbildung 3.5: Verteilung der Einwohner über dem radialen Abstand vom Stadtzentrum für 2000. Nach [AFSS, 2002B].

Abb. 3.6 zeigt die relative Veränderung der Einwohner pro Block bis 2000, bezogen auf 1987. In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Zahl der Blöcke mit grünen Farbtönen, die einen Einwohnerzuwachs kennzeichnen, überwiegen, auch wenn die Fläche der in roten Tönen eingefärbten Blöcke größer ist.

Ferner lassen sich einzelne Stadtbezirke voneinander unterscheiden: In den Stadtbezirken 1, 5, 6, 7, 11, 12, 13, 19, 24, 28 und 30 sind Einwohnerstagnationen oder gar -rückgänge festzustellen. Insbesondere in den neun südwestlichen Bezirken 32 bis 41 ist dagegen tendenziell ein Zuwachs der Bevölkerung zu erkennen.

3.3.1.3 Erwerbsstruktur

Unter dem Indikator *Erwerbsstruktur* werden außer der Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten, gegliedert nach einzelnen Wirtschaftssektoren, weitere ökonomisch relevante Parameter wie die Wirtschaftsleistung der kreisfreien Stadt Augsburg analysiert. Diese Parameter werden durch das Bruttoinlandsprodukt (BIP) oder die Beschäftigtenzahl pro Wirtschaftsleistung etc. beschrieben. Das Ziel dieser Analyse ist, im Weiteren die industrielle/gewerbliche Nachfrage an Elektrizität zu ermitteln. Es gibt eine direkte Kopplung zwischen Wirtschaftswachstum und Energiebedarf. In [JONES, 1992] wird die Kopplung zwischen BIP und Energiebedarf im europäischen Mittel mit 1:1.03 angegeben. Verantwortlich für diese Überproportionalität

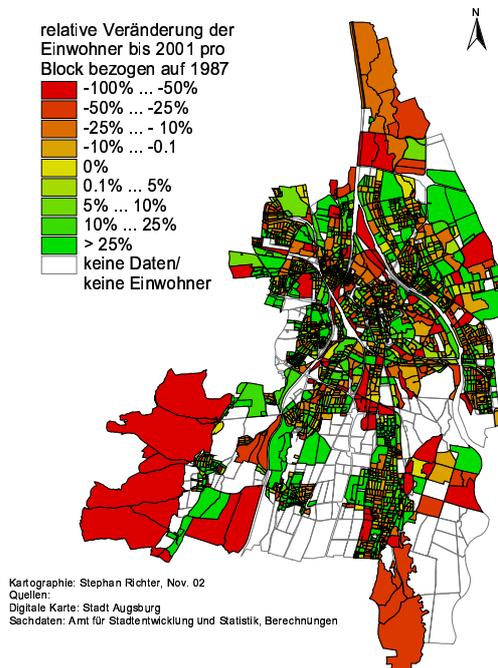


Abbildung 3.6: Relative Veränderungen der Einwohner pro statistischem Block zwischen 1987 und 2000, Basisjahr 1987. (Kartographie und Quelle: s. Karte).

ist hauptsächlich der Zusammenhang zwischen BIP-Wachstum und Elektrizitätsbedarf [EU-KOMMISSION, 2000].

Zur räumlichen Analyse des Indikators Erwerbsstruktur gehört die Unterscheidung zwischen Blöcken mit vornehmlich industrieller/gewerblicher Nutzung und Blöcken, die durch die Nutzung Wohnen geprägt sind.

Beschäftigte Basis für die Analyse der Beschäftigtenzahl sind die Ergebnisse der Arbeitsstättenzählung im Rahmen des 1987er Zensus auf Blockebene. Für 2001 werden die Statistiken des Arbeitsamtes Augsburg (Stand: 30.06.2001) herangezogen, die seit den 1990er Jahren auch offiziell vom Amt für Stadtentwicklung und Statistik der Stadt Augsburg verwendet werden. Diese sind nicht räumlich aufgelöst und keine Fortschreibungen der zuvor z. B. bei der Volkszählung 1987 aufgenommenen Daten. Daraus ergibt sich eine Verwerfung in dieser Statistik: In der Arbeitsstättenzählung von 1987 wurden die sozialversicherungspflichtig Beschäftigten am Arbeitsort gezählt und mit 159 016 angegeben. In der neuen Statistik werden die Beschäftigten nach Wohn- und Arbeitsort getrennt geführt. Die resultierenden Zahlen ergeben sich für Dezember 2001 zu 92 330 Beschäftigten am Wohnort und zu 125 988 am Arbeitsort (Stand: 20. Juni 2001) (vgl. dazu [RICHTER, 2003]).

Diese Verwerfung hat zur Folge, dass keine mathematische Beschreibung der Beschäftigtenentwicklung zwischen 1987 und 2000/01 möglich ist, was wiederum zur Folge hat, dass die Projektionen der Beschäftigtenzahl in Abschnitt 3.4.1.2 (S. 75) keine linearen Extrapolationen sein können.

Tabelle 3.1: Arbeitsstätten und langfristig Beschäftigte am Arbeitsort nach Wirtschaftssektoren 1987. Nach [AFSS, 2002A].

Wirtschaftssektor	Arbeitsstätten		Beschäftigte	
Produktion	2 016	18%	64 402	41%
Handel	3 209	29%	22 865	14%
Dienstleistungen	5 066	45%	40 520	25%
Organisationen	906	8%	31 229	20%

In Abb. 3.7 ist die langfristige Beschäftigtenentwicklung nach sozialversicherungspflichtigen Erwerbspersonen a) der Arbeitsstättenzählungen und deren Einteilung in Wirtschaftszweige, b) am Arbeitsort und die Einteilung nach Wirtschaftszweigen sowie c) am Wohnort und die Einteilung nach Wirtschaftszweigen dargestellt.

Neben der zeitlichen Veränderung mit einem Maximum der Beschäftigtenzahl zu Beginn der letzten Dekade des 20. Jahrhunderts und einen sich bis 1996 anschließendem Rückgang kann in Abb. 3.7 deutlich die Transformation der Beschäftigungsstruktur in den drei Wirtschaftssektoren nachvollzogen werden. Gemäß des Schemas von Fourastié entwickelt sich Augsburg seit etwa 1970 langfristig von einer industriell-sekundär dominierten zu einer durch tertiäre Gewerbe und Dienstleistungen geprägten Stadt und Arbeitswelt (vgl. dazu auch [FOURASTIÉ, 1969]).

Die Auswertung der Arbeitsstätten und Beschäftigtenzahlen nach Wirtschaftssektoren in Tab.3.1 zeigt für 1987 mit fast 65 000 Beschäftigten einen Schwerpunkt im produzierenden Gewerbe. Im Sektor Handel und Dienstleistungen ist mit über 8 200 der Hauptteil der Arbeitsstätten anzutreffen. Im sekundären Sektor sind für 1987 über 32 Beschäftigte pro Arbeitsstätte anzutreffen; im Handel und Dienstleistungssektor sind es etwa acht Beschäftigten pro Arbeitsstätte.

Wirtschaftsleistung Das räumlich abgegrenzte Bruttosozialprodukt Augsburgs, das BIP, wuchs im Wirtschaftsraum der kreisfreien Stadt Augsburg zwischen 1980 und 1998 um mehr als das 2.5fache. Es stieg in Marktpreisen von DEM $7\,169 \cdot 10^6$ (= EUR $3\,665 \cdot 10^6$) auf DEM $18\,966 \cdot 10^6$ (= EUR $9\,697 \cdot 10^6$) an [IHK, 1999]. Dies entspricht einem Wachstum von etwa +5.55% p. a. und liegt damit deutlich über dem Bundesmittel, das zwischen 1990 und 1998 mit +0.9% p. a. angegeben wird [DESTATIS, 2002A]. Ausführlich listet Tab. 3.2 die BIP-Entwicklung in Augsburg auf.

In Abb. 3.8 ist eine Indexdarstellung der BIP-Entwicklung in der kreisfreien Stadt Augsburg zwischen 1980 und 1998 unter Verwendung des über diesen Zeitraum gemittelten jährlichen Wachstums aus Zeile I in Tab. 3.2 dargestellt.

Zusammenhang zwischen Beschäftigtenzahl und Wirtschaftsleistung Ein Zusammenhang zwischen der Zahl der Beschäftigten und der Wirtschaftsleistung lässt sich durch die Bildung des Quotienten aus beiden ableiten. Abb. 3.9 zeigt die zeitliche Entwicklung dieses Quotienten zwischen 1984 und 1998.

Der in Abb. 3.9 eingezeichnete Kurvenverlauf ist gemäß der Sättigungsgleichung 3.3

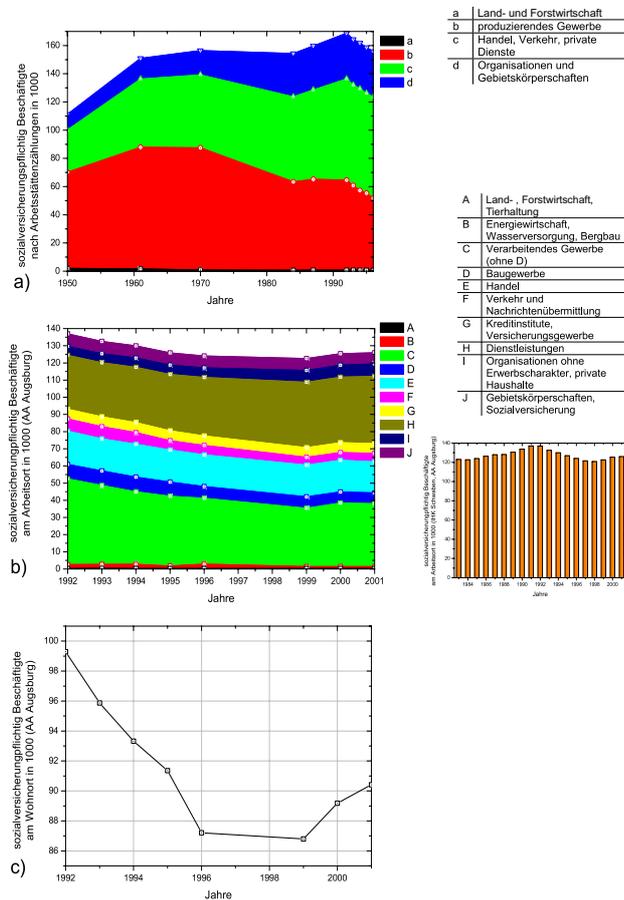


Abbildung 3.7: Langfristige Beschäftigtenentwicklung nach sozialversicherungspflichtigen Erwerbspersonen **a)** gemäß der Arbeitsstättenzählungen und deren Einteilung in Wirtschaftszweige^{†, ‡} **b)** am Arbeitsort, die Einteilung nach Wirtschaftszweigen und die Entwicklung seit 1983 im Überblick (kleines Bild)[‡] sowie **c)** am Wohnort.

Nach **a)** [AFSS, 2002A]; [STA, 1998]; **b)** [AA AUGSBURG, 2002]; [STA, 1998], kleines Bild: [IHK, 1999]; **c)** [STA, 1998].

Anm.:

)[†] Werte 1950, 1961, 1970, 1987 als Ergebnisse der jeweiligen Arbeitsstättenzählung auf heutigen Gebietsstand umgerechnet (inkl. Erwerbstätige in der Landwirtschaft).

)[‡] Werte 1985...1996 rück- bzw. fortgeschrieben auf Basis Arbeitsstättenzählung 1987 mittels der Entwicklung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten.

)[§] Erfasst sind alle Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer und Auszubildende, die nach dem Arbeitsförderungsgesetz krankenversicherungs-, rentenversicherungs- oder beitragspflichtig sind. Nicht enthalten sind Selbständige, mithelfende Familienangehörige und Beamte sowie nicht der Versicherungspflicht unterliegende Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer.

Tabelle 3.2: Entwicklung des BIP der kreisfreien Stadt Augsburg zwischen 1980 und 1998, Indexjahr: 1980 = 1.
Nach [IHK, 1999].

	BIP-Wachstum im Zeitraum 19..			Jahr	BIP in Markt- preisen, in $\cdot 10^6$ EUR	BIP- Index	BIP- Index gerechnet mit Zeile I	BIP- Index gerechnet mit Zeile III bzw. V
	80...98 p. a. gemittelt	in % p. a.						
I	80...98 p. a. gemittelt	in % p. a.	+5.55					
II	80...98 gesamt	in %	+164.55	1980	3 665	1	1	1
III	80...88 p. a. gemittelt	in % p. a.	+5.36	1988	5 566	1.519	1.519	1.541
IV	80...88 gesamt	in %	+51.86	1990	6 402	1.747	1.184	1.717
V	90...98 p. a. gemittelt	in % p. a.	+5.33	1998	9 697	2.646	2.646	2.646
VI	90...98 gesamt	in %	+51.47					

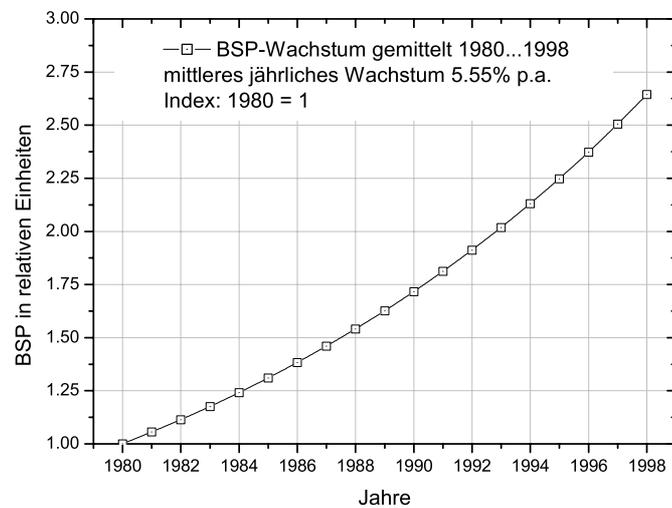


Abbildung 3.8: Zwischen 1980 und 1998 gemittelte Entwicklung des BIP der kreisfreien Stadt Augsburg, Index: 1980 = 1.
 Nach [IHK, 1999].

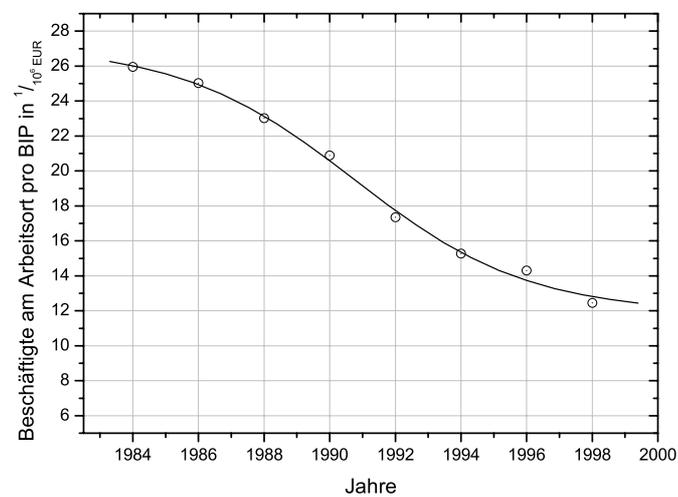


Abbildung 3.9: Zeitliche Entwicklung des Quotienten aus der Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten und dem BIP für die kreisfreie Stadt Augsburg zwischen 1984 und 1998.
 Nach [IHK, 1999]; [StA, 1998].

(S. 30) an die zeitliche Entwicklung des Quotienten angepasst worden. Die dazu einge-

setzten Parameter lauten:

$$\begin{aligned} A_1 &= 27.12668 (\pm 0.91875); \\ A_2 &= 11.87423 (\pm 0.83015); \\ V_{50} &= 1990.75453 (\pm 0.39203); \\ S &= -0.16437 (\pm 0.03016). \end{aligned}$$

Abb. 3.9 und den Parametern der Sättigungsgleichung 3.3 ist zu entnehmen, dass seit 1984 eine Steigerung der Wirtschaftsleistung pro Erwerbsperson um mehr als einen Faktor zwei stattgefunden hat.

Räumliche Trennung von Arbeiten und Wohnen Die funktionale Differenzierung zwischen vornehmlich industriell/gewerblich und den hauptsächlich zum Wohnen genutzten statistischen Blöcken der Stadt Augsburg basiert auf drei Unterscheidungskriterien. Als 1987 eher industriell/gewerblich genutzte Blöcke werden diejenigen Blöcke angenommen, in denen

- i.) in der Volkszählung 1987 mehr Erwerbspersonen als Bewohner gezählt wurden und
- ii.) in denen mehr als 1000 Erwerbspersonen gezählt wurden [AFSS, 2002A].

Daraus ergeben sich für 1987 aus insgesamt 2493 Blöcken 366 Industrie-/Gewerbeblöcke.

Zusätzlich wurde die Definition der Industrie-/Gewerbeblöcke für 2001 um ein drittes Kriterium erweitert. Hierzu wird die Energiestruktur eingesetzt, die in Abschnitt 3.3.1.5 (S. 44) analysiert wird. Die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH unterteilen die Abrechnungsliste für Elektrizität für den Zeitraum 2000/01 in die Gruppen *Tarifkunden* und *Sondertarifkunden* [STAWA, 2002A]. Unter der Bezeichnung der Sondertarifkunden sind im Wesentlichen industrielle und/oder gewerbliche Kunden subsummiert. Als 2001 eher industriell/gewerblich genutzte Blöcke werden demnach diejenigen Blöcke angenommen, in denen

- iii.) gemäß der Abrechnungsliste 2000/01 der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH eine Sondertarifnachfrage an Elektrizität von mehr als $10\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ angegeben ist.

Hierdurch erhöht sich für 2001 die Zahl der Industrie-/Gewerbeblöcke im Vergleich zu 1987 um 19. Unter Beibehaltung der 1987er Einteilung werden im Ist-Zustand der Stadt Augsburg 385 Blöcke als Industrie-/Gewerbeblöcke ausgewiesen. Im Umkehrschluss sind damit 1853 von 2223 bewohnten Blöcken mit der Hauptfunktion *Wohnen* gekennzeichnet. Den restlichen 255 Blöcken wird die Funktion *sonstige Nutzung* zugeordnet. In Abb. 3.10 ist die funktionale Gliederung graphisch dargestellt.

3.3.1.4 Wohnraum

Auf einer Wohnfläche von $8\,093\,117 \text{ m}^2$ lebten 1987 in Augsburg 247 452 Einwohner. In den Ergebnissen des 1987er Zensus sind die Wohnflächen aller statistischen Blöcke aufgeführt [AFSS, 2002A]. Auf Ebene der Stadtbezirke wurden diese Daten für das

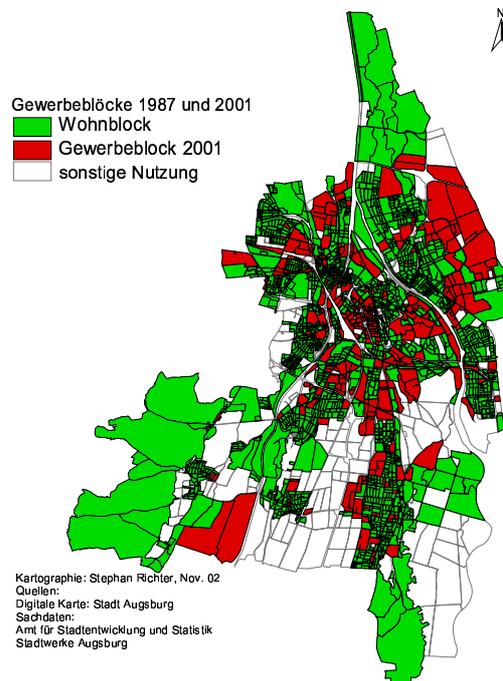


Abbildung 3.10: Funktionale Gliederung der statistischen Blöcke der Stadt Augsburg 1987 und 2001 nach der Hauptnutzung.
 (Kartographie und Quelle: s. Karte).

Jahr 2000 fortgeschrieben. Die Wohnfläche wuchs bis dahin um etwa +22.02% auf $9\,875\,100\text{ m}^2$ an [AFSS, 2002B]. Das entspricht einem Anstieg der pro Kopf-Wohnfläche um +10.75%, von $32.71 \frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$ auf $36.22 \frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$. Augsburg liegt damit unter dem bundesweiten Mittel von $39.3 \frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$ [DESTATIS, 2002B].

Um eine Entwicklung auf Blockebene zu erhalten, mit der in Abschnitt 3.4.1.3 (S. 78) eine lineare Extrapolation ermöglicht wird, muss die Wohnfläche der Stadtbezirke auf die bewohnten Blöcke 2000 skaliert werden. Dazu wird eine normierte Skalierungsmethode verwendet, in der

- i.)* die Wohnflächen der Blöcke eines Stadtbezirks auf die Wohnfläche des Stadtbezirks normiert sind;
- ii.)* die Einwohnerentwicklung eines Blocks zwischen 1987 und 2000 berücksichtigt wird;
- iii.)* die Veränderung der pro Kopf-Wohnfläche in einem Stadtbezirk eingeht;
- iv.)* die Wohnfläche im Jahr 2000 von Null verschieden ist, insofern 2000 eine von Null verschiedene Einwohnerzahl in einem Block angegeben ist, auch wenn der Block 1987 **unbewohnt** war.

In der mathematischen Beschreibung folgt

$$\begin{aligned}
& W_{Block}(2001) \\
& = \begin{cases} \frac{W_{SBZ}(2001)^\dagger \cdot W_{Block}(1987)}{W_{SBZ}(1987)} \cdot \frac{B_{Block}(2001)}{B_{Block}(1987)} \cdot \frac{1}{N} & \forall B_{Block}(1987) > 0 \\ \frac{W_{SBZ}(2001)}{B_{SBZ}(2001)} \cdot B_{Block}(2001) & \forall B_{Block}(1987) = 0, \end{cases} \quad (3.5)
\end{aligned}$$

wobei $W(a)$ die Wohnfläche, $B(a)$ die Bewohnerzahl im Jahr a ausdrückt und die Indizes $Block$ sich auf die Angabe für einen statistischen Block und SBZ auf einen Stadtbezirk beziehen; $W_{Block}(2001)^\dagger$ ist als die *neue* Wohnfläche definiert und dient als reine Rechengröße (vgl. Gl. 3.8).

Der Faktor N in Gl. 3.5 ist der Normierungsfaktor gemäß Punkt *i.*). Es gilt die Nebenbedingung

$$W_{Block}(2001) = \sum_{k=1}^K W_k(2001), \quad (3.6)$$

worin k der Laufindex über alle K Blöcke eines Stadtbezirks ist. Der Normierungsfaktor N bestimmt sich zu

$$N = \frac{\sum_{k=1}^K W_k(1987) \cdot \frac{B_k(2001)}{B_k(1987)}}{W_{SBZ}(1987)}. \quad (3.7)$$

Schließlich resultiert daraus die *neue* Wohnfläche $W_{Block}(2001)^\dagger$ in Gl. 3.6 als reine Rechengröße, die die Normierung aus Gl. 3.7 gewährleistet, wenn in mindestens einem Block der Fall zwei ($B_{Block}(1987) = 0$) eintritt.

$$W_{Block}(2001)^\dagger = W_{SBZ}(2001) - \frac{W_{SBZ}(2001)}{B_{SBZ}(2001)} \cdot \sum_{k=1 \forall B_k(1987)=0}^K B_k(2001) \quad (3.8)$$

Der Forderung *iv.*) wird Genüge geleistet, indem allen Bewohnern eines Blocks im Jahr 2000, in dem 1987 keine Einwohner angeführt sind, die durchschnittliche Wohnfläche von $36.22 \frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$ zugeordnet wird.

Die Ergebnisse dieser Skalierung sind in Abb. 3.11 dargestellt.

3.3.1.5 Energieversorgung

Mit der Energieversorgung steht ein überaus wichtiger Indikator am Schluss der Indikatoranalyse zur Abbildung des Ist-Zustandes der Stadt Augsburg. Im Fokus stehen die Endenergieformen Elektrizität und Niedertemperaturwärme (NT-Wärme). Andere Endenergieformen wie Prozesswärme werden nicht berücksichtigt.³

³Gemäß [DIEKMANN et al., 1997] liegt die Unterscheidung zwischen NT- und Prozesswärme bei der Vorlauftemperatur. Die erstgenannte Endenergie zeichnet sich demnach durch Vorlauftemperaturen von unter 100°C aus.

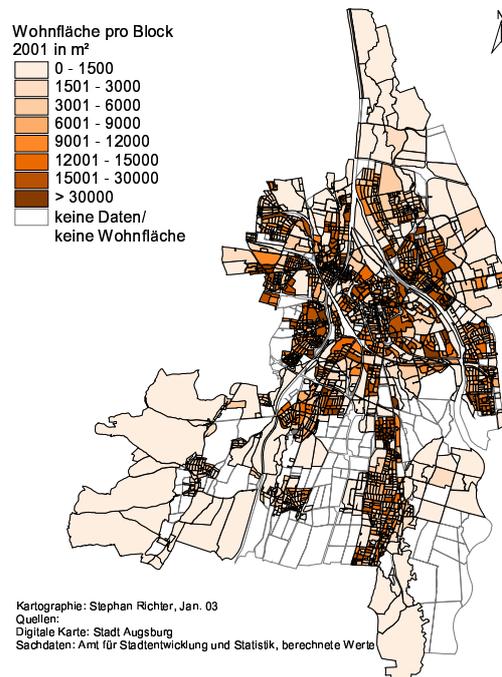


Abbildung 3.11: Berechnete, nominell bewohnte Fläche pro statistischem Block 2000. (Kartographie und Quelle: s. Karte).

Die Abrechnungslisten der Haus- und Wohnungsanschlüsse für Strom, Fernwärme und Gas für den Abrechnungszeitraum 2000/01 der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH sind die Grundlage, um stündlich aufgelöste Lastgänge an Strom und Fernwärme für die Jahre 1997 und 1998 zu erstellen [STAWA, 2002A]; [STAWA, 2000]. Zudem liegen die Gesamtabsätze der Stadtwerke an Elektrizität, Fernwärme und Gas zwischen 1955 und 2003 vor [STAWA, 2002C].

Elektrizität Beginnend mit der Analyse der Elektrizitätsversorgung ist der Absatz an Strom der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001 in Abb. 3.12 abgebildet.⁴ Über den gesamten Zeitraum betrachtet ist eine Verachtfachung (!) des Stromabsatzes bzw. ein Anstieg um über 1.4 TWh auf ca. 1.616 TWh im Jahre 2001 zu sehen. Deutlich erkennbar sind die beiden Ölpreiskrisen 1973/74 und 1981/82. Zu diesen Zeiten sowie ab etwa 1993 sind Phasen mit Absatzrückgängen zu beobachten. Der letzte Abschnitt in den 1990er Jahren korreliert zudem mit einer Phase geringen BIP-Wachstums. Ein deutlicher Absatzzuwachs von +13.75% in nur einem Jahr ist 1999/2000 zu finden. Dieser Anstieg lässt einen Zusammenhang zur Strommarktliberalisierung von 1998 vermuten.

In Abb. 3.13 ist das Verhältnis zwischen Stromabsatz und BIP für die Jahre 1980 bis 1998 aufgetragen.

⁴Die Plandaten für 2002 und 2003 sind nicht abgebildet.

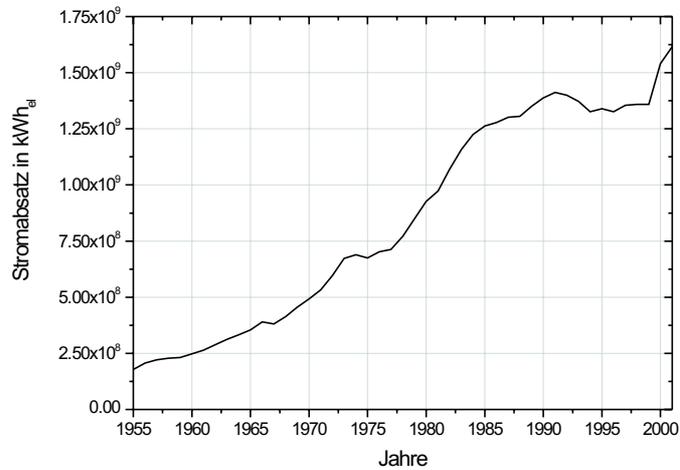


Abbildung 3.12: Entwicklung des Stromabsatzes der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001. Nach [STAWA, 2002c].

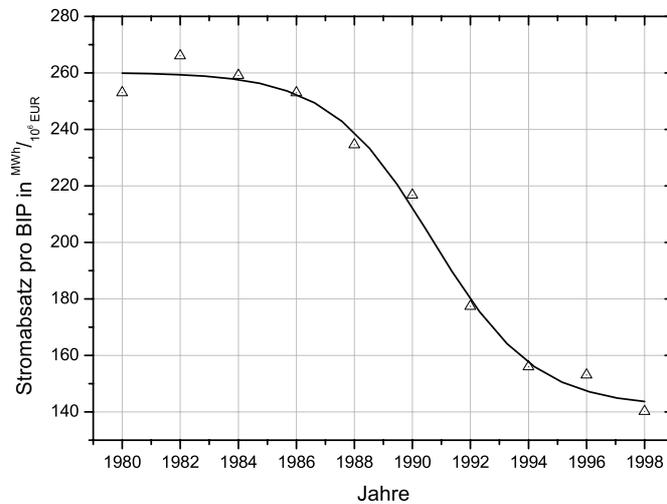


Abbildung 3.13: Entwicklung des Quotienten aus Stromabsatz der Stadtwerke Augsburg und BIP zwischen 1980 und 1998. Nach [STAWA, 2002c]; [IHK, 1999].

Zwischen 1982 und 1998 ist eine monotone Abnahme des Verhältnisses aus Stromabsatz zu BIP nachzuvollziehen; insgesamt halbierte sich der Wert fast und sank von $266 \frac{\text{MWh}}{10^6 \text{EUR}}$ auf $140 \frac{\text{MWh}}{10^6 \text{EUR}}$. Darin kann u. a. eine Folge der wirtschaftlichen Umstrukturi-

rierung von einer durch die Produktion geprägten Struktur hin zu einer vom tertiären Sektor dominierten Struktur gesehen werden. Diese Entwicklung ist konsistent mit der Entwicklung, die schon in Abschnitt 3.3.1.3 (S. 36) festgestellt wurde. Daneben können auch Effizienzsteigerungen in der Industrielandschaft Augsburgs zu der Veränderung des Verhältnisses Elektrizität zu BIP beigetragen haben.

Wie in Abb. 3.13 kann die genannte Entwicklung erneut gut durch eine Sättigungskurve vom Typ der Gl. 3.3 (S. 30) beschrieben werden, deren Parameter lauten:

$$\begin{aligned} A_1 &= 260.21324 (\pm 3.58425); \\ A_2 &= 141.83271 (\pm 5.39420); \\ V_{50} &= 1990.68088 (\pm 0.32940); \\ S &= -0.24615 (\pm 0.04237). \end{aligned}$$

Bis hierher sind die Elektrizitätsabsätze der Stadtwerke Augsburg als eine einzige Größe behandelt worden. In Abschnitt 3.3.1.3 (S. 36) ist auf eine Unterteilung der Abrechnungslisten der Stadtwerke Augsburg in Tarif- und Sondertarifkunden hingewiesen worden. Gemäß [STAWA, 2002A] entfallen im Abrechnungszeitraum 2000/01 32.47% der gesamten Stromlieferungen der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH auf den Bereich der Tarifkunden und 66.87% auf den Bereich der Sondertarifkunden. Die restlichen 0.66% sind nicht genauer adressiert und entfallen auf Bauanschlüsse oder Anschlüsse im öffentlichen Raum wie Lichtzeichenanlagen etc. Im Folgenden wird dieser kleine Anteil vernachlässigt, der Stromverbrauch der Tarifkunden wird als Elektrizitätsbedarf der privaten Haushalte angenommen und derjenige der Sondertarifkunden wird dem industriellen/gewerblichen Bedarf gleichgesetzt. Grob lässt sich also eine Unterteilung der Elektrizitätsnachfrage im Verhältnis eins zu zwei zwischen dem privaten und dem industriell/gewerblichen Sektor ableiten.

Die räumliche Darstellung der einwohnerspezifischen Elektrizitätsnachfrage zeigt Abb. 3.14. Aus der Karte ist zu entnehmen, dass insbesondere in den Stadtbezirken 16, 17, 20, 21, 22, 23 und 28 Einsparpotentiale vorhanden zu sein scheinen, wie der Vergleich mit ähnlich strukturierten Stadtbezirken 24, 31, 33, 34, 35 und 36 zeigt (vgl. dazu auch Abb. 3.1, S. 29 und 3.10, S. 43).

Aus der pro Kopf-Nachfrage und der Verteilung über die einzelnen Blöcke kann das Histogramm in Abb. 3.15 erstellt werden. Aus diesem Histogramm ist $[1\ 200; 2\ 400] \frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$ als typisches Intervall des jährlichen, privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner abzulesen. Der Schwerpunkt der Verteilung liegt bei etwa $1\ 500 \frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$.

Niedertemperaturwärme (NT-Wärme) Trotz der Beschränkung auf die NT-Wärme und der Nichtbetrachtung der Prozesswärme stellt die Analyse der Endenergie *NT-Wärme* ein größeres Problem als die der Endenergieform Elektrizität dar. Ursache ist die in weiten Teilen dezentrale Struktur der Wärmebedarfsbefriedigung. Die Fernwärmeversorgung erreicht in Augsburg zwar einen Anteil von 20% [STAWA, 2002B] und der Einsatz von Gas zur Bedarfsdeckung ist – wie anschließend gezeigt wird – beachtlich. Daneben gibt es einen Anteil der dezentralen Hausbrandtechniken auf Heizöl- oder Festbrennstoffbasis. Außer einer aufwändigen Haushaltsbefragung gibt es kaum eine Möglichkeit räumlich detaillierte und beschränkte Informationen über diesen dezentralen Endenergiesektor zu erheben. Eine solche empirische Studie wäre zudem in

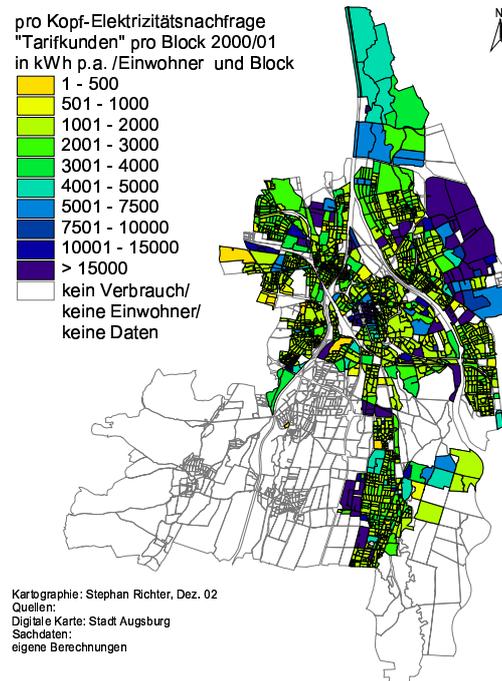


Abbildung 3.14: Stromverbrauch in $\frac{\text{kWh}}{\text{a-Einw.}}$ im Abrechnungszeitraum 2000/01. (Kartographie und Quelle: s. Karte).

der zeitlichen Auflösung, wie sie in Abschnitt 3.3.2 (S. 51) aufgearbeitet wird, unzureichend. Daher müssen weniger umfassende, zugängliche Quellen herangezogen werden. Eine wichtige Quelle ist neben den Abrechnungslisten der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH [STAWA, 2002A] und den Absatzentwicklungen seit 1955 [STAWA, 2002C], jeweils für Fernwärme und Gas, die Statistik der Kehrprotokolle im Stadtgebiet Augsburg des Jahres 2001 der Kaminkehrer-Innung [KAMINKEHRER-INNUNG, 2002].

Die in Abb. 3.16 aufgetragene Absatzentwicklung von Fernwärme und Gas der Stadtwerke Augsburg zeigt qualitativ eine dem Elektrizitätsabsatz weitgehend phasengleiche Entwicklung: Eine über den gesamten Zeitraum zu sehende Absatzzunahme, die durch die beiden Ölpreiskrisen in ihrer Monotonie unterbrochen ist, sowie ein wechselhafter Verlauf in der letzten Dekade. Lediglich die letzten Jahre ab 1995 weisen eine unterschiedliche Entwicklung auf. Der Gasabsatz steigt wie der Elektrizitätsabsatz an; der Fernwärmeabsatz hat eine eher negative Tendenz.

Die Ursache für den tendenziellen Absatzanstieg ist aber nicht eine grundsätzliche Nachfragezunahme, wie im Fall der Elektrizität. Von größerer Bedeutung ist die Substitution von Holz, Kohle und vor allem Öl durch Gas und auch Fernwärme.

In der Statistik der Kehrprotokolle der Kaminkehrer-Innung sind die Hausbrandtechniken, die bis zum 31.12.2001 in Betrieb genommen wurden, aufgelistet. Sie werden unterteilt nach Brenntyp (Abb. 3.17 a)), Leistungsklasse (Abb. 3.17 b)) und Jahr der Inbetriebnahme (vgl. Abb. 3.17 c)) [KAMINKEHRER-INNUNG, 2002].

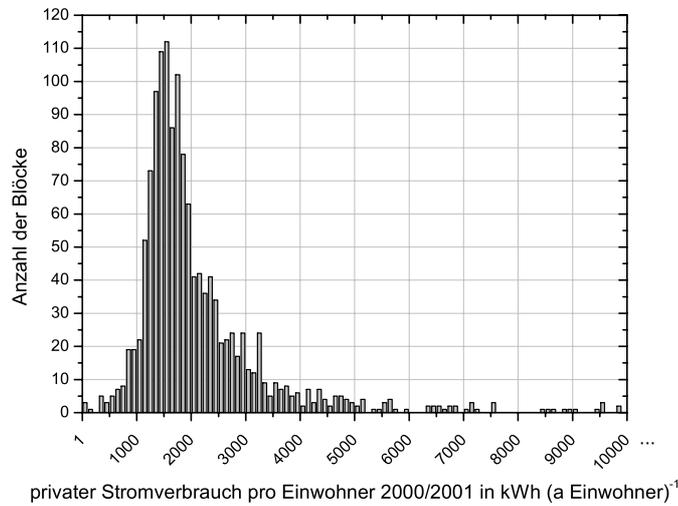


Abbildung 3.15: Verteilung des privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner über die statistischen Blöcke in $\frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$ im Abrechnungszeitraum 2000/01. Nach [STAWA, 2002A].

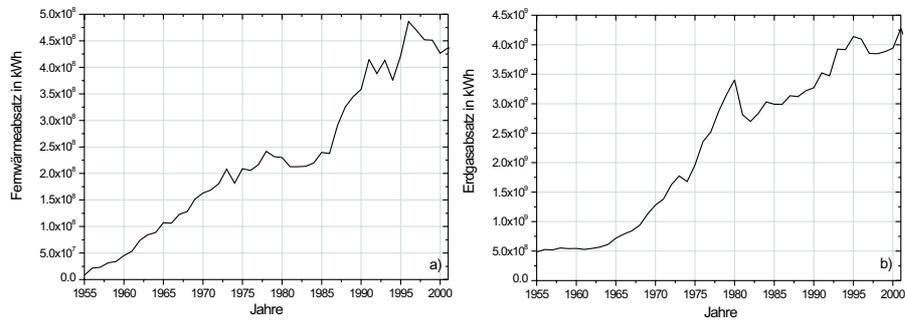


Abbildung 3.16: Entwicklung des a) Fernwärme- und b) Gasabsatzes der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2001. Nach [STAWA, 2002C].

Die Auswertung der Diagramme in Abb. 3.17 unter der Berücksichtigung der Annahme des 20%igen Anteils der Fernwärme führt zu folgenden Anteilen der Techniken zur Versorgung an NT-Wärme, die in Abschnitt 3.3.3 (S. 53) zur Erstellung des RES angenommen werden (s. Tab. 3.3). Aus Teilabb. 3.17 b) ergibt sich für den Gesamtwert der installierten Hausbrandleistung $P_{\text{Hausbrand,inst}}$ eine Bandbreite von 914 MW bis über 1 580 MW.

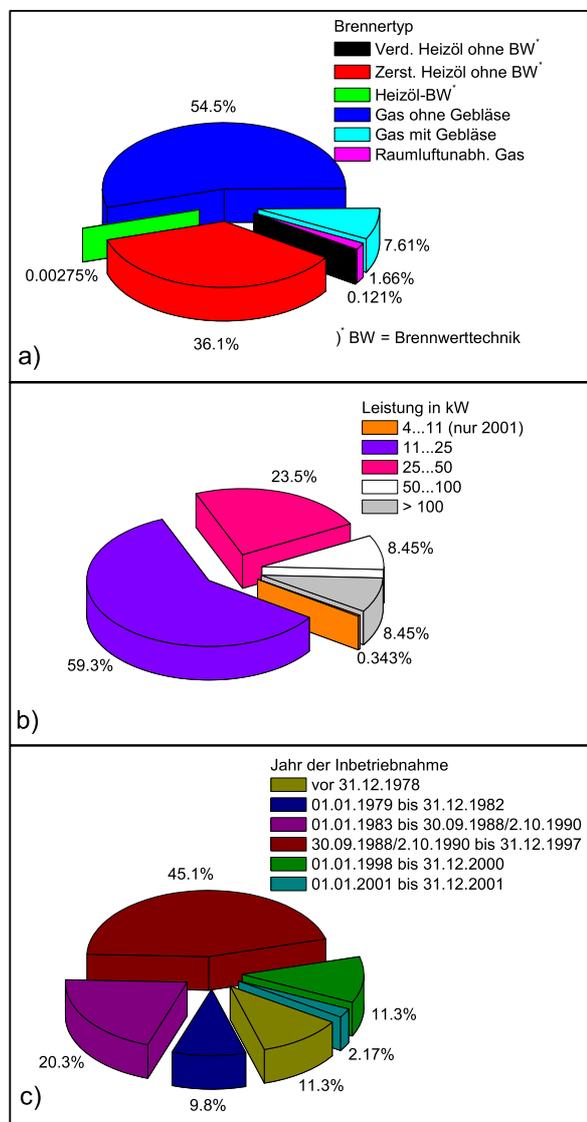


Abbildung 3.17: Auswertung der Statistik der Kaminkehrerprotokolle in der Stadt Augsburg des Jahres 2001. Vorhandene Hausbrandtechniken nach **a)** Brennertyp und Brennstoff, **b)** Leistungsklasse des Brenners und **c)** nach Jahr der Inbetriebnahme der Anlage. Nach [KAMINKEHRER-INNUNG, 2002].

In einem nächsten Schritt wird die räumliche Verteilung der NT-Wärmenachfrage über die einzelnen Blöcke im Stadtgebiet hergeleitet. Wegen der Zusammensetzung der NT-Wärme aus den dezentralen Hausbrandtechniken und der Fernwärme reicht es nicht aus, die auf Blockebene aufgelösten Abrechnungslisten der Stadtwerke Augsburg Energie

Tabelle 3.3: Aufteilung der Techniken zur Versorgung mit NT-Wärme im Referenzenergiesystem von Augsburg 2001.

Typ	Anzahl	Anteil	davon mit BW	
			Anzahl	Anteil
Gasheizungen	23 215	50%	3 480	7.5%
Ölheizungen vor 1988/90	6 929	15%		
Ölheizungen nach 1988/90	6 273	14%	1	0.002%
Fernwärmeheizungen	9 220	20%		
Feststoffheizungen	461	1%		
gesamt	46 098	100%	3 481	7.5%

GmbH für Fernwärme und Gas für den Abrechnungszeitraum 2000/01 heranzuziehen. Lediglich die dort aufgeführte Fernwärmefachfrage kann als ein Teil des NT-Wärmebedarfs ohne weiteres übernommen werden.

Beim Gas sind neben der Nutzung zur Erzeugung von NT-Wärme sonstige Nutzungen wie die Bereitstellung von Kochwärme etc. sowie die Wirkungsgrade der Gasheizungen zu berücksichtigen. Deshalb wird die jeden Block in Rechnung gestellte Gasarbeitsmenge mit dem Faktor 0.65 multipliziert.

Blockweise werden anschließend die Fernwärme- und die reduzierten Gasarbeitsmengen aufaddiert. Die sich ergebende Summe wird auf die Wohnfläche eines jeden Blocks bezogen, um die wohnflächenspezifische NT-Wärmemenge pro Block zu errechnen.

Damit ist die dezentral erzeugte und nicht an Leitungen gebundenen NT-Wärmemenge noch nicht beinhaltet. Zur Implementierung dieses Anteils wird jedem Block, in dem keine der beiden leitungsgebundenen Energieträger nachgefragt wurden, ein mittlerer flächenspezifischer NT-Wärmebedarf von $160 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ zugestanden. Das entspricht etwa dem in den 1990er Jahren bestimmten mittleren Heizwärmebedarf in den alten Bundesländern [EBEL et al., 1996].

Summiert über alle Blöcke ergibt sich so der ermittelte NT-Wärmebedarf für Augsburg zu etwa 2.774 TWh p. a. im Ist-System. Die kartographische Darstellung des flächenspezifischen NT-Wärmebedarfs zeigt Abb. 3.18.

Aus Abb. 3.18 wird deutlich, dass es erneut die Stadtbezirke 16, 17, 22, 23 und 28 sind, in denen trotz ähnlicher Strukturen und Nutzungen wie in den Bezirken 24, 31, 33, 34, 35 und 36 Einsparpotentiale zu vermuten sind (vgl. dazu auch Abb. 3.1, S. 29, und 3.10, S. 43).

3.3.2 Energienachfrage

Elektrizität Die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH hat mit [STAWA, 2000] einen stündlich aufgelösten Lastgang ihres Versorgungsnetzes für die Jahre 1997 und 1998 zur Verfügung gestellt. Wie in Abb. 3.19 gezeigt, wird in beiden Jahren eine elektrische Energie von insgesamt etwa $1.337 \cdot 10^9$ kWh nachgefragt. Der 1997er Lastgang wird als Referenznachfragezeit für die Endenergie Elektrizität verwendet.

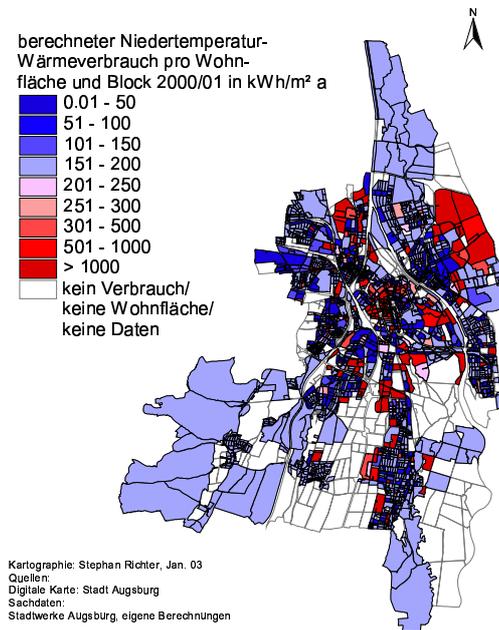


Abbildung 3.18: Für 2000/01 berechneter flächenspezifischer NT-Wärmebedarf pro Block in $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$. (Kartographie und Quelle: s. Karte).

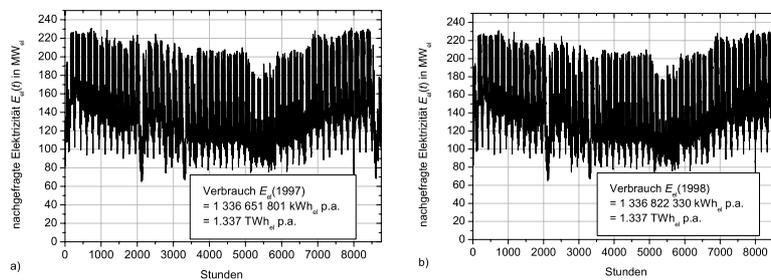


Abbildung 3.19: Stündlich aufgelöster Lastgang der Elektrizitätsnachfrage der Stadwerke Augsburg für die Jahre **a)** 1997 und **b)** 1998. Nach [STAWA, 2000].

Die saisonale Amplitude des Lastgangs ist relativ gering, verglichen mit der täglichen Amplitude. Deutlich sind in den Jahresverläufen die besonders industriell/gewerblich ausgeprägten Nachfrageminima zu Weihnachten, Ostern, Pfingsten und in den zentralen vier Wochen der Schul-Sommerferien zu erkennen. Ebenso ausgezeichnet sind die Wochenenden.

Niedertemperaturwärme Wie schon im Abschnitt 3.3.1.5 (S. 44) ist das Generieren der zeitlich hoch aufgelösten Nachfragereihen für NT-Wärme nicht trivial. Der Grund ist derselbe wie zuvor beschrieben: die gemischte Versorgung mit zentralen, dezentralen leitungsgebundenen und dezentralen Insellösungen.

Als Grundlage zur Erstellung einer stündlich aufgelösten Lastkurve kann für Augsburg spezifisch allein der Lastgang der Fernwärmeeinspeisung der Stadtwerke Augsburgs Energie GmbH für die Jahre 1997 und 1998 aus [STAWA, 2000] herangezogen werden. Die Jahressumme der eingespeisten Fernwärme beträgt für 1997 etwa 0.51 TWh und für 1998 etwa 0.49 TWh. In Deutschland betrug die gesamte Raumwärmenachfrage 1994 etwa 3 100 PJ [HEINLOTH, 1997]. Unter der Annahme, dass der pro Kopf-Energieverbrauch in Augsburg dem Bundesdurchschnitt entspricht, wird der Lastgang der Fernwärme zu jedem Zeitschritt mit dem Faktor 5.37 skaliert. Der durch die Fernwärmelast vorgegebene Verlauf wird so beibehalten. Das Ergebnis der Skalierung ist in Abb. 3.20 gezeigt. Der in Abb. 3.20 a) rot dargestellte, hoch skalierte Verlauf wird als NT-Wärmenachfrage bei der Simulation des Referenzenergiesystems verwendet.

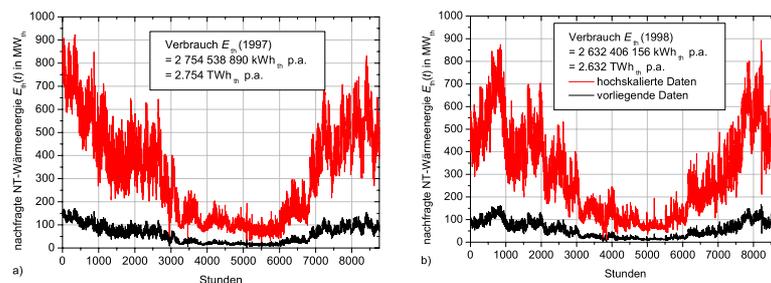


Abbildung 3.20: Stündlich aufgelöster Lastgang der Fernwärme der Stadtwerke Augsburg (schwarzer Verlauf) und der hoch skalierte Lastgang (roter Verlauf) für die Jahre a) 1997 und b) 1998. Nach [STAWA, 2000].

Im Vergleich zum Lastgang in Abb. 3.19 ist in Abb. 3.20 ein ausgeprägter saisonaler Verlauf zu erkennen. Gerade in den Sommerstunden ist die Tagesamplitude dagegen eher gering. Durch die ausgeprägte Saisonalität fallen die Ferien- und Feiertage weit weniger auf, als in den Lastgängen der Elektrizität. Vielmehr ist eine Wetterabhängigkeit zu beobachten. Ein Korrelationskoeffizient von $r = -0.86$ zwischen der Temperatur und der Fernwärmelast im Jahr 1997 untermauert dies.

Auf diese Weise ist auch der leicht unterschiedliche Verlauf der beiden Lastgänge für 1997 in Abb. 3.19 a) und 1998 in Abb. 3.19 b) zu erklären.

3.3.3 Referenzenergiesysteme für Augsburg (RES)

Als Referenz für die zukünftigen, optimierten Energiesysteme werden drei verschiedene Referenzenergiesysteme für Augsburg herangezogen. RES₁ ist die Simulation des vorhandenen Energiesystems im Untersuchungsgebiet Augsburg. In diesem RES₁ ist jedoch eine seit Sommer 2003 im Bau befindliche Kraft-Wärme-gekoppelte Gasturbine

enthalten, die die erzeugte Wärmeenergie in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Augsburg einspeist.

In RES₂ ist die Gasturbine *nicht verfügbar*. RES₂ ist aber ansonsten völlig identisch mit RES₁. Daher werden diese beiden Referenzenergiesysteme in einem Abschnitt diskutiert.

Als drittes wird mit RES₃ ein Referenzenergiesystem simuliert, in dem die Elektrizität schwerpunktmäßig mit Gas- und Dampfturbinen produziert wird und im Hausbrand ausschließlich Gasheizungen mit Brennwerttechnik zur *Verfügung* stehen. Daneben bleibt das Fernwärmenetz mit einigen KWK-Anlagen erhalten.

3.3.3.1 Derzeitiges Energiesystem

RES₁: mit KWK-Gasturbinen-Kraftwerk

RES₂: ohne KWK-Gasturbinen-Kraftwerk

Mit diesem Referenzenergiesystem wird das derzeit vorfindbare Energiesystem im Untersuchungsgebiet abgebildet. Das seit Sommer 2003 im Bau befindliche Gasturbinen-Kraftwerk ist in RES₁ verfügbar, in RES₂ ist es **nicht** verfügbar.

Modellierung des Energiesystems Die exakte Simulation eines urbanen Energiesystems erforderte die Abbildung einer Vielzahl von Einzelanlagen: 2001 waren in Augsburg allein 36 417 Hausbrandanlagen als *in Betrieb* registriert [KAMINKEHRER-INNUNG, 2002]. Die zur Abbildung jeder einzelnen Anlage erforderlichen Hardware- und Rechenzeitkapazitäten sind derzeit als prohibitiv zu kennzeichnen.⁵ Aus diesem Grund müssen die Erzeugungsanlagen zu einzelnen Gruppen zusammengefasst werden. Als Grundlage für die Gruppenbildung bei der Modellierung der Wärmeversorgung in RES₁ und RES₂ dient Tab. 3.3 (S. 51). Entsprechend den dort genannten Anteilen werden den Gruppen der Versorgungstechniken zur NT-Wärmeerzeugung Anteile an der gesamten NT-Wärmenachfrage zugeordnet.

Die Fernwärmeversorgung kann detaillierter als der Bereich der Hausbrandtechniken modelliert werden, da nur eine begrenzte Anzahl von Einzelanlagen in der Fernwärmeversorgung installiert sind.⁶

Die Netzstruktur zur Modellierung von RES₁ zeigt Abb. 3.21. Die Netzstruktur von RES₂ unterscheidet sich von diesem Bild nur durch das Fehlen des Gasturbinen-Kraftwerks (GT), weshalb auf die Darstellung von RES₂ verzichtet werden kann.

Die Charaktergrößen zur eindeutigen Beschreibung der einzelnen Techniken sind in Tab. 3.4 aufgelistet.⁷

⁵In den Simulationsrechnungen von RES₁ sind etwa 180 000 Optimierungsvariablen zu bestimmen. Die Abbildung der über 36 000 Einzelanlagen zur Energieerzeugung würde diese Zahl mindestens um diesen Faktor erhöhen. Die Verlängerung der Rechenzeiten kann nochmals deutlich größer sein, wie der Vergleich der Optimierung unterschiedlicher Probleme zeigt: Eine Erhöhung der Optimierungsvariablen um einen Faktor fünf zieht eine empirisch beobachtete Verlängerung der brutto CPU-Zeit um einen Faktor von über 625 (!) nach sich. Die brutto CPU-Zeit für die Optimierung von etwa 180 000 Variablen beträgt etwa 10 Sekunden. Die Optimierung von über 36 000 Einzelanlagen erforderte damit eine brutto CPU-Zeit von über 52 Tagen.

⁶Trotzdem sind auch hier nicht alle kleinen Anlagen abgebildet.

⁷Die Angaben zu den für die Techniken angenommenen Kosten finden sich in Anhang D (S. 157).

Tabelle 3.4: Charakterisierung der Versorgungstechniken in den Referenzszenarios RES₁ und RES₂ (vgl. Anhang B, S. 141).

Nach [ÖKO-INSITUT, 2003]; [STAWA, 2003A]; [WIENER STW., 2003].

Technik <i>i</i>	Brenn- stoff	$m_i^{pollutant}(t_j)$				$\eta_{i,type}$		sonstige Auflagen
		CO ₂	SO ₂	NO ₂	PM	el.	th.	
		in $\frac{t}{MWh}$				in %		in MW
Netz S₁, SD = 100% gesamte Elektrizitätsnachfrage								
VN	–	0.730	–	–	–	100	–	
Netz W₃, WD₃ = 20% gesamte NT-Wärmenachfrage								
MV	Müll	0.470	16.9	251.6	2.9	25	60	P_{inst}^{eq} 34
GT	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	30	40	P_{inst}^{eq} 100
DT	Gas	0.254	1.54	201.5	0.5	18.4	94	P_{inst}^{eq} 299.5
HK _a	Öl	0.318	278.5	103.3	3.5	0	95	P_{inst}^{eq} 49.5
HK _b	Öl	0.318	278.5	103.3	3.5	0	93	P_{inst}^{eq} 49.5
Netz W₁, WD₁ = 42.5% gesamte NT-Wärmenachfrage								
GK	Gas	0.254	1.54	176.3	0.5	0	85	
Netz W₂, WD₂ = 7.5% gesamte NT-Wärmenachfrage								
BK	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104	
Netz W₄, WD₄ = 15% gesamte NT-Wärmenachfrage								
OA	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	60	
Netz W₅, WD₅ = 14% gesamte NT-Wärmenachfrage								
ON	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	70	
Netz W₆, WD₆ = 1% gesamte NT-Wärmenachfrage								
R	Brikette	0.450	444.3	37.3	372.8	0	50	

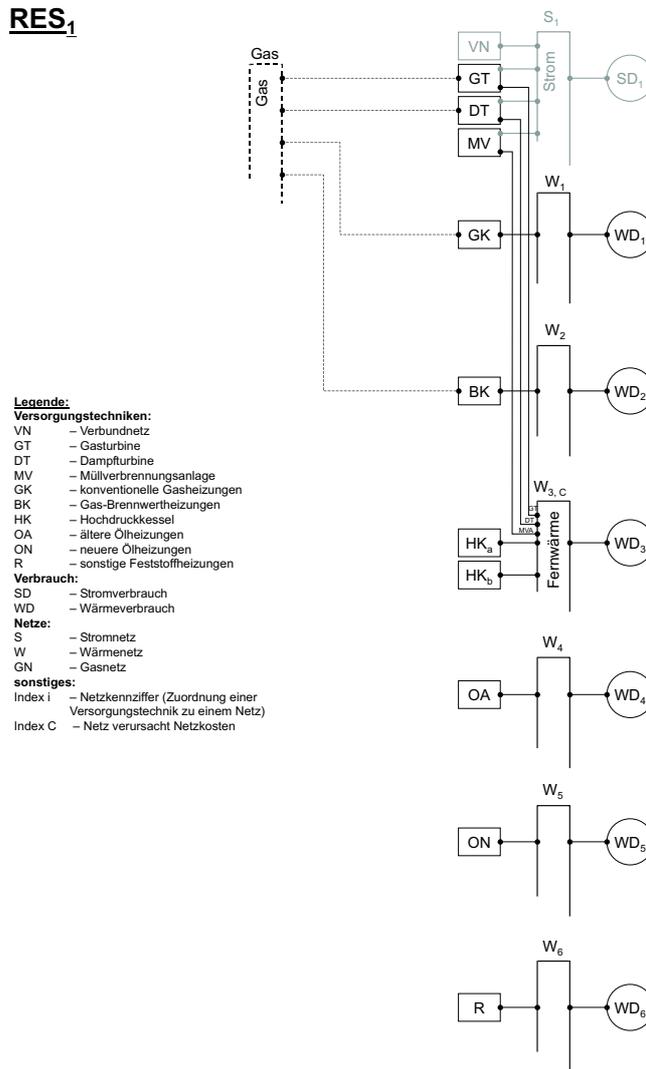


Abbildung 3.21: Netzschema des Referenzenergiesystems RES₁ für Augsburg (vgl. Anhang B, S. 141).

In dem vereinfachten Modell der NT-Wärmeversorgung ist in den NT-Wärmenetzen W_1 , W_2 , W_4 , W_5 und W_6 jeweils nur eine Versorgungstechnik *verfügbar*, wie in Abb. 3.21 ersichtlich. Für die Techniken Gasheizungen (GK), Gas-Brennwertheizungen (BK), ältere Ölheizungen (OA), neuere Ölheizungen (ON) und Feststoffheizungen (R) und die zugehörigen Netze ist es unerheblich, ob eine Optimierung mit dem Ziel minimaler Gesamtkosten oder minimaler CO₂-Emissionen durchgeführt wird. Die installierten Leistungen dieser Techniken sind für beide RES in beiden Optimierungsfällen gleich. In diesem Fall ist streng genommen von einer Simulation anstatt von einer Optimierung zu sprechen.

Auch im NT-Wärmenetz W_3 , dem Fernwärmenetz, kann aufgrund der vorgegebenen Leistungen keine Optimierung dieser erfolgen. Der Beitrag der Anlagen GT, MV, DT

sowie HK_a und HK_b zur Endenergiebereitstellung ist hingegen Teil der Optimierung.

Die Modellierung der Elektrizitätsversorgung ist stark vereinfacht und in einem Netz S_1 zusammengefasst. In dieser Abbildung sind in RES_1 und RES_2 neben den KWK-Techniken im Fernwärmenetz (Dampfturbinen-Kraftwerk (DT), Müllverbrennungsanlage (MV) und Gasturbinen-Kraftwerk (GT) (nur in RES_1)) lediglich der Strombezug aus dem Verbundnetz (VN) *verfügbar*. Das Verbundnetz wird ebenso wie alle anderen Techniken als Versorgungstechnik gemäß Anhang B (S. 141) modelliert. Hierin sind alle Erzeugungstechniken, die außerhalb der untersuchten Systemgrenzen *Stadtwerke Augsburg* betrieben werden, zusammengefasst.

In Netz S_1 ist mit dem Verbundnetz (VN) die einzige Technik enthalten, deren Leistung durch den Optimierungsalgorithmus frei wählbar ist.

Die von den in Netz S_1 enthaltenen Techniken bereitgestellte Endenergie ist ein Optimierungsergebnis und aufgrund der KWK-Techniken mit der Endenergiebereitstellung im Fernwärmenetz W_3 verknüpft.

Ergebnisse der Modellierung Die Referenzenergiesysteme RES_1 und RES_2 sind jeweils für einen kosten- und einen CO_2 -optimalen Fall berechnet worden.⁸ Von Interesse sind die installierten Leistungen der einzelnen Versorgungstechniken sowie deren Beiträge zur gesamten bereitgestellten Endenergie. Die geringen Unterschiede zwischen den einzelnen Ergebnissen sind eine Folge der angesprochenen Festlegungen von installierten Kapazitäten und dem Fehlen von Alternativen in den Wärmenetzen W_1 , W_2 , W_4 , W_5 und W_6 .

Aus den Ergebnissen der Simulation werden die installierten Leistungen $P_{i,inst}$ der einzelnen Techniken i ermittelt, die im Folgenden als die derzeitig installierte Leistung angenommen werden. Die Kapazitäten sind in Abb. 3.22 aufgetragen.

Die Summe der installierten Kapazitäten im Hausbrand ergibt sich zu $P_{Hausbrand,inst} = 961$ MW. Dieser Wert liegt im Intervall zwischen 914 und 1 580 MW, das aus Abb. 3.17 (S. 50) berechnet wurde.

Durch die Analyse der derzeitigen Energieversorgungsstruktur in Abschnitt 3.3.1.5 (S. 44) und der derzeitigen Energienachfrage in Abschnitt 3.3.2 (S. 51) sind für die fünf Gruppen der Hausbrandtechniken NT-Wärmenachfragezeitreihen und keine echten Kapazitäten vorgegeben worden. Die gute Übereinstimmung der aufsummierten Leistungen mit den tatsächlich installierten Leistungen weist auf die gute Qualität der Abbildung des derzeitigen Energieversorgungssystems durch RES_1 und RES_2 hin.

Die Kapazität des öffentlichen Verbundnetzes (VN) im Elektrizitätsnetz S_1 ist – wie bereits festgestellt – als einziger Leistungswert von der Optimierung frei bestimmbar. Sie variiert zwischen etwa 83% im kostenoptimalen Fall RES_1cost und 100% im CO_2 -optimalen Fall RES_2co2 .

Von größerer Aussagekraft ist der Anteil der einzelnen Techniken an der gesamten Endenergieproduktion. Abb. 3.23 stellt diese Anteile graphisch dar.

In Abb. 3.23 sind neben den Anteilen der einzelnen Versorgungstechniken an der End-

⁸In der Nomenklatur der Rechnungen gilt folgende Konvention: RES_s steht für ein bestimmtes Szenario. $RES_sobject$ steht für eine explizit durchgeführte Simulations- bzw. Optimierungsrechnung. Darin gibt die Variable *object* an, welche Zielgröße gewählt wurde: minimale CO_2 -Emissionen (*object* = *co2*) oder minimale Gesamtkosten (*object* = *cost*).

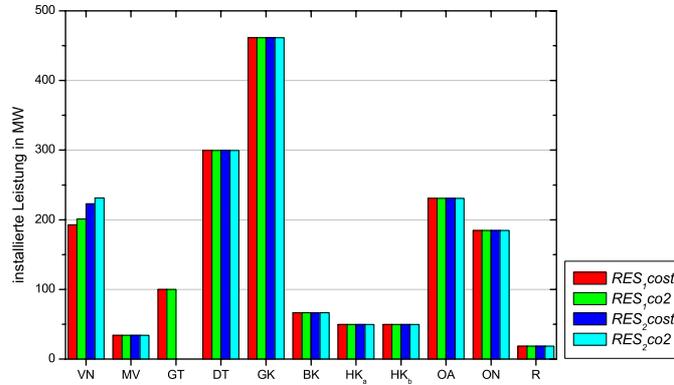


Abbildung 3.22: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Referenzenergiesystemen RES₁ und RES₂.

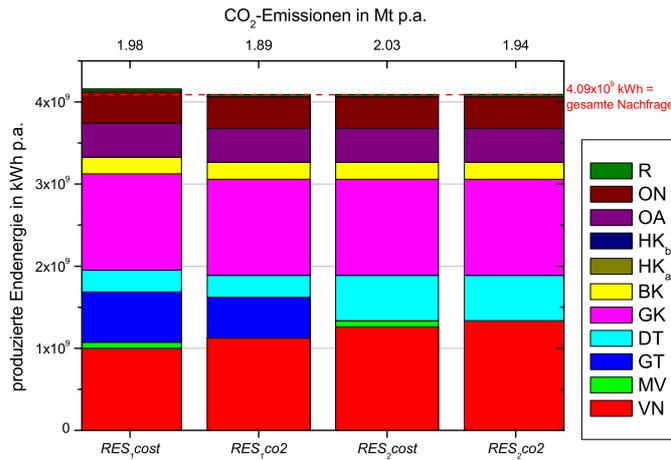


Abbildung 3.23: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Referenzenergiesystemen RES₁ und RES₂.

energiebereitstellung auf der oberen Abszisse die sich aus den Rechnungen ergebenden gesamten jährlichen CO₂-Emissionen $\sum_{i=1}^N M_i^{CO_2}(T)$ für die vier Rechnungen angegeben. Dieser Wert ist ein weiterer, guter Vergleichswert, der Aussagen über die Qualität der RES-Abbildung erlaubt: Für Augsburg wurden für die Jahre 1990, 1996 und 2001 CO₂-Bilanzen erstellt. Dazu wurden die immobilen kommunalen, industriellen/gewerblichen und privaten Energieverbräuche herangezogen und mit den spezifischen CO₂-Emissionen multipliziert. Die Emissionsfaktoren sind wie diejenigen in

Tab. 3.4 aus [ÖKO-INSITUT, 2003] entnommen.

Als Vergleichswert wird der Bilanzwert von 2001 verwendet. In diesem Jahr wird eine gesamte jährliche CO₂-Emission von 2.21825 Mt CO₂ \approx 2.22 Mt CO₂ ausgewiesen [IFEU, 2003]. Das damalige Energiesystem entspricht der kostenoptimalen Rechnung *RES₂cost*: eine auf geringste Kosten ausgelegte Betriebsweise des gesamten Satzes von Versorgungstechniken ohne das Gasturbinen-Kraftwerk. Die Simulation liefert 2.02947 Mt CO₂ \approx 2.03 Mt jährliche Kohlendioxid-Emissionen. Das ist eine Abweichung von 8.5%, die durch die fehlende Berücksichtigung industrieller Prozesse auf Heizölbasis in der RES-Abbildung erklärbar ist. Insgesamt wird die gute Qualität der RES-Abbildung hierdurch erneut bestätigt.

Der Vergleich der Rechnungen untereinander zeigt, durch einen CO₂-optimalen Betrieb können in RES₁ gegenüber dem kostenoptimalen Betrieb jährlich über 91 000 t CO₂ eingespart werden; in RES₂ sind es fast 86 000 t. Die Ursache der Einsparung in den kostenoptimalen Fällen ist jeweils der verminderte Einsatz der Müllverbrennungsanlage (MV). Dort wird durch die Kraft-Wärme-Kopplung Elektrizität erzeugt, während die Wärme ungenutzt bleibt. Trotz der höheren spezifischen Emissionen ist es hinsichtlich der CO₂-Freisetzung günstiger, die Elektrizität aus dem Verbundnetz (VN) zu entnehmen und keine überschüssige Wärme zu produzieren.⁹

Aus dem Vergleich von RES₁ und RES₂ berechnen sich die durch das neue Gasturbinen-Kraftwerk erzielbaren Emissionsminderungen zu 46 270 t für die Kostenoptima bzw. zu 52 020 t für die Emissionsoptima.

Die gerissene, rote Linie gibt die gesamte zu deckende Endenergienachfrage an. Daraus ist abzulesen, dass die Nachfrage in allen vier Rechnungen gedeckt ist, wie in Gl. 2.1 (S. 13) gefordert.

Durch die Linie der Nachfrage wird ersichtlich, dass in *RES₁ cost* mehr Endenergie bereitgestellt, als benötigt wird. Abb. 3.24 zeigt die nach Elektrizität und NT-Wärme getrennte Endenergieproduktion in monatlicher Auflösung. Die Überproduktion ist demnach auf die NT-Wärmebereitstellung in den Sommermonaten begrenzt. Die KWK-Techniken produzieren in dieser Zeit wegen des unterschiedlichen saisonalen Nachfrageverlaufs an Elektrizität und NT-Wärme überschüssige NT-Wärme. Diese Überproduktion ist günstiger als der Bezug von Elektrizität aus dem Verbundnetz (VN).

Ein weiteres Kriterium für die Qualität der Abbildung ist der Anteil der *Eigenstromproduktion* durch die abgebildeten Elektrizität erzeugenden Techniken. Mit der Inbetriebnahme des Gasturbinen-Kraftwerkes planen die Stadtwerke Augsburg diesen Elektrizitätsanteil auf über 20% zu erhöhen [STAWA, 2003B]. Die Analyse im Fall *RES₁cost* zeigt eine im Netz S₁ fließende Endenergiemenge von $1.336 \cdot 10^9$ kWh, von

⁹Bezüglich der spezifischen Emissionen der Müllverbrennung werden unterschiedliche Standpunkte vertreten: Die Frage ist, inwieweit die bei der thermischen Müllverwertung auftretenden CO₂-Emissionen zu berücksichtigen sind. Einerseits muss anfallender Müll verwertet werden. Geschieht dies thermisch, kann die freigesetzte Wärme energetisch verwendet werden. Die anfallende Sekundärenergie wird als emissionsfrei angesehen. Andererseits werden Materialien verbrannt, die aus fossilen Ressourcen hergestellt wurden, so dass die anfallende Sekundärenergie als fossil und emissionsbehaftet eingestuft wird.

Ohne auf eine derartige Diskussion weiter einzugehen, werden in dieser Arbeit die spezifischen Emissionen bei der Müllverbrennung zur Energiebereitstellung gemäß eines Standard-Hausmüllmixes ungleich null gesetzt.

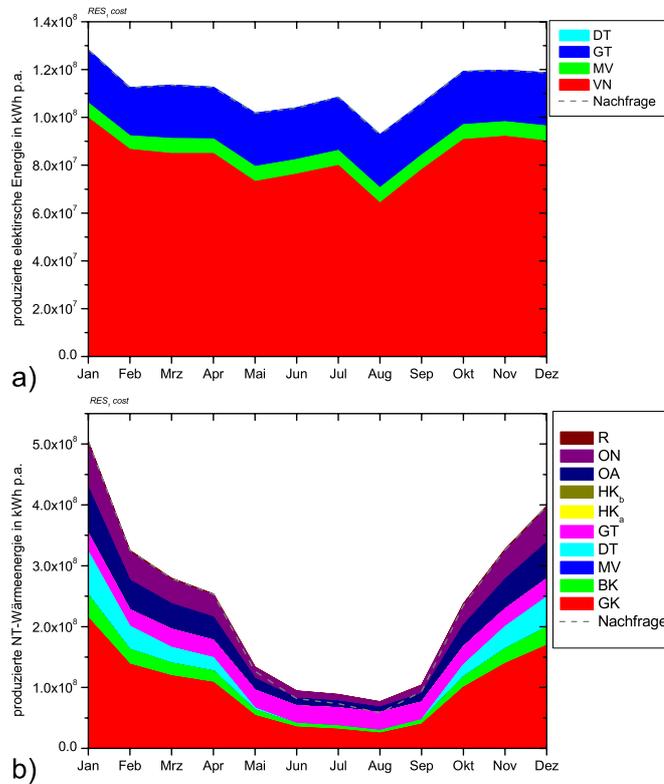


Abbildung 3.24: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $RES_1 cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach **a**) Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und **b**) NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.

der $0.999 \cdot 10^9$ kWh oder etwa 75% durch VN bereitgestellt werden. Damit bleibt ein Eigenanteil durch die KWK-Anlagen inklusive des Gasturbinen-Kraftwerkes von etwa 25%. Darin ist eine Überschätzung des Eigenanteils enthalten, da in der Modellierung die Verfügbarkeit der Techniken mit 100% angesetzt wird, Revisionszeiten u. ä. also nicht berücksichtigt werden.

Modellierung der Luftschadstoffausbreitung Die Modellierung der Luftschadstoffemissionen beruht auf den Zeitreihen der Energiebereitstellung, die sich aus der Modellierung der RES ergeben. In dem Rechengitter aus Abb. 3.2 werden verschiedene Punktquellen verteilt, die die Luftschadstoffe emittieren. In Abb. 3.25 sind die 20 verwendeten Standorte der Punktquellen, ein Monitorpunkt (grüner Ring) sowie der relative Koordinatenursprung (rotes Kreuz) eingezeichnet. Die (in Fall RES_1) fünf Einzelstandorte der im Fernwärmenetz W_3 abgebildeten Anlagen sind durch blaue Rin-

ge dargestellt. Die 15 roten Ringe markieren die Verteilung der zusammengezogenen Hausbrandtechniken aus den übrigen NT-Wärmenetzen. Neben den Ringen sind die relativen Koordinaten, bezogen auf den Mittelpunkt (rotes Kreuz), eingetragen.

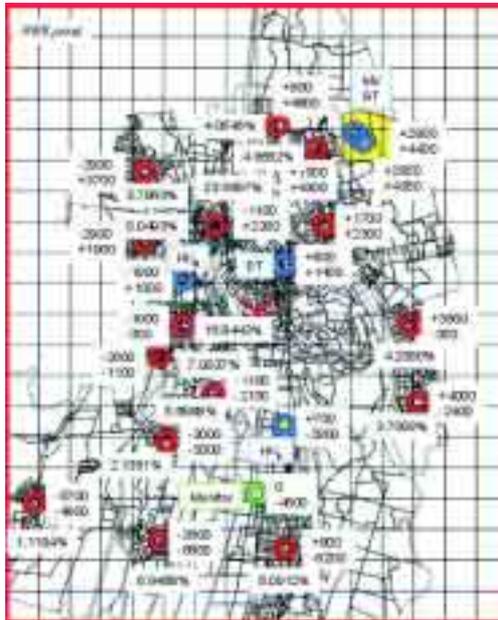


Abbildung 3.25: Karte der räumlichen Verteilung der Punktquellen und des Monitorpunktes für die Ausbreitungsrechnung RES_1 . (Blaue Ringe = Techniken im Fernwärmenetz; rote Ringe = dezentrale Energieversorgungstechniken mit dem Anteil der Gesamtemissionen der Umgebung, die durch die betreffenden Quellen repräsentiert werden; grüner Ring = Monitorpunkt; rotes Kreuz = Koordinatenursprung; Angabe aller Koordinaten relativ zum Ursprung an allen Ringen)

Die räumliche Verteilung der rot markierten Punktquellen über das Rechengitter basiert auf der Verteilung der NT-Wärmenachfrage aus Abb. 3.18 (S. 52). Mithilfe eines GIS-Werkzeuges wurde der NT-Wärmebedarf in allen Blöcken im Umkreis der Standorte extrahiert, dieser anschließend für alle 15 Punkte summiert und auf eins normiert. Die sich ergebenden Anteile sind an den roten Ringen als Prozentwerte eingetragen. Die Zeitreihen des Brennstoffverbrauchs aller in den NT-Wärmenetzen W_1 , W_2 , W_4 , W_5 und W_6 enthaltenen Techniken werden gemäß Gl. 3.4 (S. 32) mit den technik- und brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für NO_2 , SO_2 sowie PM aus Tab. 3.4 multipliziert und wiederum aufsummiert. Schließlich werden die neu erstellten Emissionszeitreihen entsprechend der Anteile der 15 Punktquellen aufgeteilt und $AUSTAL2000$ zugeführt.

Die Schornsteinhöhe der Emissionsquellen ist nicht in Abb. 3.25 eingetragen, obgleich den Höhen eine wesentliche Rolle bei der Dispersionsmodellierung zukommt. Für die stark vereinfachte Abbildung wurden folgende Quellhöhen angenommen:

MV	30 m ü. Gr.;	GT	50 m ü. Gr.;
DT	30 m ü. Gr.;	HK _a	40 m ü. Gr.;
HK _b	40 m ü. Gr.;	Rest	20 m ü. Gr.

Neben den verschiedenen Zeitmitteln der Konzentration in jeder einzelnen der 0.25 ha großen 75 000 Gitterzellen werden an dem Monitorstandort Zeitreihen der Luftschadstoffkonzentration in der gewählten Höhe von 4 m ü. Gr. erstellt.

Der Monitorstandort mit den relativen Koordinaten (0 | -4600) entspricht etwa der Lage der Luftmessstation des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz (LfU). Dort werden seit Herbst 2000 die Luftschadstoffkonzentrationen gemessen. Der Vergleich mit den aufgenommenen Messwerten ermöglicht eine erste Bewertung der simulierten Ausbreitungsprozesse.

Ergebnisse der Luftschadstoffausbreitung Die analysierten Ergebnisse der Dispersionssimulation der Rechnung *RES₁cost* dienen als Referenz für alle anderen RES und OES.

Als Ergebnisse werden die mittleren jährlichen Verteilungen der Schadstoffkonzentrationen in der bodennahen Luftschicht, für PM zusätzlich die mittlere täglich Deposition sowie die Tagesmittelwerte der Schadstoffkonzentration am Beurteilungspunkt in 4 m ü. Gr. diskutiert.

In Abb. 3.26 sind die simulierten Tagesmittelwerte der Schadstoffkonzentration von NO₂, SO₂ und PM am Aufpunkt (0 | -4600) in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ eingetragen. Die von *AUSTAL2000* gelieferten stündlichen Zeitreihen werden zu Tagesmittelwerten zusammengezogen, um einen Vergleich mit Messwerten zu ermöglichen, die allgemein zugänglich als Tagesmittel vorliegen.

In Abb. 3.26 sind im obersten Graphen die Tagesmittel der bodennahen Temperatur und die zugehörige Referenz-NT-Wärmenachfrage aufgetragen. Bei der Temperatur sind auf der Abszisse zur besseren Vergleichbarkeit nach oben hin kleinere, negative Werte aufgetragen. Die Antikorrelation zwischen Temperatur und NT-Wärmenachfrage kommt deutlich zum Ausdruck ($r = -0.86$, vgl. dazu auch Abb. 3.20, S. 53).

Zudem wird die Modellierung der Schadstoffausbreitung wesentlich durch die Emissionen aus der NT-Wärmeversorgung bestimmt. Entsprechend folgen die Schadstoffkonzentrationen dem NT-Wärmelastgang (Abb. 3.20) und dem Temperaturverlauf mit einer zeitlichen Verzögerung.

Der in allen drei Graphen der Immissionsbelastung ausgezeichnete Maximalwert am 15. Januar des Referenzjahres ist auf die vorausgehende Kälteperiode und die gleichzeitig sehr stabile atmosphärische Schichtung (Klug/Manier-Klasse I, vgl. Tab. C.1, S. 150) zurück zu führen, wodurch die horizontale der vertikalen Ausbreitung bevorzugt wird.

Ein Vergleich der simulierten Konzentrationsbelastungen am Monitorstandort mit den Messdaten (vgl. Abb. 3.27) gibt Aufschluss über die Qualität der Abbildung. Allerdings gilt es zu beachten, dass für die Messreihen und die Simulation **nicht** dieselben Ausbreitungsbedingungen gelten.

Der Vergleich der NO₂- und PM-Belastungen zeigt eine grundsätzliche Unterschätzung durch die Simulation. Besonders für Feinstaub liegen die simulierten Werte z. T. um über zwei Größenordnungen unter den Messwerten. Als entscheidender Grund kann die ausschließliche Berücksichtigung der immobilen, energiebedingten Schadstoffemissionen in der Simulation genannt werden. Die Hauptemittenten von NO₂ und PM sind industrielle Prozesse und der Verkehr [BMFT, 1984]; beide Quellen gehen nicht (Verkehr) oder nur unterrepräsentiert (industrielle Prozesse) in die Simulation ein. Der wenig aus-

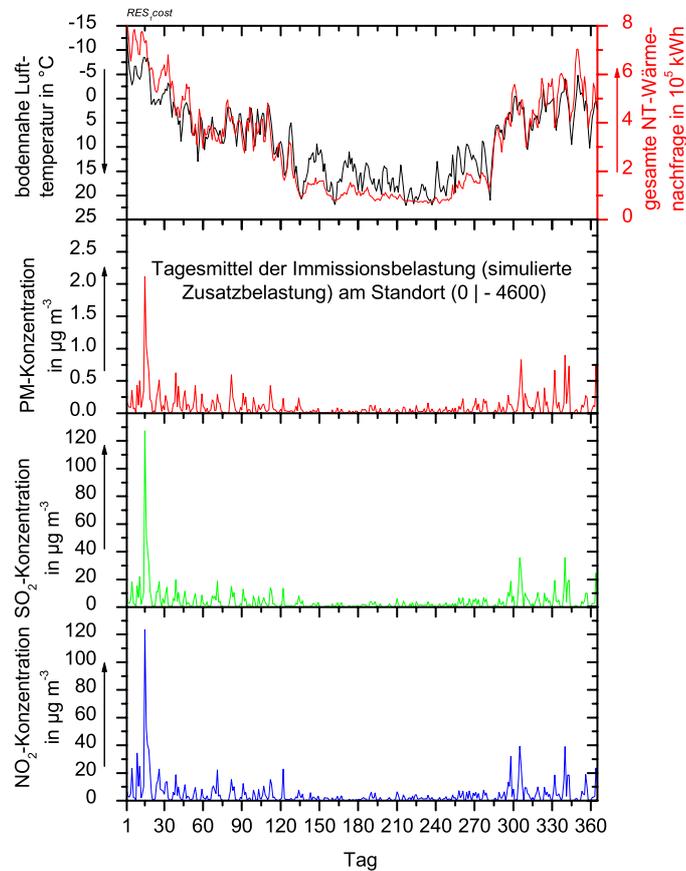


Abbildung 3.26: Temperaturverlauf und simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 | -4600) im Tagesmittel für RES_1 cost.

geprägte saisonale Verlauf der gemessenen NO_2 - und PM-Belastung stützt diese These.

Bei der SO_2 -Belastung ist dagegen eine Tendenz zur Überschätzung der realen Belastung zu erkennen. Wie im Falle von NO_2 stimmen die Größenordnungen sehr gut überein. Allerdings wird die SO_2 -Konzentration am Aufpunkt um etwa den Faktor zwei überschätzt. SO_2 wird in der Majorität durch Industrieprozesse und die immobile Energiebereitstellung freigesetzt [BMFT, 1984]. Eine Ursache für die Überbewertung können grundsätzlich als zu stark angegebene SO_2 -Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger und Versorgungstechniken oder die mangelnde Berücksichtigung von Entschwefelungsanlagen bei den zentralen KWK-Anlagen sein. Ebenfalls kann die räumliche Parametrisierung der Emissionssituation eine Fehlerquelle sein: Südlich des Monitorpunktes an den Orten (800 | -6200) und (-2600 | -5800) sind Punktquellen angeordnet, denen etwa 6% bzw. 7% der Hausbrandemissionen zugordnet sind. Obschon die beschriebene Modellierung des derzeitigen Energieversorgungssystems in RES_1 als

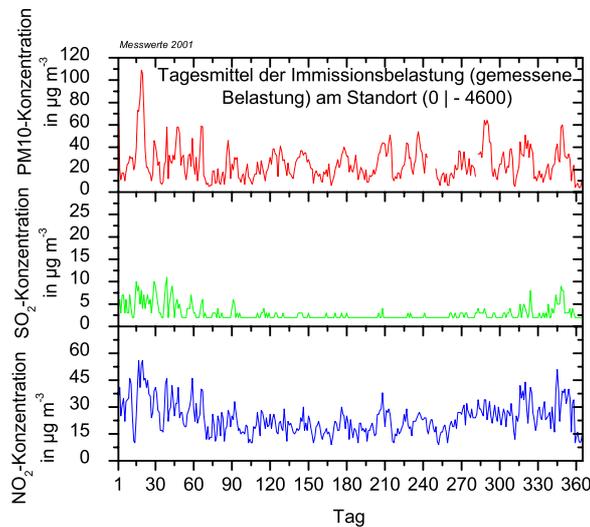


Abbildung 3.27: Gemessene Konzentration der Schadstoffbelastung am Monitorpunkt (0 | -4600) im Tagesmittel für das Jahr 2002.

realitätsnah angenommen wird und die Schadstoffemissionen ebenso wie der Technikmix im Hausbrandsektor entsprechend gut abgebildet sind, muss der Hausbrandmix für das betreffende *Quellgebiet* nicht zwingend zutreffen. Gerade für die beiden genannten Quellbezugsgebiete liegen unterschiedliche Strukturen vor: Bei Punkt (800 | -6200) handelt es sich um ein an das Stadtgebiet angrenzenden inhomogenen Stadtteil, der im Norden durch Mischgebiete mit Industrie und z. T. Doppel- und Reihenhausbauung (vornehmlich zwischen 1950 und 1980 erbaut) geprägt ist, während sich der Süden durch Wohngebiete mit jüngeren Mehrfamilienhäusern (in der Mehrzahl in den letzten Dekaden des 20. Jh. erbaut) und wenig Gewerbe auszeichnet (vgl. dazu auch Abb. 3.10, S. 43).

Ansonsten ist gerade für die SO_2 -Belastung eine gute Übereinstimmung des simulierten saisonalen Verlaufs mit den Messdaten zu erkennen.

Die vorangegangene Fehlerdiskussion wird beim Vergleich der Schadstoffbelastungen von RES_1 mit denjenigen aus den übrigen RES und OES berücksichtigt.

Aussagen über die Belastung mit Luftschadstoffen für weite Teile des gesamten Untersuchungsgebietes gehen durch die Analyse der Jahresmittelkonzentrationen pro Zelle im Rechengitter ein. Teilbild 3.28 a) zeigt die Schadstoffkonzentrationen als Jahresmittel für NO_2 , Teilbild 3.28 b) für SO_2 und Teilbild 3.28 d) für PM jeweils in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ für RES_1cost . In Teilbild 3.28 c) ist die mittlere tägliche Deposition an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ für RES_1cost zu sehen.

Bei der Analyse der jährlich gemittelten Konzentrationsbelastungen sind die Informationen aus dem Vergleich zwischen den gemessenen und simulierten Immissionsbelastungen am Aufpunkt hilfreich: Die NO_2 -Konzentration wird etwa um einen Faktor 1.5

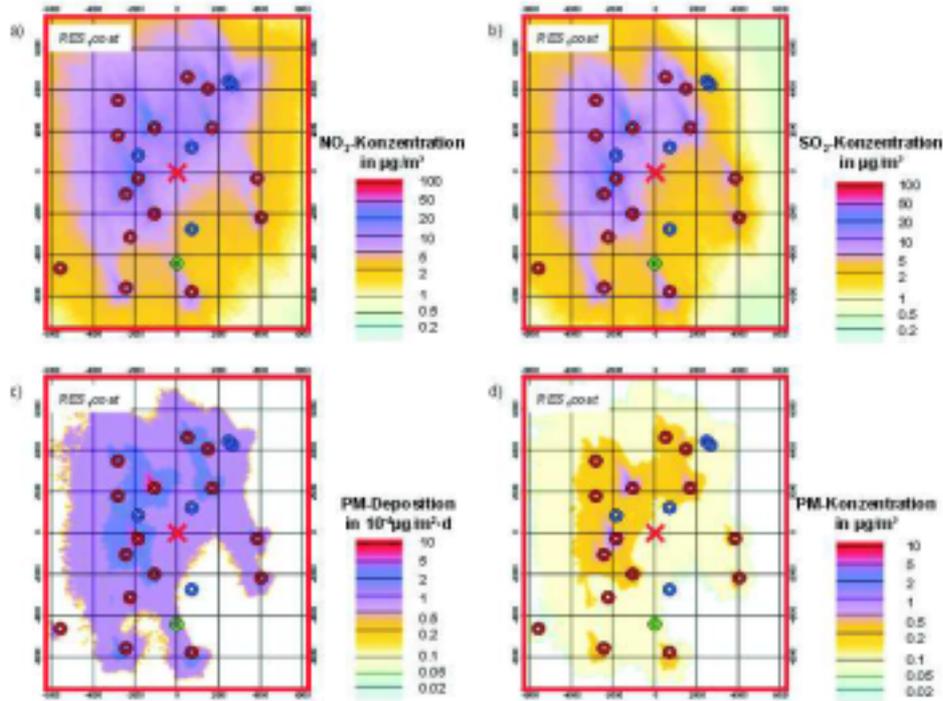


Abbildung 3.28: Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $\text{RES}_{1\text{cost}}$.

unterschätzt, die SO_2 -Konzentration wird um den Faktor zwei überschätzt, die PM-Konzentration wird deutlich, um etwa zwei Größenordnungen, unterschätzt.

Die NO_2 -Konzentrationen in Abb. 3.28 a) variieren zwischen $0.5 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (5925 | -7475) und $101.2 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-1250 | 2525); die SO_2 -Konzentrationen in Abb. 3.28 b) variieren zwischen $0.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (4950 | 7475) und $85.1 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-2050 | -7475); die PM-Konzentrationen in Abb. 3.28 d) variieren zwischen $0 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-6175 | -7425) und $1.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-1200 | 2450). Die in Abb. 3.28 c) gezeigten PM-Depositionsmengen variieren zwischen $0 \frac{\mu\text{g}}{\text{d} \cdot \text{m}^3}$ am Ort (-6250 | -7425) und $0.0011 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ am Ort (-1200 | 2450).

In [TA LUFT, 2002] sind die über ein Jahr gemittelten Immissionsgrenzwerte für NO_2 mit $40 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, für SO_2 mit $50 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ und für PM mit $40 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ angegeben; über die PM-Deposition wird keine Aussage getroffen.

Die genannten Über- bzw. Unterbewertungen im Rahmen der Simulation lassen bei SO_2 keine Immissionsbelastungen größer als $100 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ ($\hat{=}$ dem $50 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ -Grenzwert bei zweifacher Überschätzung der tatsächlichen Belastung) finden, in denen die für den Menschen schädliche Schadstoffbelastung überschritten wird. Im Falle der NO_2 -Belastung sind insgesamt 63 Zellen mit einer Belastung über $26.7 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ ($\hat{=}$ 1.5facher Unterschätzung der tatsächlichen Belastung) zu finden. Bei der PM-Belastung sind 143 Zellen mit einer Belastung über dem Grenzwert $0.8 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ ($\hat{=}$ 50fache Unterschätzung) und 961 Zellen über $0.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ ($\hat{=}$ 100fache Unterschätzung) anzutreffen.

3.3.3.2 RES₃: Gasdominiertes RES mit Strom aus Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und Niedertemperaturwärme aus Gasheizungen mit Brennwerttechnik

Als drittes RES wird ein gasdominiertes Energiesystem modelliert, dass in der Diskussion über verschiedene Techniken – neben dem vorhandenen System – als eine mögliche Referenz herangezogen wird (vgl. [ARNDT et al., 2002]).

Modellierung des Energiesystems In RES₃ werden insgesamt nur wenige verschiedene Energieversorgungstechniken zugelassen: Ein Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) in der Stromerzeugung, Kraft-Wärme-gekoppelte Gasturbinen-Heizkraftwerke in der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie Gas-Brennwertheizungen in der dezentralen NT-Wärmeversorgung (Hausbrand). Alle diese Techniken werden mit Gas aus dem Leitungsnetz der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH als Brennstoff betrieben.

Dieses Szenario stellt sicherlich keine realistische Alternative dar, wenn über einen Zeitraum von weniger als 50 Jahren zur Umstrukturierung diskutiert wird. Zu groß sind die erforderlichen Strukturveränderungen und die Brennstoffversorgung wäre zu wenig diversifiziert.

Dennoch ist es ein Szenario, dass in der Diskussion häufig als Referenz gegenüber anderen Entwicklungen herangezogen wird:

- Es ist durch einen leitungsgebundenen Energieträger bestimmt, der in der Fläche weitgehend verfügbar ist (in Augsburg beträgt die Verfügbarkeit von Gas weit über 95% [STAWA, 2002B]).
- Der relative Kohlenstoffanteil bei Gas ist der geringste unter den fossilen Brennstoffen. Die spezifischen CO₂-Emissionen von Gas sind damit die geringsten in dieser Brennstoffgruppe.
- Die Brennstoffkosten sind an den Erdölpreis gekoppelt, der seit 30 Jahren permanent beobachtet wird und den Markt bestimmt.
- In der nicht KW-gekoppelten, fossil befeuerten Energieversorgung sind GuD-Kraftwerke und Gas-Brennwertheizungen die derzeit effizientesten Alternativen.
- Beide Techniken sind bereits am Markt verfügbar und könnten von fachkundigen Unternehmen in gewissen Grenzen zeitnah installiert werden.

Die Versorgungsstruktur von RES₃ ist in Abb. 3.29 gezeigt. Die Nachfragezeitreihen sind dieselben wie in den beiden vorherigen Referenzsystemen RES₁ und RES₂ (vgl. Abschnitt 3.3.3.1, S. 54). In weiteren Rechnungen werden als Nachfragelastgänge jeweils alle drei in Abschnitt 3.4.2 (S. 87) vorgestellten Zeitreihen für 2015 und 2025 verwendet. Die Rechnungen sind in folgender Weise benannt:

$$RES_{3z} \text{ object} \quad \text{mit} \quad z = r, g15, g25, m15, m25, s15, s25$$

Darin gibt z die Zeitreihen an, mit g für *gering*, m für *mittel*, s für *stark*, 15 für die Zeitreihen aus 2015 und 25 für die Zeitreihen aus 2025; r symbolisiert die Verwendung

der Referenzzeitreihen wie in RES_1 und RES_2 . Das sind diejenigen Zeitreihen, die zur Berechnung der OES in Abschnitt 3.6 (S. 97) eingesetzt werden. Die Variable *object* steht wiederum für die Kennzeichnung der gewählten Zielgröße, also Gesamtkosten oder CO_2 -Emissionen.

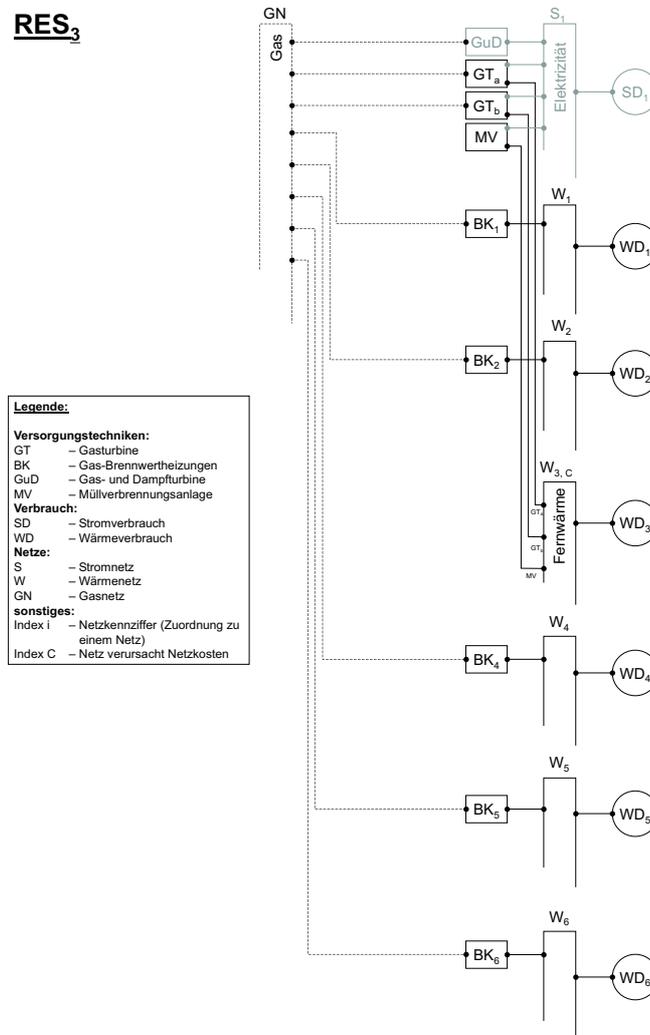


Abbildung 3.29: Netzschema des dritten Referenzenergiesystems RES_3 für Augsburg (vgl. Anhang B, S. 141).

Die Charaktergrößen zur eindeutigen Beschreibung der einzelnen Techniken sind in Tab. 3.5 aufgelistet.¹⁰

Ergebnisse der Modellierung In Abb. 3.30 sind die installierten Leistungen $P_{i,inst}$ der i verfügbaren Techniken für alle 14 Rechnungen von RES_3 aufgelistet. Wie aus Tab. 3.5 ersichtlich, sind nur für die Techniken MVA (MV) und Gasturbinen-Kraftwerk

¹⁰Die Angaben zu den für die Techniken angenommenen Kosten finden sich in Anhang D (S. 157).

Tabelle 3.5: Charakterisierung der Versorgungstechniken in den Referenzszenarios RES₃ (vgl. Anhang B, S. 141).

Nach [ÖKO-INSITUT, 2003]; [STAWA, 2003A]; [WIENER STW., 2003].

Technik <i>i</i>	Brennstoff	$m_i^{pollutant}(t_j)$				$\eta_{i,type}$		sonstige	
		CO ₂	SO ₂	NO ₂	PM	el.	th.	Auflagen	
		in $\frac{t}{MWh}$				in %		in MW	
Netz S₁, SD = 100% gesamte Elektrizitätsnachfrage									
GD	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	58	0		
Netz W₃, WD₃ = 20% gesamte NT-Wärmenachfrage									
MV	Müll	0.470	16.9	251.6	2.9	25	60	P_{inst}^{eq}	34
GT _a	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	30	40	P_{inst}^{eq}	100
GT _b	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	30	40		
Netz W₁, WD₁ = 42.5% gesamte NT-Wärmenachfrage									
BK ₁	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104		
Netz W₂, WD₂ = 7.5% gesamte NT-Wärmenachfrage									
BK ₂	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104		
Netz W₄, WD₄ = 15% gesamte NT-Wärmenachfrage									
BK ₄	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104		
Netz W₅, WD₅ = 14% gesamte NT-Wärmenachfrage									
BK ₅	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104		
Netz W₆, WD₆ = 1% gesamte NT-Wärmenachfrage									
BK ₆	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104		

(GT_a) Installationsgrenzen fest vorgegeben (MV und GT sind auch in RES_1 und RES_2 verfügbar). Durch die fehlenden Konkurrenztechniken sind die Gas-Brennwertheizungen (BK_i) in den Wärmenetzen W_i , mit $i = 1, 2, 4, 5, 6$, durch die Nachfragelast in der Kapazität festgelegt. Variabel sind nur das GuD- (GD) und das zweite Gasturbinen-Kraftwerk (GT_b). Dies ist in Abb. 3.30 deutlich an den verschiedenen installierten Leistungen dieser Techniken im Vergleich der Kosten- und CO_2 -Emissionsoptimierung bei gleichen Nachfragezeitreihen zu erkennen. In den kostenoptimalen Rechnungen ist die Kapazität von GD und GT_b geringer als in den CO_2 -optimalen Rechnungen. Zugleich geht aus Abb. 3.31 hervor, dass in der Kostenoptimierung der Anteil von GT_b an der Endenergiebereitstellung größer ist, als bei der CO_2 -Optimierung. Genau das Gegenteil gilt für die Technik GD. Dies Verhalten folgt daraus, dass GT_b zu Zeiten hoher NT-Wärmenachfrage in der Kraft-Wärme-Kopplung mehr Endenergie bereitstellt. In Zeiten nicht so großer NT-Wärmenachfrage nimmt der Endenergieanteil der ungekoppelten Umwandlung durch das GuD-Kraftwerk (GD) zu. Dieser Effekt zeigt sich auch bei GT_a , kann dort aber keine Auswirkungen auf die Installationsleistung $P_{GT_a,inst}$ haben. Eine Folge ist die in den Kostenoptimierungen größere Menge an überschüssiger Endenergie, die durch die KWK-Anlagen bereitgestellt wird.

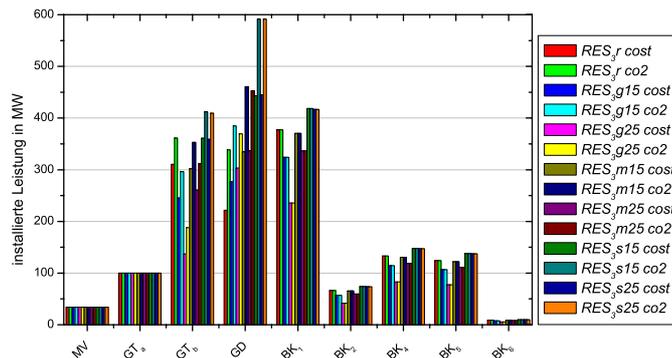


Abbildung 3.30: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Referenzenergiesystemen RES_3 .

Die CO_2 -Emissionen bei den Rechnungen $RES_{3r} cost$ und $RES_{3r} co2$ liegen mit etwa 1.3 Mt p. a. deutlich unter denen in RES_1 und RES_2 , die um 1.89 und 2.03 Mt p. a. variieren. Der Vergleich der Rechnungen $RES_{3r} cost$ und $RES_1 cost$ miteinander ergibt ein CO_2 -Einsparpotential von 0.64 Mt p. a. oder von 32.4%.

Durch die unterschiedliche Zusammensetzung der Endenergienachfragen aus Elektrizität und NT-Wärme in den Referenz-Lastgängen r und den Lastgängen $g15$ (vgl. Abschnitt 3.4.2, S. 87) sind die CO_2 -Emissionen in den Rechnungen mit dieser Nachfrage um etwa 30 000 t p. a. höher. Der Vergleich zweier Rechnungen mit gleicher Nachfrage verdeutlicht, dass zwischen der kosten- und emissionsoptimalen Betriebsweise der Versorgungstechniken CO_2 -Einsparungen von 20 000 bis 60 000 t p. a. möglich sind. In einem mit mehr Alternativen ausgestatteten Technikpark sind diese Einsparmöglichkeiten relativ größer, als es in RES_1 und RES_2 der Fall ist.

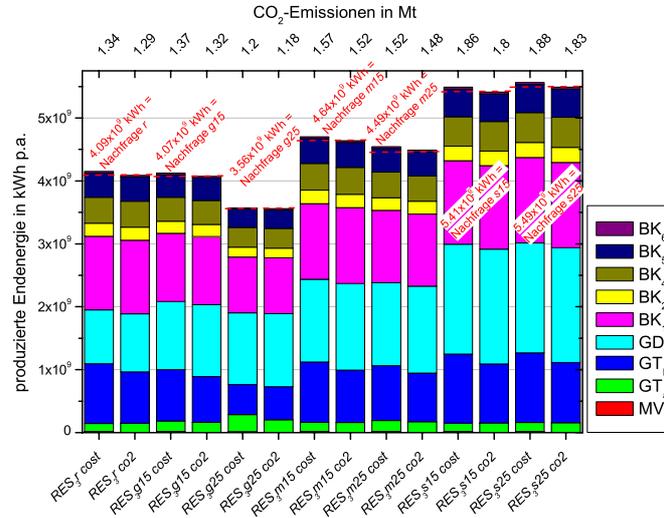


Abbildung 3.31: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Referenzenergiesystemen RES_3 .

Zu Beginn dieses Abschnittes wurde RES_3 als ein durch den Brennstoff Gas dominiertes Energiesystem bezeichnet. In der Summe werden in den Rechnungen $RES_3r\ cost$ und $RES_3r\ co2$ $5.13 \cdot 10^9$ kWh und $5.09 \cdot 10^9$ kWh Primärenergie in Form von Gas verbraucht. In den Rechnungen $RES_1\ cost$ und $RES_1\ co2$ sind es $2.74 \cdot 10^9$ kWh und $2.57 \cdot 10^9$ kWh. Der Gasverbrauch in RES_3 ist demnach fast doppelt so groß wie in RES_1 , worin das gasgefeuerte Gasturbinen-Kraftwerk (GT) bereits implementiert ist. In RES_2 ist der Gasverbrauch mit $2.16 \cdot 10^9$ kWh für beide Optimierungsfälle nochmals deutlich geringer.

Modellierung der Luftschadstoffausbreitung Die Luftschadstoffausbreitung wird für $RES_3m15\ cost$ und $RES_3m25\ cost$ simuliert, um eine Referenz für die zukünftigen Szenarios, die OES, zu erstellen. Ein Vergleich dieser Dispersionsrechnungen mit denen von $RES_1\ cost$ ist ebenfalls zulässig. Jedoch muss beachtet werden, dass die Nachfragelastgänge in diesen Fällen nicht gleich sind.

Wie in Abb. 3.25 (S. 61) sind 20 Punktquellen im Stadtgebiet angeordnet. Da sich die Techniken im Fernwärmenetz W_3 unterscheiden, wurden hier Standortänderungen vorgenommen: Die MVA (MV) und das Gasturbinen-Kraftwerk (GT_a) verbleiben an den Standorten. Zusätzlich wird in diesem Bereich das GuD-Kraftwerk platziert. Am Ort $(-1900 | 1000)$ ist das zweite Gasturbinen-Kraftwerk (GT_b) angeordnet. Am Ort $(700 | -2800)$ ist in diesen Simulationen keine Quelle mehr angeordnet, da das Dampfturbinen-Kraftwerk (DT) aus RES_1 und RES_2 in RES_3 nicht mehr enthalten ist. Damit sinkt die Zahl der durch die blauen Ringe symbolisierten einzelnen Techniken von fünf auf vier Quellen.

Am Punkt (800 | 1400) ist eine weitere Teilquelle der Hausbrandtechniken angeordnet. Analog zu dem Vorgehen in Abschnitt 3.3.3.1 werden die Anteile dieser unter Einbeziehung des betreffenden Raumes für die jetzt 16 übrigen Quellen neu berechnet.

Als Quellhöhen sind angesetzt:

MV	30 m ü. Gr.;	GT _a	50 m ü. Gr.;
GT _b	30 m ü. Gr.;	GD	40 m ü. Gr.;
(800 1400)	40 m ü. Gr.;	Rest	20 m ü. Gr.

Der Aufpunkt verbleibt bei (0 | -4600).

Ergebnisse der Luftschadstoffausbreitung In Abb. 3.32 sind die simulierten Zusatzbelastungen am Aufpunkt als Tagesmittelwerte der Konzentration für die Rechnungen *RES₃m15 cost* (linke Seite) und *RES₃m25 cost* (rechte Seite) dargestellt.

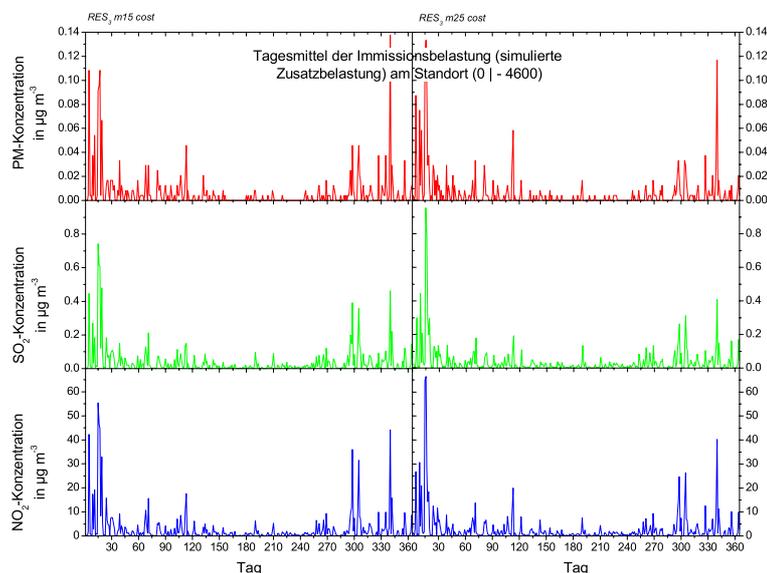


Abbildung 3.32: Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 | -4600) im Tagesmittel für *RES₃m15 cost* (linke Seite) und *RES₃m25 cost* (rechte Seite).

Die NO_2 -Konzentrationen sind etwas geringer als bei der Simulation *RES₁ cost* (vgl. Abb. 3.26, S. 63), obschon in den Simulationen von *RES₃* die Primärenergie zur Deckung der **gesamten** Elektrizitätslast im Rechengebiet umgewandelt wird. Deutlich geringer ist die Belastung mit SO_2 , die relativ zu *RES₁* um zwei Zehnerpotenzen niedriger ausfällt. Die PM-Konzentration in den *RES₃*-Simulationen liegt um etwa eine Größenordnung unterhalb der in *RES₁* bestimmten Werte.

In allen drei Fällen liegt die Ursache für diese deutlich geringere Belastung im Hausbrandsektor: Der Brennstoff Heizöl mit einem Versorgungsanteil von 29% im Hausbrandsektor von *RES₁* wird durch Gas ersetzt. Die konventionellen Gasheizungen (GK) (Versorgungsanteil im Hausbrand von 42.5% in *RES₁*) werden durch die effizientere

Gas-Brennwerttechnik (BK) substituiert. Diese Umstrukturierung hat eine höhere Effizienz in der Hausbrandumwandlung und um die genannten Größenordnungen geringere spezifische Emissionsfaktoren $m_i^{SO_2}(t_j)$ zur Folge (vgl. Tab. 3.4, S. 55 und Tab. 3.5, S. 68).

Die geringen Unterschiede zwischen den in Abb. 3.32 links und rechts dargestellten Graphen der Rechnungen mit den Nachfragelastgängen m_{15} und m_{25} ergeben sich aus eben diesen unterschiedlichen Lastgängen: Es wird eine leicht veränderte Einsatzweise der durch das Elektrizitätsnetz S_1 und das Fernwärmenetz W_3 miteinander verknüpften Techniken GD, GT_a , GT_b und MV ermittelt.

Die beschriebenen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Dispersionssimulation von RES_1 und RES_3 schlagen sich auch in den gemittelten jährlichen Belastungen nieder, die in Abb. 3.33 und Abb. 3.34 gezeigt sind.

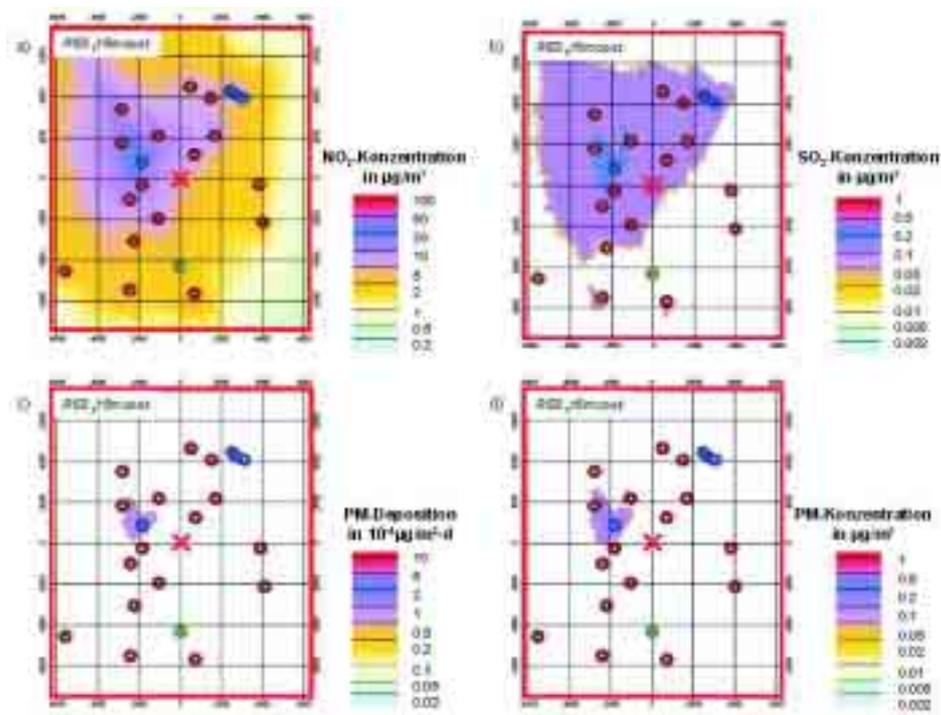


Abbildung 3.33: Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu g}{m^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu g}{m^2 \cdot d}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu g}{m^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $RES_{3m15} cost$.

Die räumlichen Verteilungen der mittleren jährlichen Belastungen zeigen jeweils eine relative Konzentrationserhöhung um den Punkt (1900 | 1000), verglichen mit $RES_1 cost$. In absoluten Werten ist die SO_2 - und PM-Belastung aus den genannten Gründen wesentlich geringer.

In $RES_{3m15} cost$ ist die maximale NO_2 -Belastung mit $82.2 \frac{\mu g}{m^3}$ am Punkt (-2150 | 1300) gegeben; in 65 Zellen um diesen Punkt sind Konzentrationen oberhalb des kalibrierten Grenzwertes von $26.7 \frac{\mu g}{m^3}$ anzutreffen. Für SO_2 und PM werden keine Grenzwertüberschreitungen ermittelt.

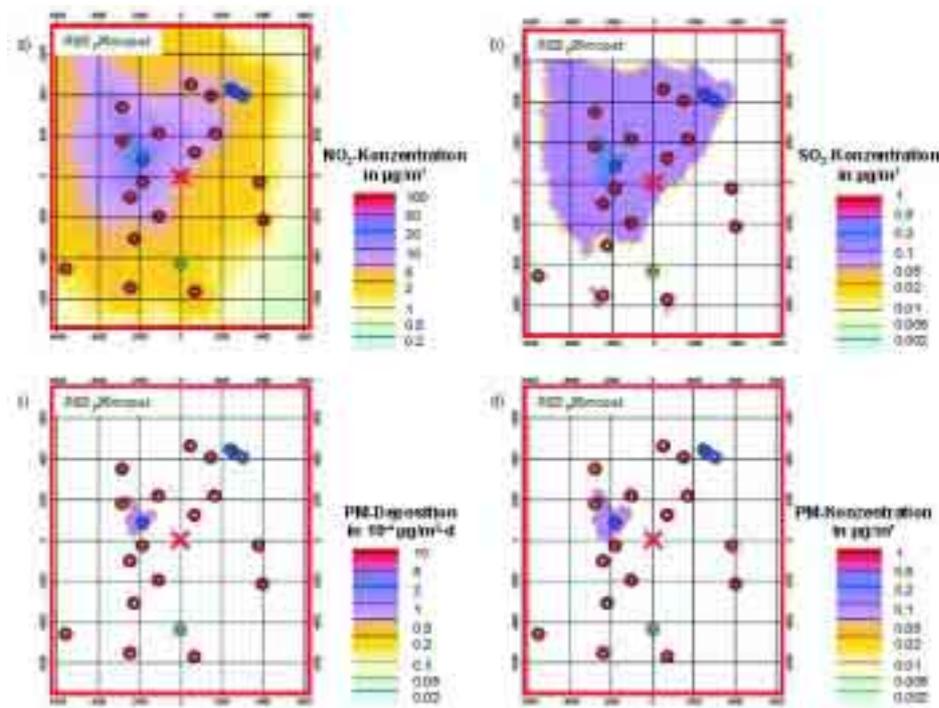


Abbildung 3.34: Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ pro Gitterzelle für das Referenzenergiesystem $\text{RES}_3\text{m}25 \text{ cost}$.

Ein ähnliches Bild findet sich in der Rechnung $\text{RES}_3\text{m}25 \text{ cost}$: Keine Grenzwertüberschreitungen bei den SO_2 - und PM-Belastungen. In 23 Zellen um den Standort von GT_b wird der Grenzwert von $26.7 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ NO_2 überschritten, wenn von einer 1.5fachen Unterschätzung dieses Stoffes durch die Simulation ausgegangen wird. Der Maximalwert der NO_2 -Konzentration liegt mit $84.2 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Punkt $(-2075 \mid 1350)$ geringfügig über dem Wert von $\text{RES}_3\text{m}15 \text{ cost}$.

3.4 Projektionen der zukünftigen Entwicklung der Stadt Augsburg

3.4.1 Stadtentwicklung

Die nachfolgenden Abschnitte 3.4.1.1 bis 3.4.1.4 dokumentieren die zweite Anwendung des Stadtentwicklungsmoduls, in der die Projektionen der zukünftigen Entwicklung der Indikatoren der Stadtentwicklung durchgeführt werden.

3.4.1.1 Bevölkerung

Die Projektion der Einwohner ist eine blockweise Extrapolation der in Abb. 3.6 (S. 37) dargestellten Entwicklung zwischen den Jahren 1987 und 2000. Diese Entwicklung lässt

Tabelle 3.6: Projektionen der kumulierten Einwohnerentwicklung für Augsburg bis 2015 und 2025.

	Szenario		
	gering	mittel	stark
Gesamteinwohnerzahl 2015	292 635	299 661	302 711
δ Einwohnerzuwachs bis 2015	-0.00175	0	+0.00075
jährlicher Zuwachs seit 2000	+0.47% p. a.	+0.63% p. a.	+0.70% p. a.
Zuwachs seit 2000	+7.34%	+9.92%	+11.04%
Gesamteinwohnerzahl 2025	300 428	313 845	322 295
δ Einwohnerzuwachs bis 2025	-0.00475	-0.0015	+0.0005
jährlicher Zuwachs seit 2015	+0.26% p. a.	+0.46% p. a.	+0.63% p. a.
Zuwachs seit 2015	+2.66%	+4.73%	+6.47%
Zuwachs von 1987 bis 2025	+21.41%	+26.83%	+30.25%

sich durch eine lineare Zunahme gemäß Gl. 3.1 (S. 30) beschreiben. Durch die Betrachtung der einzelnen Blöcke bei der Projektion ist die Berücksichtigung der vergangenen Trends der Einwohnerentwicklung in jedem einzelnen Block möglich.

Um die gewünschten drei Szenarios der Projektion zu erhalten, muss die Steigung γ in Gl. 3.1 mit einem Vorfaktor $(1 + \delta)$ multipliziert werden. Aus Gl. 3.1 ergibt sich

$$f(t) = (1 + \delta) \cdot \gamma \cdot t + y_0 \quad (3.9)$$

worin δ so gewählt wird, dass gilt

$$0 < |\delta| \ll 1$$

Die drei verschieden ausgeprägten Extrapolationen der Trends werden erreicht, indem δ für jeden der in Tab. 3.6 aufgeführten Fälle einzeln gewählt wird.

Infolge der modifizierten, linearen Extrapolation der Einwohnerentwicklung zwischen 1987 und 2000 wird für die Jahre bis 2015 und 2025 ein andauerndes, wenn auch vermindertes Einwohnerwachstum projiziert. Dies läuft dem gemeinhin angenommenen Rückgang der Bevölkerung in Deutschland entgegen [HEINEBERG, 2000]. Wird hingegen eine in den westlichen Industrieländern weiterhin zunehmende Verstädterung und Urbanisierung erwartet und werden für Augsburg spezifische Faktoren berücksichtigt, ist ein Anwachsen der Einwohnerzahl im Oberzentrum Augsburg wahrscheinlich (vgl. [RICHTER, 2003]).

Um die Projektionen leichter einordnen zu können, sind in Tab. 3.6 die Zuwachsraten relativ zu 2000 bzw. 2015 als jährliche Werte und über den gesamten Zeitraum angegeben. Das Einwohnerwachstum zwischen 1987 und 2001 betrug +0.75% p. a. bzw. +10.17% über den gesamten Zeitraum von 13 Jahren.

In der Projektion wird davon ausgegangen, dass die Stadtfläche von 147 km² konstant ist. Im *mittleren* Szenario bedeutet das eine Zunahme der Einwohnerdichte auf 2 039 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ im Jahr 2015 und 2 135 $\frac{\text{Einw.}}{\text{km}^2}$ im Jahr 2025. Relativ zu 1987 ist das eine

Steigerung um +21.15% bis 2015 und +26.86% bis 2025.

Bezüglich der bewohnten Blöcke muss festgehalten werden, dass aufgrund der linearen Extrapolation der Entwicklung zwischen 1987 und 2000 sowohl 2015 als auch 2025 nur Blöcke bewohnt sind, die bereits 2000 bewohnt waren. Daraus ergibt sich der scheinbare Widerspruch, dass *in einer konstanten Zahl von Blöcken mehr Einwohner leben*, obschon Abschnitt 3.4.1.3 (S. 78) von einer Zunahme der Wohnfläche pro Kopf ausgegangen wird. Dieses Dilemma ist insofern nicht relevant, da neben dem Neubau von höher geschossigen Wohnhäusern in vielen Blöcken noch unbebaute/unbewohnte Freiflächen vorhanden sind, die durch Zubau von Wohnraum verdichtet werden können. Hierzu gehören nicht zuletzt die in Augsburg anzutreffenden Konversionsflächen.

3.4.1.2 Erwerbsstruktur

Analog zur Analyse des Ist-Zustandes des Indikators *Erwerbsstruktur* wird die Projektion des Indikators in die Teilaspekte *Beschäftigte*, *Wirtschaftsleistung* und den dazwischen bestehenden *Zusammenhang* gegliedert.

In Abschnitt 3.3.1.3 (S. 36) wurde im Hinblick auf die Datenlage darauf hingewiesen, dass die Projektion der Beschäftigten nicht als blockscharfe, lineare Extrapolation erfolgen kann. Ein praktikables, alternatives Vorgehen nutzt den zuvor dargelegten Zusammenhang zwischen der Beschäftigtenzahl und der Wirtschaftsleistung (vgl. Abb. 3.9, S. 41).

Zu diesem Zweck wird als erstes die Wirtschaftsleistung projiziert.

Wirtschaftsleistung Das BIP Augsburgs wuchs in den beiden letzten Dekaden des 20. Jahrhunderts auf hohem Niveau relativ stetig, wie Tab. 3.2 (S. 40) zeigt. Von diesem Trend ausgehend wird bis 2015 und 2025 ein weiteres Anwachsen des BIP projiziert. Allerdings ist das Wirtschaftswachstum Augsburgs an das der übergeordneten Wirtschaftseinheiten wie den Freistaat Bayern, die Bundesrepublik und die Europäische Union gekoppelt. Durch die Kopplung an die übergeordneten Wirtschaftsräume, in denen geringere BIP-Wachstumsraten als in Augsburg beobachtet wurden, folgt die Annahme eines in Zukunft verminderten BIP-Wachstums. Demnach entspricht die *mittlere* Projektion nicht dem bisherigen Wachstum.¹¹ [PELTE, 2002] gibt als zukünftige Entwicklung der Wirtschaftsleistung in Industrieländern ein Wachstum pro Dekade zwischen 5% und 15% an. In Augsburg hat zwischen 1980 und 1998 ein deutlich über dem Bundesmittel liegendes Wirtschaftswachstum stattgefunden. Es wird angenommen, dass dieser Trend bestehen bleibt, das Wirtschaftswachstum aber bis 2025 nicht mehr in dem Maße ansteigt, wie es zwischen 1980 und 1998 der Fall war.

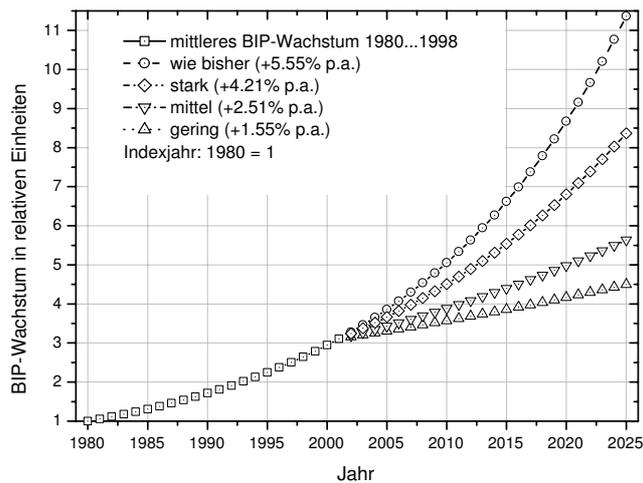
Die unter diesen Annahmen für Augsburg projizierten Wachstumsszenarien des BIP sind in Tab. 3.7 aufgelistet. Zum Vergleich ist in der letzten Spalte der Tabelle der Fall aufgelistet, in dem das BIP weiterhin mit 5.55% p. a. ansteigt.

In Abb. 3.35 sind die drei Projektionen sowie zum Vergleich dazu die Extrapolation der seit 1980 erhobenen, mittleren Entwicklung des BIP der kreisfreien Stadt Augsburg als Indexdarstellung aufgetragen.

¹¹ **Anm.:** Die Annahme eines anhaltenden BIP-Wachstums entsprechend den 5.55% p. a. der vergangenen Dekaden würde im Folgenden zu unrealistischen Ergebnissen führen. Ein Beispiel dafür ist eine resultierende Beschäftigtenzahl, die fast gleich der Einwohnerzahl in Augsburg wäre. Folglich wird von einem BIP-Wachstum von weniger als 5.55% p. a. ausgegangen.

Tabelle 3.7: Projektion des BIP-Wachstums der kreisfreien Stadt Augsburg bis 2025.

		Szenario			wie bisher
		gering	mittel	stark	
jährliches BIP- Wachstum bis 2025	in % p. a.	+1.55	+2.51	+4.21	+5.55
erste Dekade (2001...2010)	in %	+15	+25	+45	+63
bis 2015 (relativ zu 2001)	in %	+24	+41	+78	+113
bis 2025 (relativ zu 2001)	in %	+45	+81	+169	+266

**Abbildung 3.35:** Projektion des BIP-Wachstums der kreisfreien Stadt Augsburg gemäß Tab. 3.7, Indexjahr: 1980 = 1.

Zusammenhang zwischen Beschäftigtenzahl und Wirtschaftsleistung In Abschnitt 3.3.1.3 ist der Zusammenhang zwischen Beschäftigtenzahl und BIP für Augsburg durch eine Sättigung gemäß Gl. 3.3 beschrieben. Die in Abb. 3.9 dargestellte bisherige Entwicklung wird zur Projektion dieses Zusammenhangs in drei Szenarios modifiziert, so dass drei unterschiedliche Sättigungszustände erreicht werden. Tab. 3.8 gibt die in Gl. 3.3 (S. 30) eingesetzten Parameter an. In Abb. 3.36 sind die Projektionen sowie der historische Verlauf zum Vergleich eingezeichnet.

Tabelle 3.8: Parameter der Sättigungsgleichung 3.3 zur Projektion des Quotienten aus Beschäftigten am Arbeitsort und BIP bis 2025.

	Szenario		
	gering	mittel	stark
A_1	31	29.5	28
A_2	7	8.5	10
V_{50}	1990.75453		
S	-5	-4	-3

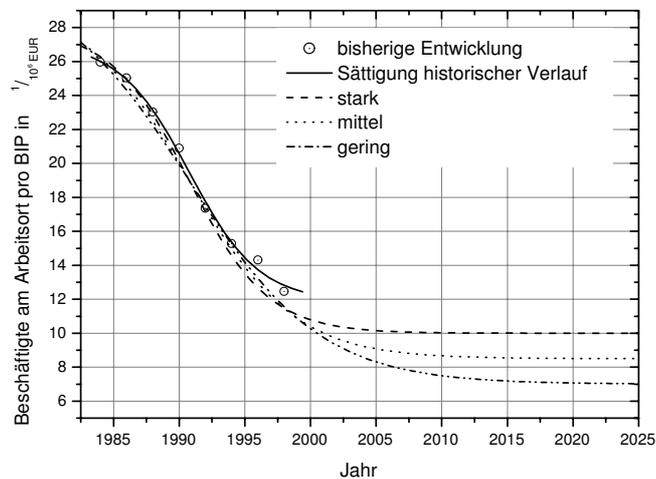


Abbildung 3.36: Projektion des Quotienten aus Beschäftigten am Arbeitsort und BIP der kreisfreien Stadt Augsburg gemäß Tab. 3.8.

Beschäftigte Aus diesem Zusammenhang lässt sich die Beschäftigtenzahl am Arbeitsort Augsburg als gekoppelte Entwicklung aus den Größen *Wirtschaftsleistung* und *Beschäftigte pro Wirtschaftsleistung* ableiten. Für den Funktionswert $f(t)$ aus Gl. 3.3 (S. 30) gilt in diesem Fall Beziehung 3.10

$$f(t) = \frac{\text{Beschäftigte am Arbeitsort}(t)}{\text{BIP}(t)}. \quad (3.10)$$

Aus der Verknüpfung von Wirtschaftsleistung und Beschäftigten pro Wirtschaftsleistung ergeben sich neun Projektionen der Beschäftigtenzahl gemäß der Matrix:

		BIP-Wachstum		
		gering	mittel	stark
Beschäftigte am Arbeitsort pro BIP	gering	B_{gg}	B_{gm}	B_{gs}
	mittel	B_{mg}	B_{mm}	B_{ms}
	stark	B_{sg}	B_{sm}	B_{ss}

Quantitativ ergeben sich die in Abb. 3.37 gezeigten Beschäftigtenzahlen für 2015 und 2025. Die linke Ordinate gibt die Anzahl der Beschäftigten in 1000 an, die rechte Ordinate die Veränderung dieser Zahl, bezogen auf den Wert von 2001.

3.4.1.3 Wohnraum

Die Projektion des Wohnraums für Stütz- und Zieljahr wird blockscharf und in Abhängigkeit der Einwohner pro Block durchgeführt. Dazu werden die in Abschnitt 3.4.1.1 (S. 73) projizierten Einwohnerzahlen pro statistischem Block mit Projektionen der Wohnflächenänderung pro Kopf verknüpft. Aus den jeweils drei Szenarios ergeben sich für die gesamte Wohnfläche pro Block neun Projektionsszenarios gemäß der Matrix:

		Einwohnerzahl		
		gering	mittel	stark
Wohnflächen pro Einwohner	gering	$W_{f_{gg}}$	$W_{f_{gm}}$	$W_{f_{gs}}$
	mittel	$W_{f_{mg}}$	$W_{f_{mm}}$	$W_{f_{ms}}$
	stark	$W_{f_{sg}}$	$W_{f_{sm}}$	$W_{f_{ss}}$

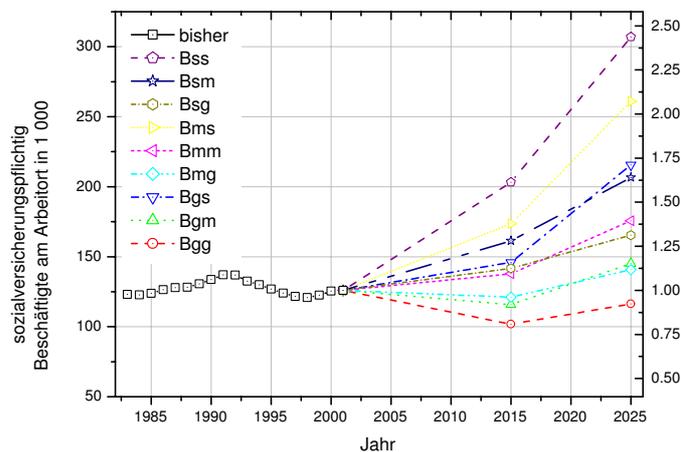


Abbildung 3.37: Neun Projektionsszenarios der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in Augsburg bis 2015 und 2025.

Bisherige Daten nach [AA AUGSBURG, 2002]; [IHK, 1999].

Die Projektionen der Einwohnerzahl pro Block können aus Abschnitt 3.4.1.1 übernommen werden. Es sind zusätzlich Annahmen über die Projektion der pro Kopf-Wohnfläche zu treffen.

Analog zur blockscharfen Einwohnerprojektion werden die Veränderungen der Wohnfläche in den einzelnen Blöcken zwischen 1987 und 2000 aus Abschnitt 3.3.1.4 mittels Gl. 3.1 (S. 30) beschrieben und gemäß Gl. 3.9 (S. 74) extrapoliert. Als Nebenbedingung gilt auch hier wieder

$$0 < |\delta| \ll 1$$

Bei der Extrapolation der Wohnfläche sind für zwei Typen von Blöcken weitergehende Annahmen nötig, um eine in sich logisch-konsistente Projektion zu ermöglichen:

- i.) In denjenigen Blöcken, die 1987 **unbewohnt** und 2001 **bewohnt** waren, wird angenommen, dass die pro Kopf-Wohnfläche bis 2025 **nicht** anwächst.
- ii.) In denjenigen Blöcken, in denen die einwohnerspezifische Wohnfläche 2001 über $100 \frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$ lag, wird angenommen, dass die pro Kopf-Wohnfläche bis 2025 **nicht** anwächst.

Im allgemeinen Trend wird von einem Einwohneranstieg bei einer im Wachsen begriffenen pro Kopf-Wohnfläche ausgegangen. Dagegen sind 2025 in den 2000 unbewohnten Blöcken keine Einwohner zu finden. Dieses Dilemma wurde bereits bei der Projektion der Einwohnerzahlen in Abschnitt 3.4.1.1 diskutiert.

In Tab. 3.9 sind die Modifikationen des pro Kopf-Wohnraumzuwachses und die Ergebnisse der neun Projektionsszenarios aufgeführt. Wie die Tabelle zeigt, wird für die einwohnerspezifische Zunahme im Fall *geringer* Veränderungen ein vermindertes Wachstum, im Fall *mittlerer* Veränderungen ein konstantes Wachstum ($\delta = 0$) und im Falle *starker* Veränderungen ein verstärktes Wachstum angenommen. Zwischen 2000 und 2015 werden die Veränderungen leicht ausgeprägter erwartet als zwischen 2015 und 2025.

In Abb. 3.38 ist die projizierte räumliche Verteilung der Wohnfläche nach Szenario *W_{fmm}* für 2025 abgebildet.

3.4.1.4 Energieversorgung

Eine Extrapolation beobachteter Trends in hoher räumlicher Auflösung ist für den Indikator *Energieversorgung* nicht möglich, denn über die räumliche Energieversorgungsstruktur liegen lediglich die Abrechnungslisten der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH für jeweils einen Abrechnungszeitraum vor. Um dennoch Projektionen der Energiestruktur erstellen zu können, wird die Nutzung externer Annahmen zur Entwicklung der Bereiche Elektrizität und NT-Wärme z. B. aus der Literatur notwendig.

Elektrizität Die Projektion des Elektrizitätsbedarfs wird zunächst getrennt für den privaten und den industriellen/gewerblichen Bereich durchgeführt. Grundlegend ist die Annahme, dass die in Abschnitt 3.3.1.5 (S. 44) festgestellte Aufteilung in privaten und industriellen/gewerblichen Elektrizitätsbedarf im Verhältnis von etwa eins zu zwei zwischen 1980 und 2025 konstant bleiben wird.

Anschließend werden die Szenarios beider Bereiche miteinander verknüpft.

Tabelle 3.9: Projektionen der kumulierten Wohnraumveränderung für Augsburg bis 2025.

Szenario	Wohnfläche		pro Kopf- Wohnfläche		δ des pro Kopf- Wohnflächenzuwachses	
	2015	2025	2015	2025	2015	2025
	in 1000 m ²		in $\frac{\text{m}^2}{\text{Einw.}}$		dimensionslos	
$W_{f\text{gg}}$	11 184	12 152	38.22	40.45	-0.0025	-0.002
$W_{f\text{gm}}$	11 445	12 658	38.19	40.33	-0.0025	-0.002
$W_{f\text{gs}}$	11 559	12 976	38.18	40.16	-0.0025	-0.002
$W_{f\text{mg}}$	11 493	12 102	39.27	41.28	0	0
$W_{f\text{mm}}$	11 756	12 911	39.23	41.14	0	0
$W_{f\text{ms}}$	11 870	13 230	39.21	41.05	0	0
$W_{f\text{sg}}$	11 802	12 652	40.33	42.11	+0.0025	+0.002
$W_{f\text{sm}}$	12 067	13 164	40.27	41.94	+0.0025	+0.002
$W_{f\text{ss}}$	12 182	13 485	40.24	41.84	+0.0025	+0.002

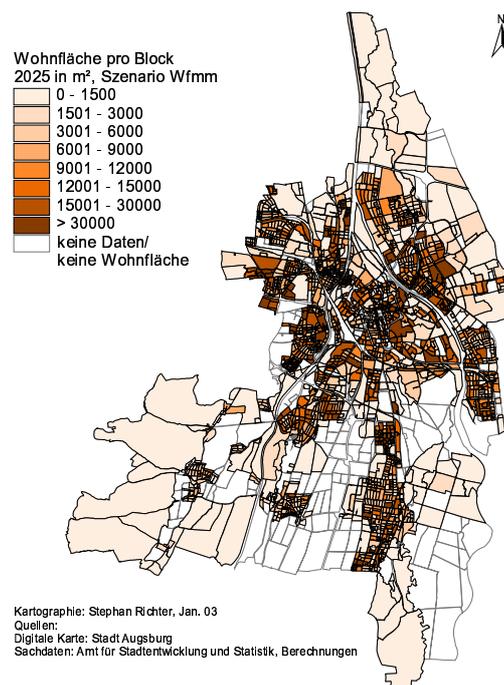


Abbildung 3.38: Projizierte räumliche Verteilung der Wohnfläche pro statistischem Block nach Szenario $W_{f\text{mm}}$ für das Jahr in 2025 in m². (Kartographie und Quelle: s. Karte).

Die Projektion des privaten Elektrizitätsbedarfs ergibt sich aus der Kopplung der Projektion der Einwohnerzahlen und einer Veränderung der pro Kopf-Elektrizitätsnachfrage. Die daraus folgenden neun Projektionsszenarios sind in der folgenden Matrix dargestellt:

		Einwohnerzahl		
		gering	mittel	stark
pro Kopf-Elektrizitätsverbrauch	gering	S_{pgg}	S_{pgm}	S_{pgs}
	mittel	S_{pmg}	S_{pmm}	S_{pms}
	stark	S_{psg}	S_{psm}	S_{pss}

Anders als die Einwohnerzahl kann die Veränderung der pro Kopf-Elektrizitätsnachfrage nicht aus dem vorliegenden Datenmaterial als Extrapolation eines historischen Trends abgeleitet werden. Externe Annahmen aus der Literatur sind nötig. Hierzu werden die Ergebnisse des Referenzszenarios aus [ENQUETE, 2002] und aus [REISINGER et al., 2002] herangezogen.

In [REISINGER et al., 2002] wird davon ausgegangen, dass der Elektrizitätsbedarf für die vorhandenen Verbraucher im privaten Bereich über längere Zeiträume konsolidieren wird. Tendenziell wird bis 2010 ein langsames Ansteigen des privaten Elektrizitätsbedarfs erwartet, das ab 2020 in einen Rückgang übergeht. Als Ursache werden vor allem Effizienzverbesserungen angeführt.

Darüber hinaus wird angemerkt, dass neue Techniken den Konsolidierungsprozess in das Gegenteil umkehren und zu einem weiteren Anwachsen des privaten Elektrizitätsverbrauchs führen können. Als Beispiel wird die Marktdurchsetzung der Unterhaltungs- und Informationstechnologien herangezogen.

Ähnliche Ergebnisse sind im Referenzszenario in [ENQUETE, 2002] zu finden. Auch dort wird generell von einem moderaten Zuwachs des privaten Elektrizitätsverbrauchs bis 2010 ausgegangen. Im Anschluss wird ebenfalls eine gegenläufige Entwicklung erwartet, die sich jedoch bereits 2015 niederschlagen soll. 2015 wird ein privater Elektrizitätsbedarf auf dem Niveau von 2000 erwartet, der sich in den folgenden Jahren bis 2025 verringern wird.

In Tab. 3.10 sind die Annahmen und die Ergebnisse der neun Projektionsszenarios aufgelistet.

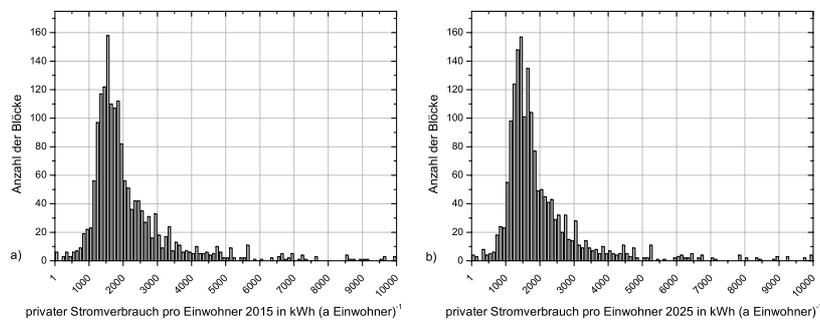
Analog zu Abb. 3.15 (S. 49) sind in Abb. 3.39 beispielhaft die sich aus dem Projektionsszenario S_{pmm} ergebenden Histogramme des privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner über die statistischen Blöcke dargestellt.

Die Projektion des industriellen/gewerblichen Elektrizitätsbedarfs beruht auf der Kopplung zwischen wirtschaftlicher Entwicklung und dem Zusammenhang zwischen Elektrizitätsverbrauch und wirtschaftlicher Entwicklung. Es ergeben sich erneut neun Projektionsszenarios gemäß der Matrix:

		BIP-Veränderung		
		gering	mittel	stark
Quotienten aus gewerb./ind. Elektrizitätsverbrauch und BIP	gering	S_{igg}	S_{igm}	S_{igs}
	mittel	S_{img}	S_{imm}	S_{ims}
	stark	S_{isg}	S_{ism}	S_{iss}

Tabelle 3.10: Projektionen der kumulierten privaten Elektrizitätsnachfrage für Augsburg bis 2025.

Szenario	Elektrizitätsverbrauch		pro Kopf-Elektrizitätsverbrauch		jährlicher Zuwachs des Elektrizitätsverbrauchs	
	2015	2025	2015	2025	2015	2025
	in $\frac{10^3 \text{ kWh}}{\text{a}}$		in $\frac{10^3 \text{ kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$		in % p. a.	
S_{pgg}	681 069	631 480	2 237	2 102	0.000	-1.000
S_{pgm}	696 360	660 026	2 280	2 197	0.000	-1.000
S_{pgs}	703 522	679 312	2 404	2 261	0.000	-1.000
S_{pmg}	687 879	654 085	2 296	2 084	+0.066	-0.750
S_{pmm}	703 324	683 653	2 347	2 178	+0.066	-0.750
S_{pms}	710 577	703 663	2 371	2 242	+0.066	-0.750
S_{psg}	691 285	674 069	2 287	2 091	+0.099	-0.500
S_{psm}	706 806	704 540	2 335	2 186	+0.099	-0.500
S_{pss}	714 075	725 162	2 359	2 250	+0.099	-0.500

Abbildung 3.39: Verteilungen des privaten Elektrizitätsbedarfs pro Einwohner über die statistischen Blöcke in $\frac{\text{kWh}}{\text{a} \cdot \text{Einw.}}$ der Projektionsszenarios S_{pmm} für a) 2015 und b) 2025.

Mit der Annahme eines konstanten Verhältnisses zwischen privatem und industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf verändert sich Abb. 3.13 (S. 46). Die die bisherige Entwicklung des Quotienten beschreibende Sättigungsgleichung vom Typ Gl. 3.3 (S. 3.3) enthält folgende Werte (vgl. Abb. 3.40):

$$\begin{aligned}
 A_1 &= 173.4755 (\pm 2.3895); \\
 A_2 &= 94.55514 (\pm 3.59613); \\
 V_{50} &= 1990.68088 (\pm 0.3294); \\
 S &= -0.24615 (\pm 0.04237).
 \end{aligned}$$

Diese Sättigungskurve wird mit den in Tab. 3.11 aufgeführten Parametern bis 2025 projiziert. Die Ergebnisse der Projektion sind in Abb. 3.40 aufgetragen.

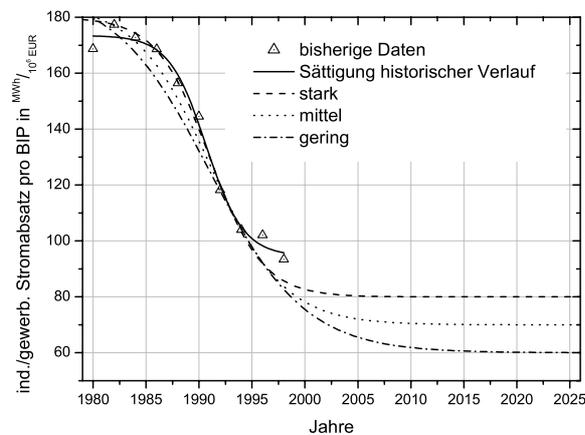


Abbildung 3.40: Projektion des Quotienten aus industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf und BIP der kreisfreien Stadt Augsburg gemäß Tab. 3.11.

Der Funktionswert $f(t)$ in Gl. 3.3 lautet in diesem Fall

$$f(t) = \frac{\text{industrieller/gewerblicher Elektrizitätsbedarf } (t)}{\text{BIP } (t)}.$$

Gemeinsam mit den Projektionen des BIP aus Abschnitt 3.4.1.2 (S. 75) und den vorangegangenen Annahmen ergeben sich die in Abb. 3.41 eingezeichneten industriellen/gewerblichen Nachfragemengen an Elektrizität.¹²

Die Verknüpfung der zwei mal neun Projektionsszenarios der privaten und industriellen/gewerblichen Elektrizitätsnachfragen für 2015 und 2025 führt auf 81 Projektionsszenarios für den gesamten Elektrizitätsbedarf, wie in der Matrix zu sehen:

¹²**Anm.:** Die Tatsache, dass diese Nachfragen für die Jahre 2015 und 2025 gleich sind, ist eine Folge der Sättigungsannahmen des Quotienten aus industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf und BIP. Wie in Abb. 3.40 zu sehen, nähern sich die Projektionskurven des Quotienten bereits um 2012 soweit der Asymptote an, dass sich zwischen 2015 und 2025 nur sehr geringe Änderungen ergeben.

		industrielle/gewerbliche Elektrizitätsnachfrage						
		S_{igg}	S_{igm}	...	S_{igmm}	...	S_{igsm}	S_{igss}
private Elektri- zitäts- nach- frage	S_{pgg}	S_{gg}	S_{gggm}	...	S_{ggmm}	...	S_{ggsm}	S_{ggss}
	$S_{p gm}$	$S_{gm gg}$	S_{gm}

	$S_{p mm}$	$S_{mm gg}$	S_{mm}

	$S_{p sm}$	$S_{sm gg}$	S_{sm}	...
	$S_{p ss}$	$S_{ss gg}$	S_{ss}	

Der Übersicht halber werden in Tab. 3.12 lediglich die Ergebnisse der Projektion für die gesamte Elektrizitätsnachfrage aufgelistet, die auf der Diagonalen der Nomenklaturmatrix angeordnet sind.

Tabelle 3.11: Parameter der Sättigungsgleichung 3.3 zur Projektion des Quotienten aus industriellem/gewerblichem Elektrizitätsbedarf und BIP bis 2025.

	Szenario		
	gering	mittel	stark
A_1	190	185	180
A_2	60	70	80
V_{50}	1991		
S	-4.5	-3.5	-2.5

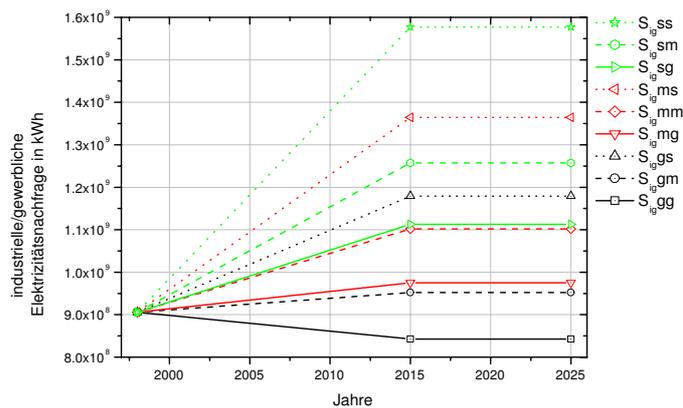


Abbildung 3.41: Projektion des industriellen/gewerblichen Elektrizitätsbedarf der kreisfreien Stadt Augsburg.

Tabelle 3.12: Projektionen der Veränderungen der kumulierten Elektrizitätsnachfrage für Augsburg bis 2025.

Anm.: Die Angabe der relativen Veränderung in den beiden rechten Spalten bezieht sich auf die Angaben der Elektrizitätsnachfrage gemäß [STAWA, 2000] (vgl. auch Abb. 3.19, S. 52).

Szenario	Elektrizitätsnachfrage		Veränderung rel. zu 1998 (s. Abb. 3.19)	
	2015	2025	2015	2025
	in $\frac{10^9 \text{ kWh}}{\text{a}}$		in %	
<i>Sgg</i>	1.524	1.474	+13.97	+10.26
<i>Sgm</i>	1.649	1.612	+23.31	+20.20
<i>Sgs</i>	1.883	1.858	+40.83	+39.02
<i>Smg</i>	1.663	1.629	+24.39	+21.86
<i>Smm</i>	1.805	1.786	+35.04	+33.57
<i>Sms</i>	2.075	2.068	+54.71	+55.23
<i>Ssg</i>	1.804	1.787	+34.94	+33.65
<i>Ssm</i>	1.964	1.962	+46.93	+46.76
<i>Sss</i>	2.291	2.302	+71.40	+72.23

Die Ergebnisse der Projektionen zeigen, dass alle Projektionen zu steigenden Nachfragemengen an Elektrizität führen. Alle explizit aufgeführten Projektionsszenarios weisen ein deutliches Wachstum bis 2015 auf. Abgesehen vom letzten Fall *Sss* kommt es in den übrigen acht Fällen nach 2015 bis 2025 zu einer Konsolidierung bzw. zu einer rückläufigen Entwicklung.

Noch einmal sei herausgestellt, dass in der gesamten Projektion die *BIP-Entwicklung* der kreisfreien Stadt Augsburg, der *Zusammenhang zwischen industriell/gewerblich nachgefragter Elektrizität und BIP*, die *Einwohnerentwicklung* und die *einwohnerspezifische Elektrizitätsnachfrage* berücksichtigt wurde.

Niedertemperaturwärme Aufgrund der vorliegenden, räumlich aufgelösten Abrechnungsdaten der Stadtwerke Augsburg für Fernwärme und Gas wird die Projektion der NT-Wärmenachfrage blockscharf durchgeführt [STAWA, 2002A]. Da für diese Daten jedoch keine Zeitreihen der bisherigen Entwicklung verfügbar sind, müssen wiederum externe Annahmen zur Projektion der NT-Wärmenachfrage herangezogen werden.

Das grundsätzliche Vorgehen ist analog zu demjenigen des Abschnittes zur privaten Elektrizitätsnachfrageprojektion: Im Referenzszenario von [ENQUETE, 2002] wird ein tendenzieller Nachfragerückgang erwartet. Dafür werden drei Ursachen genannt:

- i.)* Intrinsisch und extrinsisch motivierte Veränderungen im Nutzerverhalten;
- ii.)* Wärmeschutz- und Dämmmaßnahmen im Baubestand;
- iii.)* Verschärfte Wärmeschutz- und Dämmstandards für Neubauten.

Tabelle 3.13: Relative Veränderungen der wohnflächenspezifischen NT-Wärmenachfrage, jeweils bezogen auf 2000 bzw. auf 2015.

			Einwohnerzahl und Wohnraum nach Projektionsszenario $W_{f..}$
spezifische	gering	2015	-15%
		2025	-25%
NT-Wärme	mittel	2015	-10%
		2025	-15%
nachfrage	stark	2015	-5%
		2025	-10%

In diesen Ursachen enthalten sind auch Annahmen über regulatorische Vorgaben, wie eine weitere Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) [ENEV, 2001]. Für die Projektion des NT-Wärmebedarfs werden die Veränderungen der wohnflächenspezifischen Nachfrage in drei Szenarios betrachtet, die anschließend mit den Projektionen der Einwohnerzahl und der Wohnfläche pro Einwohner verknüpft werden. Damit ergeben sich 27 Projektionsszenarios gemäß der Matrix:

		Einwohnerzahl und Wohnraum					
		W_{fgg}	W_{fgm}	...	W_{fmm}	...	W_{fss}
spezifische	gering	Q_{ggg}	Q_{ggm}	...	Q_{gmm}	...	Q_{gss}
NT-Wärme-	mittel	Q_{mgg}	Q_{mmm}	...	Q_{mss}
nachfrage	stark	Q_{sgg}	Q_{smm}	...	Q_{sss}

Die Projektion der in den Spaltenköpfen aufgeführten Einwohnerzahlen und Wohnraumverhältnisse entstammen den vorangegangenen Abschnitten 3.4.1.1 (S. 73) und 3.4.1.3 (S. 78). Die wohnflächenspezifischen NT-Wärmenachfragen in den drei Zeilenköpfen werden in die Entwicklung bis 2015 und zwischen 2015 und 2025 getrennt und sind in Tab. 3.13 eingetragen.

Exkurs Zur Erläuterung der Nachfragereduktion an NT-Wärme dient folgende Beispielrechnung:

Werden an Altbauten Sanierungs- und Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt, wird aus Kostengründen i. a. angeraten, zugleich weitergehende wärmetechnische Verbesserungen vorzunehmen. Ohnehin anfallende Kosten z. B. für Einrüstungen etc. fallen so nur einmal an. Wärmetechnische Verbesserungen sind u. a. eine Verbesserung der Außendämmung bei gleichzeitiger Erneuerung der Außenfassade oder der Einbau von Wärmeschutzfenstern [BOESE, 2002].¹³

¹³Gerade zum Themenbereich der *Einsparung von Energie im Gebäudebereich* finden sich in der Literatur ein immense Zahl von Studien, Berichten, Gutachten etc. Es kann daher darauf verzichtet werden, detailliert auf diesen Themenkomplex einzugehen. Es erscheint ausreichend mit dem Bericht der

In [BOESE, 2002] wird gezeigt, dass solche Maßnahmen technisch Einsparpotentiale von z. T. über 70% ermöglichen. Die Ausschöpfung dieser Potentiale wird allerdings als kostenintensiv bezeichnet; eine Reduktion des Heizwärmekeennwertes¹⁴ um über 50% ist zudem nur mit teuren und aufwendigen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung möglich.

Diese Erkenntnisse können mit dem in [KLEEMANN et al., 2000] genannten Renovierungszyklus von 55 Jahren in den alten Bundesländern kombiniert werden (vgl. dazu auch Angaben von [SCHMITZ, 1984]; [EBEL et al., 1996] und [GÜLEC et al., 1994]). Eine Reduktion des gesamten NT-Wärmebedarfs in Augsburg um 25% über einen Zeitraum von etwa 25 Jahren erfordert damit die Sanierung der Hälfte der Gebäude im Bestand bei einer dadurch erzielten spezifischen Einsparung von 50% relativ zur Ausgangssituation. Die Energie zur Brauchwassererwärmung sowie die Einsparungen bei Neubauten im Vergleich zum Bestand sind darin noch nicht enthalten.

Das Einsetzen der genannten Annahmen führt zu den in Tab. 3.14 aufgelisteten Projektionsergebnissen der NT-Wärmenachfrage.

In Abb. 3.42 ist exemplarisch der flächenspezifische Bedarf an NT-Wärme für die einzelnen Blöcke in dem Projektionsszenario $Qmmm$ für 2025 dargestellt. Der Vergleich mit Abb. 3.38 (S. 80) zeigt, dass z.B. in den Stadtbezirken 28 und 29 sichtbare Reduzierungen des NT-Wärmebedarf pro Wohnfläche projiziert werden.

3.4.2 Energienachfrage

Als letzter Schritt sind die aufgelösten Lastkurven der Endenergienachfrage für Elektrizität und NT-Wärme zu erstellen (vgl. Abb. 2.3, S. 12 und Abb. 2.7, S. 25).

Wie in Abschnitt 2.2.2 (S. 9) dargelegt, wird in der vorliegenden Arbeit ein *abwärts gerichteter*-Ansatz verwendet, um aus den in den Abschnitten 3.4.1.1 bis 3.4.1.4 abgeleiteten kumulierten Nachfragemengen an Endenergie Lastkurven zu generieren.

Elektrizität Die Generierung der Lastkurven der Elektrizitätsnachfrage für die Jahre 2015 und 2025 beruht auf den Ergebnissen des Stadtentwicklungsmoduls, die in Tab. 3.12 (S. 85) eingetragen sind. Aus den insgesamt 81 Projektionsszenarios werden drei Szenarios ausgewählt, um diese in die stündlichen Lastkurven aufzuteilen.

Die drei Szenarios werden so gewählt, dass die Extremfälle der minimalen und der maximalen Nachfrage enthalten sind, ebenso der mittlere Fall. Explizit sind das die Projektionsszenarios Sgg , Smm und Sss .

Die Basis für die stündlichen Lastkurven der Elektrizitätsnachfrage $E_{el}^{demand}(p, t_j)$ im Projektionsjahr p bildet der konkrete Nachfragelastgang $E_{el}^{demand}(r, t_j)$ im Referenzjahr r , der in Abschnitt 3.3.2 (S. 51) dargestellt wurde.¹⁵

Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ [ENQUETE, 1995] und als eine grundlegende Referenz auf das umfangreiche Publikationsverzeichnis des Instituts für Wohnen und Umwelt in Darmstadt [IWU, 2003] zu verweisen. Dort finden sich zahlreiche weitere Literaturverweise.

¹⁴Nach [BOESE, 2002] ist der Heizwärmekeennwert der Nutzwärmeaufwand in $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ zur Raumheizung, bezogen auf die Wohnfläche eines Gebäudes, ohne den Anteil zur Brauchwassererhitzung zu berücksichtigen.

¹⁵OBdA wird im Folgenden der in Abb. 3.19 a) (S. 52) dargestellte Lastgang von 1997 verwendet (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3.2, S. 51).

Tabelle 3.14: Projektionen der kumulierten NT-Wärmenachfrage für Augsburg bis 2025.
Anm.: Die Angabe der relativen Veränderung in den beiden rechten Spalten bezieht sich auf die Angaben der NT-Wärmenachfrage, die in Abschnitt 3.3.1.5 (S. 44) abgeleitet wurden.

Szenario	NT-Wärme- nachfrage		Veränderung rel. zu 2000	
	2015	2025	2015	2025
	in $\frac{10^9 \text{ kWh}}{\text{a}}$		in %	
<i>Qggg</i>	2.549	2.085	-8.28	-24.97
<i>Qggm</i>	2.596	2.204	-6.56	-20.97
<i>Qggs</i>	2.632	2.279	-5.28	-18.00
<i>Qgms</i>	2.629	2.133	-5.37	-23.23
<i>Qgms</i>	2.676	2.253	-3.68	-18.93
<i>Qgms</i>	2.712	2.328	-2.39	-16.22
<i>Qgss</i>	2.710	2.181	-2.48	-21.49
<i>Qgss</i>	2.756	2.301	-0.80	-17.18
<i>Qgss</i>	2.792	2.377	+0.49	-14.45
<i>Qmgg</i>	2.698	2.502	-2.89	-9.96
<i>Qmgm</i>	2.749	2.645	-1.03	-4.83
<i>Qmgs</i>	2.787	2.735	+0.29	-1.60
<i>Qmmg</i>	2.784	2.560	+0.19	-7.88
<i>Qmmm</i>	2.834	2.703	+1.98	-2.72
<i>Qmms</i>	2.872	2.793	+3.35	+0.53
<i>Qmsg</i>	2.869	2.618	+3.26	-5.79
<i>Qmsm</i>	2.918	2.762	+5.03	-0.61
<i>Qmss</i>	2.957	2.852	+6.40	+2.66
<i>Qsgg</i>	2.848	2.796	+2.51	+0.63
<i>Qsgm</i>	2.902	2.956	+4.43	+6.43
<i>Qsgs</i>	2.941	3.056	+5.87	+9.98
<i>Qsmg</i>	2.937	2.861	+5.75	+2.96
<i>Qsmm</i>	2.991	3.021	+7.65	+8.73
<i>Qsms</i>	3.031	3.122	+9.09	+12.36
<i>Qssg</i>	3.029	2.926	+9.00	+5.29
<i>Qssm</i>	3.081	3.087	+10.87	+11.08
<i>Qsss</i>	3.121	3.188	+12.31	+14.73

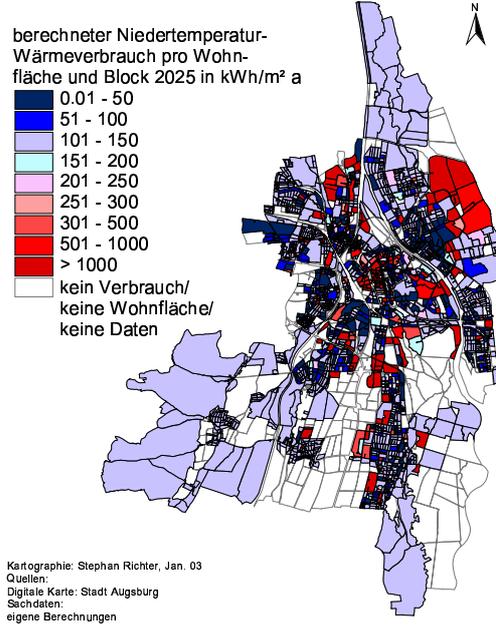


Abbildung 3.42: Projizierte räumliche Verteilung der flächenspezifischen NT-Wärmenachfrage pro statistischem Block nach Projektionsszenario Q_{mmm} für das Jahr 2025 in $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$. (Kartographie und Quelle: s. Karte).

Zur Generierung des stündlichen Lastgangs $E_{el}^{demand}(p, t_j)$ wird die gesamte Elektrizitätsnachfrage $E_{el}^{demand}(p)$ im Projektionsjahr wie im Referenzjahr auf die einzelnen Jahresstunden t_j verteilt. Der Verlauf der Elektrizitätsnachfrage im Lastjahr ist damit proportional zu demjenigen im Referenzjahr und ist auf die kumulierte Jahresnachfrage im Projektionsjahr normiert, wie Gl. 3.11 zeigt.

$$E_{el}^{demand}(p, t_j) = E_{el}^{demand}(r, t_j) \cdot \frac{\sum_{j=1}^T E_{el}^{demand}(p, t_j)}{\sum_{j=1}^T E_{el}^{demand}(r, t_j)} \quad (3.11)$$

Gl. 3.11 wird nun auf die Projektionsszenarios S_{gg} , S_{mm} und S_{ss} angewandt.

Niedertemperaturwärme Das Vorgehen zur Generierung der Nachfragelastkurven der NT-Wärme ist ähnlich dem Vorangegangenen. Allerdings wird im Fall der NT-Wärme ein Energieanteil zur Warmwasserbereitung berücksichtigt. Dieser Anteil variiert saisonal nur gering und ist eine Form der Grundlast. Das genaue Vorgehen, das in Abb. 2.3 (S. 12) in Form eines schematischen Flussdiagramms dargestellt ist, wird ausführlich und schrittweise erläutert:

(1) Gegeben sind die NT-Wärmenachfrage $E_{th}^{demand}(r, t_j)$ im Referenzjahr r und der stündliche Verlauf der Außentemperatur $\vartheta_{out}(r, t_j)$ für denselben Zeitraum. Um den Energieanteil zur Erwärmung des Brauchwassers zu bestimmen, wird eine Raumtempe-

ratur ϑ_{room} definiert. Durch das Bilden der Differenz aus beiden Temperaturen ergeben sich zwei Fälle:

$$(i) \quad \vartheta_{room} - \vartheta_{out}(r, t_j) \leq 0 \quad (3.12)$$

$$(ii) \quad \vartheta_{room} - \vartheta_{out}(r, t_j) > 0 \quad (3.13)$$

(2) Aus dieser Fallunterscheidung wird der NT-Wärmeanteil zum Erwärmen des Brauchwassers $E_{hw}^{demand}(r, t_j)$ bestimmt:
Trifft Fall (i) zu, dann gilt

$$(i) \quad E_{hw}^{demand}(r, t_j) := E_{th}^{demand}(r, t_j). \quad (3.14)$$

Aus diesen Werten wird ein Mittelwert gebildet:

$$\overline{E_{hw}^{demand}}(r) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K E_{k,hw}^{demand}(r, t_j) \quad \forall \quad E_{k,hw}^{demand}(r, t_j) > 0. \quad (3.15)$$

Darin ist K die Gesamtzahl der Zeitschritte t_j , an denen $E_{k,hw}^{demand}(r, t_j) > 0$ ist.

Trifft Fall (ii) zu, wird die zur Wassererwärmung nötige Energie $E_{hw}^{demand}(r, t_j)$ dem Mittelwert aus Gl. 3.15 gleichgesetzt

$$(ii) \quad E_{hw}^{demand}(r, t_j) := \overline{E_{hw}^{demand}}(r). \quad (3.16)$$

(3) Der zu jedem Zeitschritt t_j zur Raumheizung aufgebrauchte Anteil $E_{room}^{demand}(r, t_j)$ bestimmt sich folglich aus der Differenz zwischen der gesamten NT-Wärmenachfrage und dem zur Brauchwassererwärmung notwendigen Anteil gemäß

$$E_{room}^{demand}(r, t_j) = E_{th}^{demand}(r, t_j) - E_{hw}^{demand}(r, t_j). \quad (3.17)$$

(4) Die Ermittlung der gesamten NT-Wärmenachfrage $E_{th}^{demand}(p, t_j)$ im Projektionsjahr p verwendet die bekannten Informationen:

- kumulierte NT-Wärmenachfrage $E_{th}^{demand}(p)$ im Projektionsjahr p ,
- Bewohnerzahl pro Block $B(p)$,
- Informationen aus dem Referenzjahr r wie $E_{hw}^{demand}(r, t_j)$, $E_{room}^{demand}(r, t_j)$, $E_{th}^{demand}(r, t_j)$, $B(r)$ etc.

Zudem wird ein veränderter Energieanteil zur Brauchwassererhitzung $q(p)$ im Projektionsjahr p angenommen.

(5) Zunächst wird der Anteil zur Brauchwassererwärmung $E_{hw}^{demand}(p, t_j)$ mittels der Relation

$$E_{hw}^{demand}(p, t_j) = \frac{E_{hw}^{demand}(r, t_j)}{B(r)} \cdot B(p) \cdot (1 + q(p)) \quad (3.18)$$

bestimmt.

(6) Damit berechnet sich der kumulierte Anteil der zur Raumheizung aufzubringenden Energie $E_{room}^{demand}(p)$ im Projektionsjahr aus

$$E_{room}^{demand}(p) = E_{th}^{demand}(p) - \sum_{j=1}^T E_{hw}^{demand}(r, t_j). \quad (3.19)$$

(7) Schließlich wird der zeitlich aufgelöste Lastgang der Raumwärme $E_{room}(p, t_j)$ im Projektionsjahr berechnet. Wie der Lastgang der Elektrizität wird eine Verteilung auf die Jahresstunden proportional zum Referenzlastgang $E_{room}^{demand}(r, t_j)$ vorgenommen. Es gilt damit

$$E_{room}^{demand}(p, t_j) = N \cdot E_{room}^{demand}(r, t_j), \quad (3.20)$$

worin N ein Normierungsfaktor ist, gegeben durch

$$N = \frac{E_{room}^{demand}(p)}{E_{room}^{demand}(r)} \cdot \frac{W(r)}{W(p)}, \quad (3.21)$$

mit $W(Jahr)$ als gesamte Wohnfläche im Referenz- bzw. Projektionsjahr.

(8) Die gesamte Last der NT-Wärmenachfrage $E_{th}^{demand}(p, t_j)$ für jeden Zeitschritt t_j ist die Summe aus den Anteilen der Energie zur Brauchwassererwärmung und zur Raumheizung

$$E_{th}^{demand}(p, t_j) = E_{hw}^{demand}(p, t_j) + E_{room}^{demand}(p, t_j). \quad (3.22)$$

Dieses Vorgehen wird auf drei der in Tab. 3.14 (S. 88) gelisteten Projektionsszenarios für die Projektionsjahre $p = 2015$ und $p = 2025$ angewandt. Wie im Falle der elektrischen Lastkurve werden wiederum die Projektionsextrema Q_{ggg} und Q_{sss} sowie das mittlere Szenario Q_{mmm} gewählt.

Als Referenzjahr wird $r = 1997$ gewählt; die Raumtemperatur wird mit $\vartheta_{room} = 20^\circ\text{C}$ und die Veränderung des Energieteils zur Brauchwassererwärmung wird für $p = 2015$ mit $q = 10\%$ und für $p = 2025$ mit $q = 15\%$ festgelegt.¹⁶

Folgende Lastgänge der Endenergienachfrage werden in den OES verwendet:

2015:	g	$= (Q_{ggg} + S_{gg})$	$= 4.073 \cdot 10^9$ kWh
2015:	m	$= (Q_{mmm} + S_{mm})$	$= 4.639 \cdot 10^9$ kWh
2015:	s	$= (Q_{sss} + S_{ss})$	$= 5.412 \cdot 10^9$ kWh
2025:	g	$= (Q_{ggg} + S_{gg})$	$= 3.559 \cdot 10^9$ kWh
2025:	m	$= (Q_{mmm} + S_{mm})$	$= 4.489 \cdot 10^9$ kWh
2025:	s	$= (Q_{sss} + S_{ss})$	$= 5.409 \cdot 10^9$ kWh

¹⁶Infolge besserer Wärmedämmungen und weiterer Einsparmaßnahmen ist von einem relativen Bedeutungszuwachs der Warmwasserbereitung auszugehen. Nach [VDEW, 1997] wird der Brennstoffbedarf zur Warmwasserbereitung von derzeit etwa zehn bis 20 Prozent auf 20 bis 40% ansteigen.

3.5 Potentiale lokal/regional beschränkter Energieträger

Die Unterscheidung zwischen lokal/regional beschränkten Energieträgern beruht auf der Unterscheidung in (1) physikalisch beschränkte und (2) nicht als Transportgut geeignete Energieträger. Eine Abgrenzung ist in Abschnitt 2.2.4.1 (S. 20) gegeben.

Im Untersuchungsbeispiel Augsburg werden photovoltaische und solarthermische Anlagen zur Elektrizitäts- und NT-Wärmegewinnung zu Kategorie (1) gerechnet. Auch die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zur NT-Wärmegewinnung wird Kategorie (1) zugeordnet.

Biogas wird aus genannten Gründen zu Kategorie (2) gezählt.

Der festen und flüssigen Biomasse wird keine lokale/regionale Beschränkung unterstellt. Gerade die flüssige Biomasse spielt im stationären Energiebereich derzeit eine nur untergeordnete Rolle. Die feste halmgutartige Biomasse wird aufgrund des Brennwertes von weniger als $5 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ und der gleichzeitig geringen Volumendichte von weniger als $150 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ außer Acht gelassen.

Ebenso werden die Potentiale der Wasserkraft und der tiefen Geothermie nicht näher untersucht: Auf die Wasserkraft entfallen derzeit etwa 15% der bayerischen Nettostromproduktion im Normaljahr und das Potential ist zu etwa 90% ausgeschöpft [STMWVT, 2003]. Damit kommt der Wasserkraftnutzung bei der Systemanalyse eines Energiesystems in Bayern erhebliche Bedeutung zu. In der vorliegenden Arbeit wird die Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft der Technik *Verbundnetz* zugerechnet und beeinflusst die für diese Technik angenommenen Emissionsfaktoren.¹⁷

Die tiefe Geothermie wird in der Mehrheit der Anwendungsfälle in Europa zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt und wird mithin dem Verbundnetz zugerechnet. In beiden Fällen ist das möglich, da die Techniken außerhalb des Untersuchungsgebietes, das durch das Versorgungsunternehmen Stadtwerke Augsburg AG definiert ist, betrieben werden bzw. würden.

Die Windenergie zur Elektrizitätserzeugung wird aufgrund der geringen Bedeutung bei einem hohen Flächenbedarf in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Für alle weiteren Energieträger wird eine quasi unbeschränkte Verfügbarkeit angenommen.

Bei der Abschätzung der Potentiale wird darauf verzichtet, die einzelnen Techniken genauer zu beschreiben. Hierzu wird auf die umfangreiche Fachliteratur verwiesen. Einen Einführung bieten [KLEEMANN et al., 1993] oder [KALTSCHMITT et al., 1997].

3.5.1 Solarenergie

Die Nutzung der einfallenden Solarstrahlung lässt sich nach der daraus umgewandelten Endenergie unterscheiden: Die *photovoltaische Nutzung* zur Elektrizitätsgewinnung und die *solarthermische Nutzung* zur NT-Wärmegewinnung.¹⁸

¹⁷In Augsburg selbst ist eine Revitalisierung stillgelegter Klein- und Kleinstwasserkraftwerke in Diskussion. Diese Anlagen könnten gegebenenfalls außerhalb des Verbundnetzes als eigene Technik modelliert werden [PFEIFER et al., 2001/02]; [STREHLER et al., 2002/03].

¹⁸Infolge der Breitenkreislage Augsburgs ($48^\circ 21'$ Nord) und der daraus resultierenden Anzahl an Sonnenstunden pro Jahr wird die elektrische, solarthermische Kraftwerksnutzung im Weiteren ausgeschlossen.

Die solarthermische Nutzung wiederum trennt eine *aktive* von einer *passiven* Nutzung. Letztgenannte ist eine unmittelbare Nutzung der Insolationsenergie durch die Gebäudestruktur bei gleichzeitigem Verzicht auf Wärmetransporteinrichtungen [HAMMER, 1993]. Diese Nutzungsform ist in die Baugestaltung integriert und führt folglich zu einer Verringerung der NT-Wärmenachfrage. Die Auswirkungen der passiven Solarthermie sind entsprechend in den Abschnitten 3.4.1.4 (S. 79) und 3.4.2 (S. 87) durch die Modellierung einer veränderten wohnflächenspezifischen NT-Wärmenachfrage impliziert.

Für die Solarenergie bietet sich methodisch eine Abschätzung der Installationsfläche an. Diese Fläche wird im Energietechnikmodul als Maximalwert der entsprechenden Wandlungstechniken vom Prototyp *REGENERATIVE* angegeben (vgl. Anhang B, S. 141). In Augsburg sind zum Referenzzeitpunkt etwa 39 km² (26.53%) der gesamten Stadtfläche überbaut [IHK, 1999]; [STA, 2000]. Es wird von einer auf die überbaute Fläche beschränkte Installation von Solaranlagen ausgegangen. Geeignet sind Dachflächen und – für die Photovoltaik – Fassadenflächen.

Für die Eignung einer Dach- oder Fassadenfläche zur solarenergetischen Nutzung ist die räumliche Ausrichtung von Bedeutung. Lediglich die Flächen, die in den südlichen Quadranten zwischen [135; 225]° exponiert sind, sind geeignet. Die Dachform ist ein weiteres Kriterium: Scheddächer sind i. d. R. hinsichtlich der natürlichen Beleuchtung optimiert errichtet; Sattel-, Mansarden-, versetzte Pult- und Krüppelwalmdächer müssen mit der Traufe in Nord-Süd-Richtung ($\pm 45^\circ$) ausgerichtet sein, damit zumindest die Hälfte der Dachfläche in den Südquadranten gerichtet ist (vgl. [KALTSCHMITT et al., 1997]; [HEINEBERG, 2000]). Walm- und Zeltdächer verfügen i. a. über zwei Dachseiten im südlichen Quadranten.

Bei der Installation von Solarkonvertern auf Flachdächern ist die Orientierung nebensächlich. Die Aufständigung zur Optimierung des Einstrahlwinkels und die daraus resultierenden Verschattungseffekte bestimmen den nutzbaren Flächenanteil, der mit 33% angenommen wird.

Weitere Restriktionen ergeben sich aus feuerpolizeilichen, denkmalpflegerischen und baulichen (baustatischen und gebäudespezifischen) Bedingungen: Kamine, Gauben oder Dacherker, Antennenanlagen, Lüftungen und Dachfenster verringern die potentielle Fläche zur Installation von Solaranlagen ebenso wie optische Aspekte, speziell in der Denkmalpflege.

Letztlich spielen gerade bei dichter Bebauung gegenseitige Verschattungen der Gebäude zueinander oder durch Bäume eine wesentliche Rolle [KALTSCHMITT et al., 1997].

Wird eine statistisch verteilte Trauforientierung und Dachtypenverteilung unterstellt und wird davon ausgegangen, dass bei zukünftigen Bauvorhaben eine Optimierung der Gebäudegestaltung hinsichtlich der Installationsfähigkeit von Solarkonvertern stattfindet, sind nach [KALTSCHMITT et al., 1997] 33% der überbauten Fläche in Stadtgebieten für die Installation von Solaranlagen geeignet und genehmigungsfähig. In Augsburg stehen demnach 13 km² solare Nutzfläche zur Verfügung, die auf solarthermische und photovoltaische Nutzung aufzuteilen ist.

In einer einfachen Abschätzung wird angesetzt, dass diese Fläche im Verhältnis drei zu eins zugunsten der solarthermischen Kollektoranlagen zur Verfügung steht. Im gesamten Stadtgebiet können auf einer aktiven Fläche von $A_{th} = 9.75 \text{ km}^2$ solarthermische und von $A_{el} = 3.25 \text{ km}^2$ photovoltaische Anlagen installiert werden.

3.5.2 Oberflächennahe Geothermie

Die Potentialabschätzung der erdoberflächennahen geothermischen Energie beruht ebenfalls auf einer Flächenabschätzung. In diesem Fall wird die bebaute und sonstige Fläche als geeignete Fläche betrachtet. Auf dieser wird von einem Ausnutzungsgrad von 30% ausgegangen. Damit bestimmt sich die geothermische Nutzfläche zu 15 km^2 [STA, 2000]. Dem Erdboden können $360 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}} \approx 100 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$ an thermischer Energie entzogen werden [GERBERT, 1991].

Bezogen auf die geeignete Fläche ergibt sich eine nutzbare Energiemenge von $1500 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$. Durch Bebauung, Pflasterung, rechtliche Auflagen etc. reduziert sich die potentiell geeignete Fläche jedoch weiter. Plausibel erscheint eine Verringerung des Potentials auf $500 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$. Hiervon müssen weitere zehn Prozent als Leitungsverluste etc. abgezogen werden [KALTSCHMITT et al., 1997]. Die endgültig durch Wärmepumpen gewinnbare Energiemenge wird im Fall Augsburgs mit $450 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ abgeschätzt.

Dieses kumulierte Dargebot muss im Weiteren als Zeitreihe mit gleicher oder höherer zeitlicher Auflösung als die Nachfragezeitreihen vorliegen (vgl. Abschnitt 3.3.2, S. 51, Abschnitt 3.4.2, S. 87 und Anhang A, S. 137).

Ohne geo- und hydrologische Fragestellungen detailliert zu diskutieren, wird von einem konstanten Entnahmestrom der oberflächennahen Erdwärme ausgegangen. Bei einer stündlichen Auflösung können dann $51.37 \cdot 10^3 \frac{\text{kWh}}{\text{h}}$ aus dem Erdboden entnommen werden.

3.5.3 Gasförmige Biomasse

Ohne weiter auf die Prozesskette zur Gewinnung und Nutzung der gasförmigen Biomasse einzugehen, wird der Potentialabschätzung die Diskussion einiger Grundlagen vorangestellt: Gasförmige Biomasse ist ein Sekundärprodukt, das durch thermochemische Umwandlung phylogischer und zoologischer Reststoffe entsteht. Ausgangsstoffe können bei hinreichend wässrigem Milieu fast alle organischen Substanzen sein, insofern der Ligningehalt nicht zu hoch ist – Hölzer und Stroh sind dementsprechend nicht geeignet.

In einem anaeroben mikrobiellen Fäulnisprozess entsteht ein Gasgemisch aus Methan (CH_4) und CO_2 , das i. a. als *Biogas* bezeichnet wird.

Der Methangehalt und damit der Brennwert unterliegt z. T. recht deutlichen Schwankungen, die durch die Substratzusammensetzung und die Bedingungen in der Gärkammer bestimmt werden. Der Methananteil beträgt typischerweise zwischen 50 und 75%; der Brennwert im Gasvolumen variiert entsprechend zwischen 5.5 und $7.5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$ [HEMMERS, 1985]. Für Biogas aus der Nutztierhaltung ist ein mittlerer Brennwert von $6.2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$ zu erwarten [KALTSCHMITT et al., 1997]. Bei Biogas aus organischen und pflanzlichen Reststoffen kann im Mittel mit $6.5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$ gerechnet werden.

Mithilfe des mittleren Brennwertes kann das Potential an Biogas abgeschätzt werden, indem das jährliche Biogasaufkommen bestimmt wird: Dazu wird für den Raum Augsburg zwischen Biogasgewinnung aus der Nutztierhaltung, aus organischen Abfällen und pflanzlichem Strukturgut unterschieden. Die Substratgruppen sind gleichermaßen zur Biogasgewinnung geeignet [FLAIG et al., 1998].¹⁹

¹⁹Das aus Fäkalschlamm gewinnbare Biogas ist in dieser Abschätzung nicht enthalten.

Tabelle 3.15: Umrechnungsfaktoren zur Ermittlung einer Bruttobiogasausbeute aus der Nutztierhaltung, bezogen auf eine Großvieheinheit.
Nach [DOHNE, 1985].

Großvieheinheiten	Tierart	Gasausbeute in $\frac{\text{m}^3}{\text{GV}\cdot\text{d}}$
1 GV	500 kg Lebendgewicht Rinder	1.5
1 GV	1 Milchkuh	1.5
1 GV	2 Zuchtsauen mit Ferkeln	2.5
1 GV	9 Mastplätze (20...100 kg)	2.0

Tabelle 3.16: Nutztierhaltung im Gebiet des Landwirtschaftsamtes Augsburg/Friedberg und die zu erwartende Bruttobiogasausbeute.

Tierart	Anzahl der Tiere	Großvieh- einheiten	Bruttogasmenge in $\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$
Rinder	72 529	72 529	108 793.5
Milchkühe	29 864	29 864	44 796.0
Mastbullen ($> \frac{1}{2}$ Jahr)	7 725	7 725	11 875.5
Mastschweine	18 624	2 069	4 138.0
Zuchtsauen	4 780	2 390	4 780.0

Zur Erhebung des Biogaspotentials wird das nach derzeitigen Informationen maximal gewinnbare Biogasaufkommen aus den beiden Bereichen *Nutztierhaltung* und *biogene Reststoffe* bestimmt:

Biogas aus der Nutztierhaltung Tab. 3.15 gibt die Umrechnungsfaktoren zur Ermittlung einer Bruttobiogasausbeute pro so genannter Großvieheinheit (GV) an.²⁰ Die Nettogasausbeute liegt u. a. jahreszeitlich bedingt um etwa 15 bis 40% unter der Bruttogasausbeute. Im Jahresmittel wird eine prozessbedingte Nettogasausbeute von 20% unter der Bruttogasausbeute erwartet [KALTSCHMITT et al., 1997].

Die statistische Grundlage zur Berechnung der Biogasausbeute aus der Nutztierhaltung bildet die Viehzählung 1999 [STMLF, 2001]. Die Ergebnisse sind in Tab. 3.16 zusammengefasst.

Die jährlich erzielbare Bruttogasausbeute aus der Nutztierhaltung beläuft sich demnach auf etwa $63.54 \cdot 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}$; das Nettogasaufkommen beträgt folglich $50.84 \cdot 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}$ für die Region Augsburg/Friedberg. Unter Verwendung des mittleren Brennwertes entspricht dieses Gasaufkommen einem jährlichen Energiedargebot von $312.21 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$.

Da das Dargebot aber im gesamten Bereich des Landwirtschaftsamtes Augsburg/Friedberg anfällt, muss ein für Augsburg verfügbarer Anteil ermittelt werden. Dieser Anteil

²⁰In der Abschätzung sind Schaf- und Ziegenbestände nicht enthalten, da sich diese Tierbestände über lange Zeiträume in Freilandhaltung befinden.

Tabelle 3.17: Nettobiogasausbeute aus organischen und pflanzlichen Reststoffen für Augsburg.

Substrat	jährliches Aufkommen in $10^3 \frac{\text{kg}}{\text{a}}$	oTS- Anteil in %	Nettogas- ertrag in $\frac{\text{m}^3}{\text{kg(oTS)} \cdot \text{a}}$	Nettoenergie- ausbeute in $10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$
private organische Abfallfraktion	37 350	20	0.38	18.45
pflanzliches Struktur- material aus der Landschaftspflege	5 400	42	0.59	8.70
gewerbliche Pflanzenabfälle	2 250	38	0.70	3.89

wird aus dem Vergleich der gewichteten Einwohnerzahlen ermittelt und ergibt sich zu $213.18 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$.

Biogas aus organischen Abfällen und pflanzlichem Strukturgut In Augsburg werden jährlich etwa 45 000 t an privatem organischen Abfall (83%) sowie pflanzlichem Strukturgut aus der Landschaftspflege (12%) und aus gewerblichen Abfällen (5%) der Kompostierung zugeführt. Theoretisch kann dieses Aufkommen zur Biogasgewinnung genutzt werden und wird in der vorliegenden Potentialabschätzung ebendieser Nutzung zugerechnet.

Für diese Substrate bestimmt der Anteil an organischer Trockensubstanz (oTS) die Biogasausbeute. Der oTS-Anteil variiert gerade im Fall der organischen Abfallfraktion stark um bis zu 20%. Infolgedessen sind Ertragsschwankungen von über 75% ($0.15 \dots 0.7 \frac{\text{m}^3}{\text{kg(oTS)}}$) möglich. Im Durchschnitt ist für den privaten organischen Abfall ein oTS-Anteil von 20% und ein daraus resultierender Gasertrag von $0.38 \frac{\text{m}^3}{\text{kg(oTS)}}$ realistisch [KALTSCHMITT et al., 1997].

Bei pflanzlichem Strukturgut aus der Landschaftspflege sind geringere Streubreiten zu erwarten. Der oTS-Anteil beträgt im Mittel 42% und führt zu einer Gasausbeute von etwa $0.59 \frac{\text{m}^3}{\text{kg(oTS)}}$.

Neben diesen Substraten fallen in Augsburg gewerbliche Pflanzenabfälle an. Im Mittel wird für diese eine Gasausbeute von $0.7 \frac{\text{m}^3}{\text{kg(oTS)}}$ bei einem oTS-Anteil von 38% erwartet [KALTSCHMITT et al., 1997].

Tab. 3.17 fasst das Biogaspotential aus den vorangegangenen Zahlen für Augsburg zusammen.

In der Summe ergibt sich ein Nettoenergieaufkommen aus diesen Reststoffen von etwa $24.83 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$, das für Augsburg zugänglich ist.

Das gesamte Potential für den Brennstoff *Biogas* summiert sich für Augsburg mit hin zu $238.01 \cdot 10^6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$.

Die zeitliche Verfügbarkeit unterliegt natürlichen saisonalen Schwankungen. Der Grünschnitt fällt z. B. nur in den Sommer- und Herbstmonaten an. Das anfallende Biogas

kann aber in Gasometern gespeichert oder die Beschickung der Biogasreaktoren kann in gewissen Grenzen variiert werden. Der Einfachheit halber wird von einer über ein Jahr kontinuierlichen Verfügbarkeit ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.5.2). Bei einer stündlichen Auflösung kann eine Brennstoffmenge von $27.17 \cdot 10^3 \frac{\text{kWh}}{\text{h}}$ bereitgestellt werden.

3.6 Szenarios zukünftiger, optimierter Energiesysteme für Augsburg

In diesem Abschnitt werden für das Zieljahr 2025 und das Stützjahr 2015 optimierte, zukünftige Energiesysteme, OES, entworfen und optimiert. Das OES für 2025 baut auf dem OES für 2015 auf, das selbst die Referenzenergiesysteme RES₁ und RES₂ als Grundlage nutzt. Bei den OES handelt es sich um sehr komplexe Energiesysteme, in denen ein Reihe von Alternativen *verfügbar* sind: gekoppelte und ungekoppelte Produktion von Elektrizität und NT-Wärme, Versorgungstechniken mit einer regenerativen und fossilen Primärenergienutzung, Hausbrandsysteme und leitungsgebundene Nahwärmesysteme.

Die Optimierungen für beide Jahre beziehen sich auf die in Abschnitt 3.4.2 (S. 87) genannten Lastgänge der Endenergienachfrage. Wie in Abschnitt 3.3.3 (S. 53) werden in beiden Jahren je zwei verschiedenen Optimierungen durchgeführt, eine Kosten- und eine CO₂-Emissionsoptimierung.

Letztlich wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Es wird gezeigt, welche Einflussgrößen Auswirkungen auf die optimale Zusammensetzung des Technikparks haben und welche Auswirkungen auf die Emissions- und Kostenbelastung folgen.

Die Nomenklatur innerhalb der Szenariorechnungen ist analog zur Nomenklatur der RES-Rechnungen und entspricht der Form (vgl. Abschnitt 3.3.3, S. 66):

$$OESp_s z \text{ object.}$$

Darin gibt p das Projektionsjahr an, $p = 15$ für 2015 und $p = 25$ für 2025. Die Variable s , mit $s = 1, 2, 3, \dots$, kennzeichnet, welche Art der Rechnung durchgeführt wird: $s = 1$ steht für das Basisszenario $OESp_1 \text{ object}$. Alle weiteren Rechnungen $OESp_s z \text{ object}$ 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 *co2* für CO₂-Emissionen.

Beispiele: $OES15_1 s \text{ cost}$ bezeichnet die Kostenoptimierung des Basisszenarios OES15₁ aus 2015, das die *starke* Nachfrage verwendet.

$OES25_3 m \text{ co2}$ bezeichnet die CO₂-Optimierung des Sensitivitätszenarios OES25₃ aus 2025, das die *mittlere* Nachfrage verwendet.

Alle Simulationen des Energiesystems Augsburg, die RES und die OES, beruhen auf der Netzstruktur, die in Abb. 3.21 (S. 56) gezeigt ist: Die NT-Wärmenachfrage ist in sechs Netze mit je einem NT-Wärmelastgang aufgeteilt. Das Netz W₃ stellt das in Augsburg vorhandene Fernwärmenetz dar. Die Elektrizitätsnachfrage ist in einem Netz zusammengefasst, in dem der Stromzukauf der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH durch die Technik des Verbundnetzes simuliert wird.

Für alle Technikalternativen zur Deckung der Energienachfrage, die in RES₁ und RES₂

nicht enthalten sind, werden für die Zukunft Kapazitätsbeschränkung auferlegt, die in Tab. 3.18 (S. 101) und Tab. 3.19 (S. 102) mit den entsprechenden Charaktergrößen definiert sind. Die im RES vorhandenen Techniken können zukünftig nur um einige Prozent p. a. zugebaut oder substituiert werden. Dadurch wird ein in der Realität stattfindender Diffusionsprozess von Techniken in den Markt modelliert.

3.6.1 Modellierung von OES15 und OES25

In Abb. 3.43 ist das Netzschema von OES15 aufgezeichnet. In dem Schema ist nur ein NT-Wärmenetz mit der Bezeichnung W_i eingezeichnet, um die Übersicht zu erhöhen. Wie in den RES gibt es neben dem Fernwärmenetz W_3 fünf dieser Netze W_i . Daher ist der Index i hier mit $i = 1, 2, 4, 5, 6$ zu ersetzen. Das gilt auch für das Nahwärmenetz N_i und den jeweils in den Netzen W_i und N_i enthaltenen Techniken.

Im Elektrizitätsnetz S_1 sind eine Reihe neuer Techniken im Vergleich zum RES *verfügbar*: Photovoltaik-Module (PV), konventionelle, zentrale KWK-Anlagen (KW_a), zentrale Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MC_a), in Nahwärmenetze integrierte konventionelle Gas- (GB) und Biogas-Blockheizkraftwerke (BG) und dezentrale Polymermembran-Brennstoffzellen (P_i).

Mit dem Elektrizitätsnetz S_1 über das Biogas-BHKW (BG) ist ein Biogasnetz verbunden: Dort wird zu jedem Zeitschritt t_j die mit dem Umweltmodul in Abschnitt 3.5.3 (S. 94) ermittelte Biogasmenge von $27.17 \cdot 10^3 \frac{\text{kWh}}{\text{h}}$ als Sekundärenergie bereitgestellt. In einem Gasometer (GS) kann die Gasmenge eines Tages (653 MW) zwischengespeichert werden.

Die Photovoltaik-Module können wie mit dem Umweltmodul in Abschnitt 3.5.1 (S. 92) ermittelt auf einer maximalen Fläche von 3.25 km^2 installiert werden. Eine Insolationszeitreihe für das Referenzjahr (1997) ist vorgegeben.

Neben der Elektrizitätsnachfrage (SD) sind Erdwärmepumpen (GH_i) als Techniken mit negativer Effizienz in das Netz S_1 eingebunden. Deren Einsatz ist durch eine maximale Entnahmekzeitreihe begrenzt, wie in Abschnitt 3.5.2 (S. 94) erläutert. Zusätzlich ist eine Beschränkung für die maximale Leistung vorgegeben. Die Wärmepumpen sind als dezentrale Techniken im Hausbrandsektor modelliert, die die gewonnene NT-Wärme in die Netze W_i , mit $i = 1, 2, 4, 5, 6$, einspeisen.

In das Fernwärmenetz W_3 speisen die zentralen KWK-Anlagen ein: Die MVA (MV), das seit Sommer 2003 im Bau befindliche Gasturbinen-Kraftwerk (GT), die zentrale KWK-Anlage (KW_a) und die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MC_a). Zudem ist ein gasgefeuertes Spitzenlast-Heizwerk (SF) und ein Holzhackschnitzel-Heizwerk (HW_a) im Fernwärmenetz W_3 enthalten.

Ein wichtiger Unterschied zu den RES sind die in OES15 enthaltenen Nahwärmenetze N_i , die kapazitätsabhängige Kosten $c_{i,P_{inst}}$ verursachen. Diese Netze N_i sind über Leitungen mit der NT-Wärmenachfrage WD_i in Netz W_i verbunden. Als Versorgungstechniken sind in die fünf Netze N_i die Gas- (GB_i) und Biogas-BHKW (BG_i) eingebunden sowie jeweils ein gasgefeuertes Spitzenlast-Heizwerk (SN_i).

Die Nachfrage an NT-Wärme im Hausbrand ist wie in den RES gemäß Tab. 3.3 (S. 51) in fünf NT-Wärmenetze aufgeteilt.

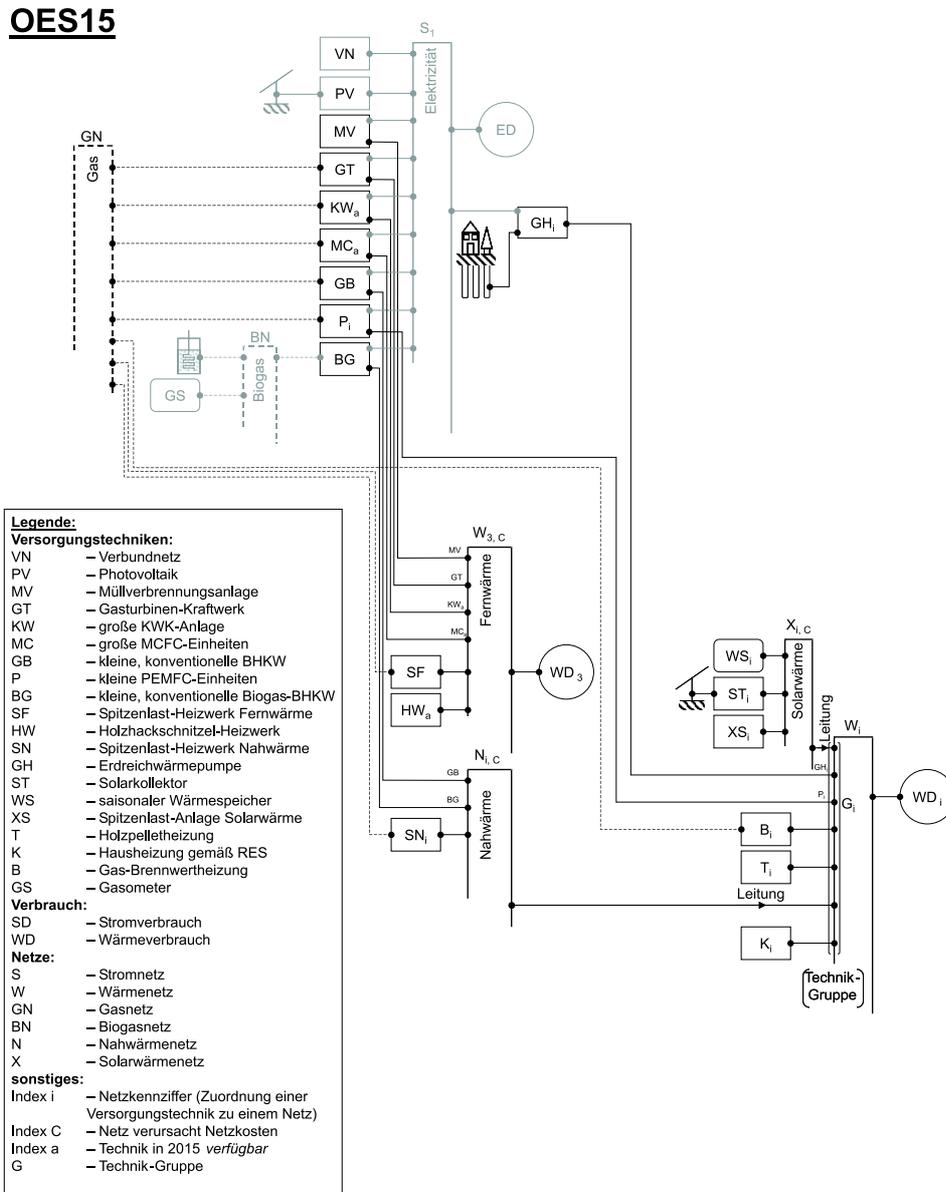


Abbildung 3.43: Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES15 für Augsburg (vgl. Anhang B, S. 141).

Alle Netze sind identisch aufgebaut: Die jeweilige Endenergienachfrage WD_i kann durch sieben *verfügbare* Versorgungstechniken gedeckt werden: Durch den Anschluss an das zugehörige Nahwärmenetz N_i per Leitung, durch den Einsatz einer Holzpelletheizung (T_i), durch den weiteren Einsatz der in RES₁ und RES₂ enthaltenen Hausbrandtechnik (K_i), durch die dezentralen Polymermembranbrennstoffzellen (P_i), durch die Wärmepumpen (GH_i), durch Gas-Brennwertheizungen (B_i) sowie durch den Anschluss an

ein solares NT-Wärmenetz X_i . Die Installation eines solchen solaren NT-Wärmenetzes ist mit kapazitätsabhängigen Kosten $c_{i,P_{inst}}$ verbunden. In den Netzen X_i sind jeweils gasgefeuerte Spitzenlastheizungen (XS_i), Solarkollektoren (ST_i) mit einer begrenzten Kollektorfläche gemäß dem Umweltmodul (vgl. Abschnitt 3.5.1, S. 92) und saisonale Warmwasserspeicher (WS_i) eingebunden. Die gesamte mögliche Kollektorfläche von 9.75 km^2 ist wie die NT-Wärmenachfrage WD_i auf die fünf NT-Wärmenetze W_i aufgeteilt. Die Energiegewinnung ist wie bei der Photovoltaik durch eine Insolationszeitreihe vorgegeben (vgl. dazu auch Tab.3.18).

Eine Besonderheit in den Netzen W_i der NT-Wärmeversorgung ist die Bildung von Technik-Gruppen G_i , wie in Abschnitt 2.2.3.1 (S. 13) erläutert. Jede der Techniken, die in einer Gruppe G_i enthalten ist, wird dazu gezwungen, einen zeitlich konstanten, optimierungsabhängigen Teil der Nachfragezeitreihe WD_i zu jedem Zeitschritt t_j zu decken. Hierdurch wird z. B. im Hausbrandsektor der Einsatz *verfügbarer* Techniken als Spitzenlast- oder als Grundlasttechniken verhindert.

Das Netzschema von OES25 in Abb. 3.44 baut auf dem Netzschema von OES15 (vgl. Abb. 3.43) auf.

Im Unterschied zu OES15 sind in OES25 drei weitere Technikoptionen im Elektrizitätsnetz S_1 und im Fernwärmenetz W_3 *verfügbar*: 2025 stehen jeweils eine weitere zentrale KWK-Anlage (KW_b), zentrale Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen (MC_b) sowie ein Holzhackschnitzel-Heizwerk (HW_b) im Fernwärmenetz W_3 zur *Verfügung*. Diese Techniken sind durch den Index b gekennzeichnet, um sie von den bereits in OES15 *verfügbaren* Techniken zu unterscheiden, die mit dem Index a versehen sind.

Wie die Tab. 3.18 (S. 101) und 3.19 (S. 102) zeigen, sind für die Techniken in OES25 höhere Ausbaugrenzen definiert als in OES15.

3.6.2 Basisszenarios OES15₁ für 2015 und OES25₁ für 2025

Nach der Erläuterung der Modellierung von OES15 und OES25 im vorangegangenen Abschnitt werden in Tab. 3.18 die Charaktergrößen der einzelnen Techniken aufgelistet. In OES25 werden im Vergleich zu OES15 nur wenige Änderungen vorgenommen, so dass nur Techniken, bei denen sich ein oder mehrere Parameter geändert haben, in Tab. 3.19 aufgelistet werden.

3.6.3 Ergebnisse der Modellierung der Basisszenarios

3.6.3.1 Basisszenario 2015: OES15₁

In Abb. 3.45 sind die installierten Leistungen der i Techniken für die sechs Rechnungen *OES15_{1z} object* des Basisszenarios aufgetragen.²¹

Die Abbildung zeigt, dass die maximale, aus dem Verbundnetz (VN) entnommene Elektrizität mit wachsender Nachfrage zunimmt. In den Rechnungen *OES15_{1m} co2* und *OES15_{1s} co2* liegt sie über der Maximalleistung der jeweils kostenoptimalen Rechnungen. Die KWK-Techniken KW_a , MC_a und GB_a werden in fast allen Rechnungen bis zur

²¹Für die solaren Techniken PV und ST sind die Leistungen als installierte Fläche in Hektar (ha) oder 10^4 m^2 angegeben.

Tabelle 3.18: Charakterisierung der Versorgungstechniken im Basisszenario OES15₁ (vgl. Anhang B, S. 141).

Nach [ASUE, 2001]; [BIRNBAUM, 2002]; [CARMEN e. V., 2003]; [HARTMANN et al., 1995]; [HEINEN, 2001]; [HOFFMANN, 2002]; [KLINGER, 2002]; [ÖKO-INSITUT, 2003]; [REUSS, 2003]; [RWE, 2003]; [SCHÖLLKOPF et al., 2000]; [STAWA, 2003A]; [WIENER STW., 2003]; [TSB, 2000].

Anm.:)[†] $m_{i, P_{inst}}^{pollutant}$ in $\frac{t}{MWh}$;)[‡] in $\cdot 10^6$ m²;)[§] Arbeitszahl der Wärmepumpe

Technik i	Brennstoff	$m_{i, operation}^{pollutant} (t_j)$				$\eta_{i, type}$		sonstige Auflagen	
		CO ₂	SO ₂	NO ₂	PM	el.	th.		
		in $\frac{t}{MWh}$				in %		in MW	
Netz S₁, SD = 100% gesamte Elektrizitätsnachfrage									
VN	–	0.730	–	–	–	100	–		
PV	–	0.0146 [†]	–	–	–	17.5	0	P_{inst}^{max}	3.25 [‡]
Netz W₃, WD₃ = 20% gesamte NT-Wärmenachfrage									
MV	Müll	0.470	16.9	251.6	2.9	25	60	P_{inst}^{eq}	34
GT	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	30	40	P_{inst}^{eq}	100
KW _a	Gas	0.254	1.54	604.6	15.1	40	50	P_{inst}^{max}	150
MC _a	Gas	0.254	1.54	6.3	0	50	45	P_{inst}^{max}	150
HW _a	Holz	0.058	191.8	266.5	9.7	0	85	P_{inst}^{max}	150
SF	Gas	0.254	1.54	201.5	50.4	0	85	P_{inst}^{max}	150
Netz W_i, WD_i									
P _i	Gas	0.254	1.54	6.3	0	45	35	P_{inst}^{max}	100
T _i	Holz	0.070	26.0	556.4	221.5	0	85	P_{inst}^{max}	100
B _i	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104	P_{inst}^{max}	100
GH _i	–	–	–	–	–	–100	380 [§]	P_{inst}^{max}	100
K ₁	Gas	0.254	1.54	176.3	0.5	0	85	P_{inst}^{max}	511.127
								P_{inst}^{min}	357.789
K ₂	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104	P_{inst}^{max}	143.644
								P_{inst}^{min}	64.403
K ₄	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	60	P_{inst}	255.497
K ₅	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	70	P_{inst}^{max}	180.400
								P_{inst}^{min}	83.577
K ₆	Brikette	0.45	444.3	37.3	372.8	0	50	P_{inst}^{max}	18.040
								P_{inst}^{min}	3.714
Nahwärmenetz N_i									
GB	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	35	50	P_{inst}^{max}	100
BG	Biogas	0.070	21.1	246.9	6.2	35	50	P_{inst}^{max}	100
SN _i	Gas	0.254	1.54	201.5	50.4	0	85	P_{inst}^{max}	5 · 150
solares Nahwärmenetz X_i									
ST _i	–	0.00042 [†]	–	–	–	0	50	P_{inst}^{max}	9.75 [‡]
XS _i	Gas	0.254	1.54	176.3	0.5	0	75	P_{inst}^{max}	100

Tabelle 3.19: Charakterisierung der Versorgungstechniken im Basisszenario OES25₁, Änderungen gegenüber Tab. 3.18 (vgl. Anhang B, S. 141).

Nach [ASUE, 2001]; [BIRNBAUM, 2002]; [CARMEN e. V., 2003]; [HARTMANN et al., 1995]; [HEINEN, 2001]; [HOFFMANN, 2002]; [KLINGER, 2002]; [ÖKO-INSITUT, 2003]; [REUSS, 2003]; [RWE, 2003]; [SCHÖLLKOPF et al., 2000]; [STAWA, 2003A]; [WIENER STW., 2003]; [TSB, 2000].

Anm.: [†] $m_{i,P_{inst}}^{pollutant}$ in $\frac{t}{m^2}$; [‡] in $\cdot 10^6 m^2$; [‡] Arbeitszahl der Wärmepumpe

Tech- nik i	Brenn- stoff	$m_{i,operation}^{pollutant}(t_j)$				$\eta_{i,type}$		sonstige Auflagen	
		CO ₂	SO ₂	NO ₂	PM	el.	th.	in MW	
		in $\frac{t}{MWh}$				in %			
Netz S₁, SD = 100% gesamte Elektrizitätsnachfrage									
PV	–	0.0146 [†]	–	–	–	19	0	P_{inst}^{max}	3.25 [‡]
Netz W₃, WD₃ = 20% gesamte NT-Wärmenachfrage									
KW _b	Gas	0.254	1.54	604.6	15.1	40	50	P_{inst}^{max}	150
MC _b	Gas	0.254	1.54	6.3	0	50	45	P_{inst}^{max}	150
HW _b	Holz	0.058	191.8	266.5	9.7	0	85	P_{inst}^{max}	150
SF	Gas	0.254	1.54	201.5	50.4	0	85	P_{inst}^{max}	150
Netz W_i, WD_i									
P _i	Gas	0.254	1.54	6.3	0	45	35	P_{inst}^{max}	260
T _i	Holz	0.070	26.0	556.4	221.5	0	85	P_{inst}^{max}	260
B _i	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104	P_{inst}^{max}	260
GH _i	–	–	–	–	–	–100	380 [‡]	P_{inst}^{max}	260
K ₁	Gas	0.254	1.54	176.3	0.5	0	85	P_{inst}^{max}	462.309
K ₂	Gas	0.254	1.54	92.7	0.5	0	104	P_{inst}^{max}	217.777
								P_{inst}^{min}	68.334
K ₄	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	60	P_{inst}	203.960
K ₅	Öl	0.318	278.5	73.4	3.6	0	70	P_{inst}^{max}	163.168
								P_{inst}^{min}	45.261
K ₆	Brikette	0.45	444.3	37.3	372.8	0	50	P_{inst}^{max}	16.317
								P_{inst}^{min}	0.280
Nahwärmenetz N_i									
GB	Gas	0.254	1.54	302.3	1.5	35	50	P_{inst}^{max}	260
BG	Biogas	0.070	21.1	246.9	6.2	35	50	P_{inst}^{max}	260
solares Nahwärmenetz X_i									
XS _i	Gas	0.254	1.54	176.3	0.5	0	75	P_{inst}^{max}	260

OES25

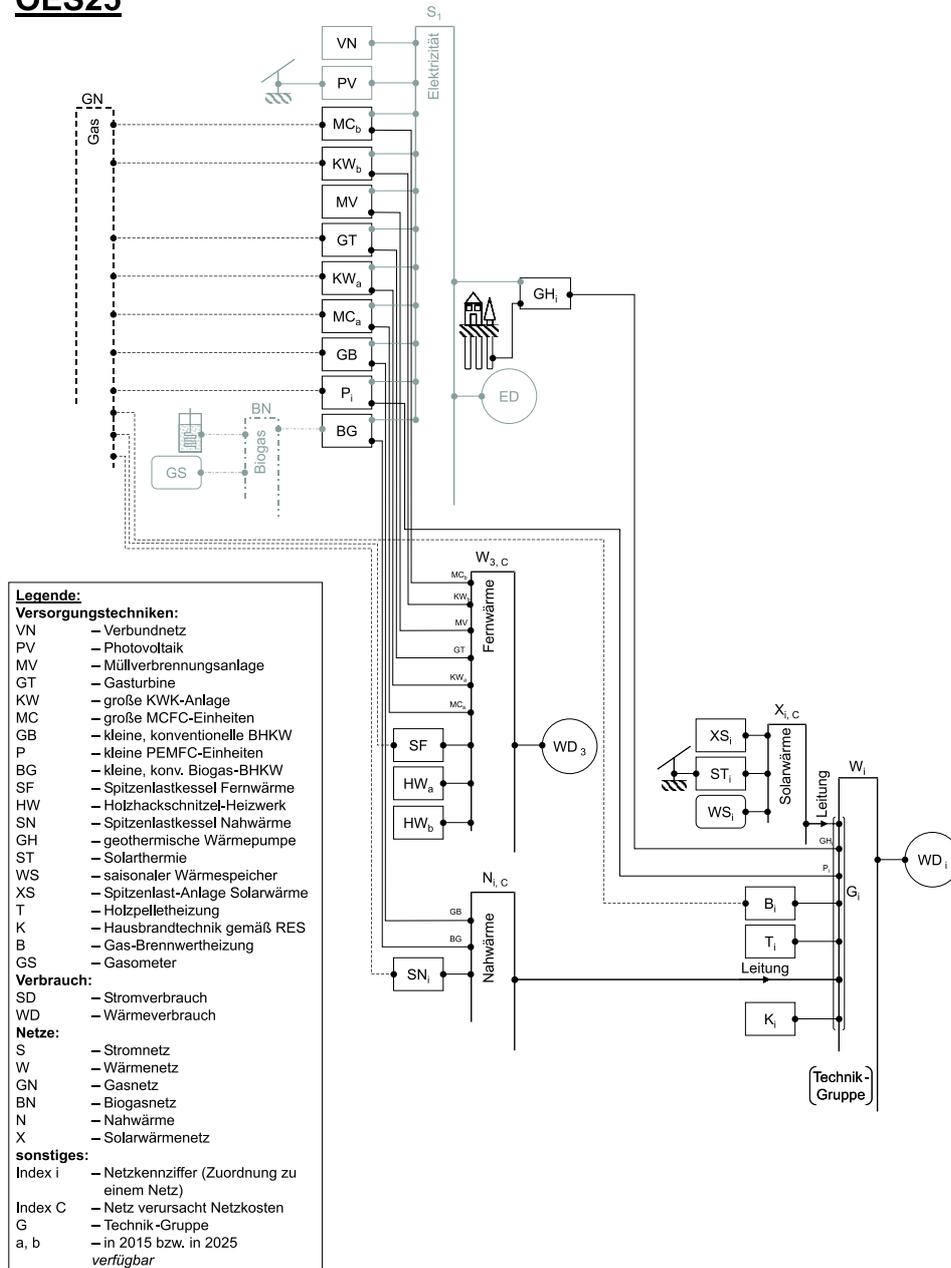


Abbildung 3.44: Netzschema des zukünftigen, optimierten Energiesystems OES25 für Augsburg (vgl. Anhang B, S. 141).

Höchstgrenze $P_{i,inst}^{max}$ installiert (vgl. Tab 3.18).²² Die Biogas-BHKW (BG_i) werden nur

²² **Anm.:** Zum Verständnis der Modellierungsergebnisse sei erwähnt, dass die angenommenen Installationskosten für Brennstoffzellen in den OES geringer sind als die heutigen, tatsächlichen Kosten.

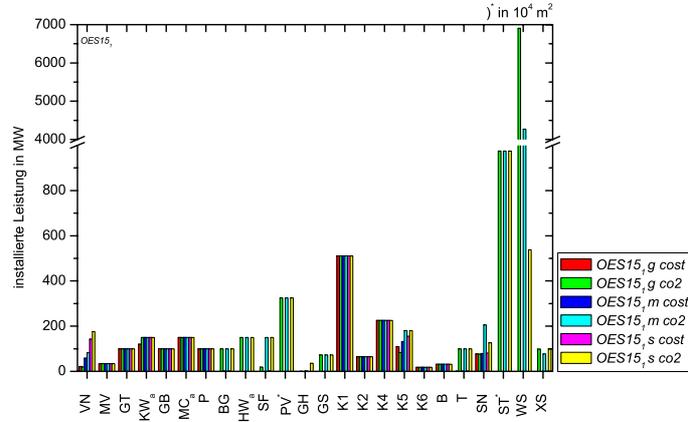


Abbildung 3.45: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den optimierten Energiesystemen OES15_z *object*.

in den CO₂-optimalen Rechnungen installiert, ebenso wie das mit Holzhackschnitzeln gefeuerte Heizwerk HW_a. Die Pelletheizungen (T_i) werden in der CO₂-Optimierung jeweils bis zum Maximalwert, in allen drei kostenoptimalen Rechnungen mit 1.25 MW nur im geringen Maße installiert.

Die in den NT-Wärmenetzen N_i und W₃ verfügbaren Spitzenlasttechniken SN_i und SF werden unterschiedlich ausgebaut: SF in W₃ wird fast nur in den CO₂-optimierten Rechnungen installiert; $\sum_{i=1}^N$ SN_i hat in den CO₂-optimierten Rechnungen eine größere Leistung als in den Kostenoptimierungen, wird aber auch dort gebaut.

Die Photovoltaik (PV) und alle in den solaren Nahwärmenetzen X_i enthaltenen Techniken werden trotz angenommener spezifischer Kostenreduktionen gemäß Anhang D (S. 157) nur in den CO₂-Minimierungen installiert. Die saisonalen Wärmespeicher WS_i in X_i werden bei zunehmender Energienachfrage mit weniger Leistung installiert. Es werden weniger große Spitzenmengen überschüssiger, solarer NT-Wärme in den Speicher WS_i verschoben. Dagegen nimmt der Anteil der Spitzenlasttechniken XS_i an der Endenergieproduktion zu (vgl. Abb. 3.46).

Viel deutlicher fällt die Überproduktion von Endenergie insbesondere bei den Emissionsoptimierungen ins Auge.²³ Die emissionsfreie Endenergiegewinnung der solaren Techniken PV und ST_i stellen diesen Überschuss bereit: Da die solaren Nahwärmenetze X_i jeweils in Technikgruppen eingebunden sind, wird durch die Kombination aus ST_i, WS_i und XS_i (bei gleichem *i*) soviel Leistung installiert, wie zum Zeitpunkt höchster

Detailliert wird dies in Anhang D (S. 157) beschrieben.

²³**Anm.:** In der Diskussion der vorliegenden Rechnungen wird die Überproduktion eines Kraftwerk-parks immer wieder betont: Das gilt besonders für die CO₂-optimalen Rechnungen, in denen ein teils immenser Überschuss an Endenergie bereitgestellt wird. Zumindest die Elektrizität aus der Photovoltaik (PV) kann in das Verbundnetz eingespeist werden. Bezogen auf ein übergeordnetes Energiesystem entsteht damit kein Überschuss. In diesem Zusammenhang ist die Überproduktion in dem übergeordneten Energiesystem zu sehen. Auch der Kraftwerkpark hinter dem Verbundnetz erzeugt sehr hohe Überschüsse z. B. an Abwärme aus den Kondensationskraftwerken.

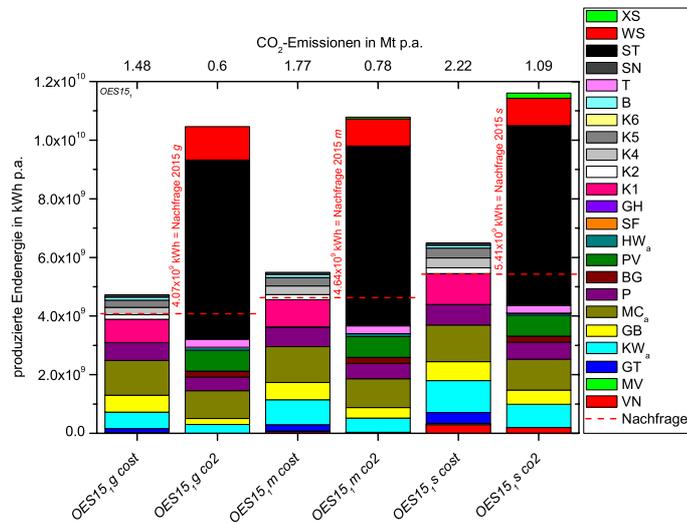


Abbildung 3.46: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den optimierten Energiesystemen $OES15_s object$.

Endenergienachfrage aus dem solaren Nahwärmenetz X_i entnommen wird. Das wird in den Januar-Werten aus Abb. 3.47 b) deutlich. Dass dort die NT-Wärmefachfrage mehr als gedeckt wird, ist auf die gekoppelte Produktion von NT-Wärme und Elektrizität zurückzuführen.

Trotz einer angegebenen Leistung der Erdwärmepumpen (GH_i) in $OES15_s co2$ ist in Abb. 3.46 kein nennenswerter Anteil dieser Technik auszumachen.

Deutlich zu erkennen ist, dass die *konventionellen* Techniken im Hausbrand, K_i und B_i , nur in den kostenoptimalen Rechnungen einen Endenergiebeitrag leisten, obschon sie z. T. mit einem Mindestwert $P_{i,inst}^{min}$ an Leistung installiert werden. Ursache ist der Verzicht auf die Definition einer Kostengrenze, um das *absolute* CO_2 -Minimum zu finden.

Insgesamt steigt der Anteil der in Augsburg erzeugten Elektrizität auf 86% ($OES15_s cost$) bis fast 100% ($OES15_g object$) an, der in $RES_1 cost$ 25% beträgt. Daraus und aus den Säulen in Abb. 3.46 wird deutlich, dass der Anteil der KWK-Techniken an der Endenergiebereitstellung erheblich zunimmt, speziell der Anteil der dezentralen Techniken GB_i und BG_i . Die relativ zur gesamten NT-Wärmemenge in den Netzen W_i fließende NT-Wärme in den Nahwärmenetzen N_i liegt zwischen 9.6% in Rechnung $OES15_g co2$ und 15.7% in Rechnung $OES15_g co2$. In den übrigen Rechnungen liegt dieser Anteil jeweils über 12%. Bemerkenswert ist, dass auch in den drei kostenoptimierten Rechnungen ein so hoher Anteil an gekoppelter Endenergiebereitstellung errechnet wird, obwohl die Ausbaurkosten für die Nahwärmenetze N_i in das Ergebnis einfließen. Dies zeigt, dass die Kombination des Ausbaus dezentraler Techniken zur NT-Wärmeversorgung und Elektrizität aus dem Verbundnetz teurer als die gekoppelte Energieversorgung ist.

In den CO_2 -minimalen Rechnungen fließen in den solaren Nahwärmenetzen X_i jeweils

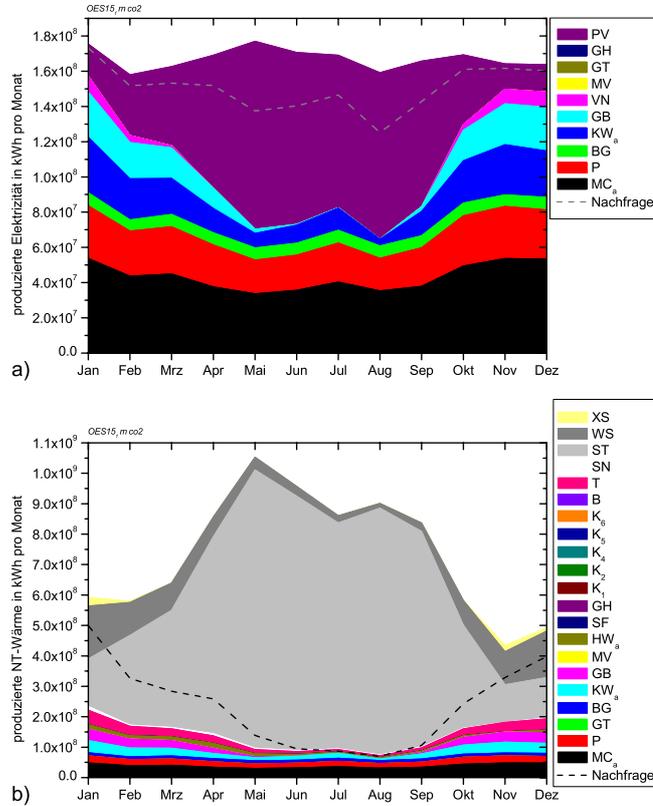


Abbildung 3.47: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung *OES15_1m_co2* in monatlicher Auflösung, getrennt nach **a)** Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und **b)** NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.

sehr große, überschüssige Energiemengen. Der Anteil der Endenergie aus den solaren Netzen X_i an der Deckung des Endenergiebedarfs in den Netzen W_i , mit $i = 1, 2, 4, 5, 6$, wird bestimmt, indem die von den Techniken P_i , T_i , B_i , K_i und in den Netzen N_i produzierten NT-Wärmemengen addiert und von der Endenergienachfrage WD_i subtrahiert werden. Diese Differenz ist gerade der Anteil der solaren Nahwärmenetze an der NT-Wärmeversorgung ohne die überschüssige NT-Wärme einzubeziehen. In den CO_2 -optimierten Rechnungen variiert dieser Anteil zwischen 63% und 65%; in den Kostenoptimierungen ist der Anteil gleich null.

Abb. 3.47 verdeutlicht am Beispiel von *OES15_1m_co2*, dass der Schwerpunkt der Überschussproduktion in der NT-Wärmebereitstellung liegt. Die Überkapazitäten im Elektrizitätsnetz S_1 sind trotz der installierten 325 ha PV-Fläche wesentlich geringer.

Qualitativ gilt das auch für die monatlichen Lastsummen der Rechnungen $OES15_1m\ cost$ in Abb. 3.48. Letztlich wird dort im Elektrizitätsnetz S_1 gar keine überschüssige Elektrizität produziert. Nur in der NT-Wärmeversorgung gibt es eine Überschusslast, die auf die *stromgeführte* Fahrweise der KWK-Technik zurückzuführen ist. Folglich führt die relativ zum Verbundnetz günstigere Elektrizitätserzeugung mit KWK-Anlagen auf den Technikmix in $OES15_1m\ cost$. Das gilt für alle kostenoptimierten Rechnungen $OES15_1z\ cost$.

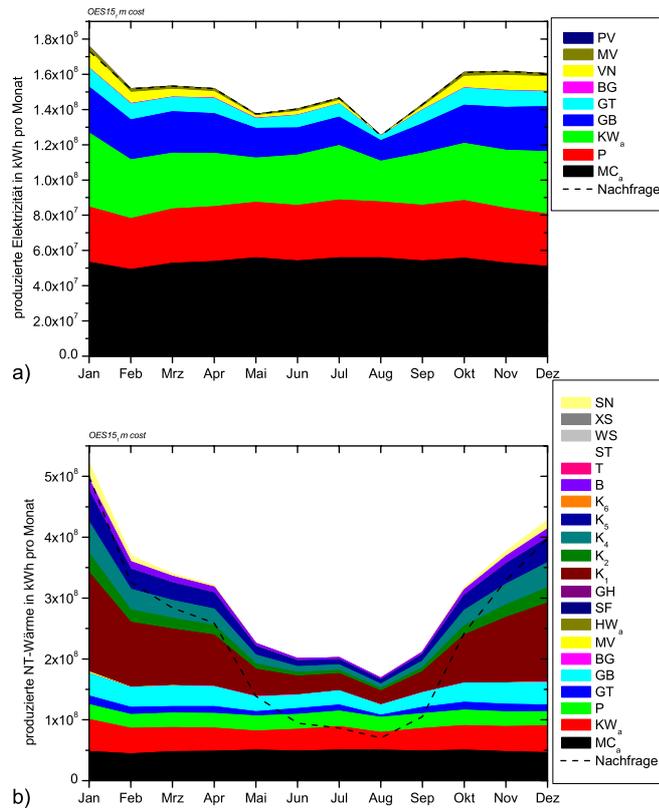


Abbildung 3.48: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $OES15_1m\ cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach **a)** Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und **b)** NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.

Der starke Einsatz von KWK-Anlagen ist auch in den sortierten Dauerlinien (bezogen auf die Endenergie) zu sehen. Diese sind wiederum exemplarisch für die Rechnungen $OES_1m\ object$ in Abb. 3.49 und 3.50 gezeigt.

Aus den Dauerlinien wird der Einsatz der KWK-Techniken KW_a , GB_i und MC_a in beiden Rechnungen und GT in der Kostenoptimierung als *Grundlasttechniken* deutlich.

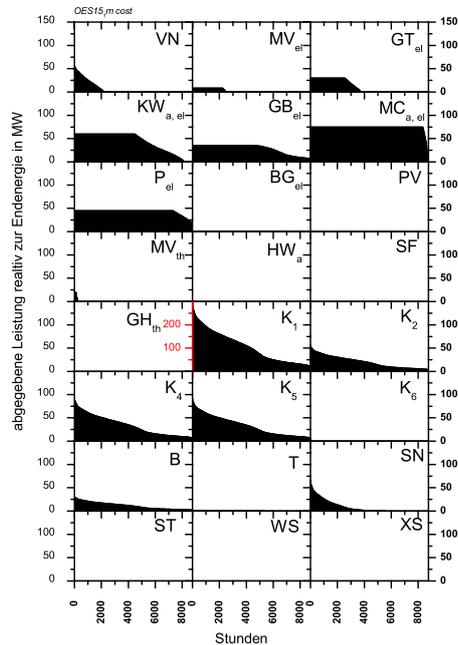


Abbildung 3.49: Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES15_1m\ cost$.

Anm.: Rote y -Achsen haben eine andere Skala als die übrigen Graphen.

Abgesehen von GT werden diese Techniken z. T. über 4000 Stunden p. a. mit Vollast betrieben.

Die CO_2 -Emissionen, die in Abb. 3.46 auf der oberen Abszisse aufgetragen sind, nehmen natürlich mit steigendem Endenergiebedarf zu. Sie variieren zwischen [0.6; 2.22] Mt p. a. Die CO_2 -Ausstöße der Emissionsoptimierungen betragen zwischen 40% und 49% der Mengen der Kostenoptimierungen. Die Spreizung der Ausstöße zwischen den beiden Optimierungsergebnissen bei gleicher Nachfrage ist damit zehnmal größer als in den RES. Im Unterschied zu den OES bieten in den RES fast nur unterschiedliche Betriebsweisen ein CO_2 -Reduktionspotential, da alternative Versorgungstechniken gerade in der NT-Wärmeversorgung fehlen.

3.6.3.2 Basisszenario 2025: OES25₁

Die Zusammensetzungen der installierten Leistungen der i Techniken in Abb. 3.51 unterscheiden sich nur wenig von denen in OES15₁ (vgl. Abb. 3.45, S. 104). Die Unterschiede folgen aus den veränderten Nachfragen und den modifizierten Charaktergrößen der Techniken. Augenfällig ist die nochmals geringere Leistung des Verbundnetzes (VN), das nur in Rechnung $OES25_1s\ cost$ installiert wird. Ein wichtiger Unterschied findet sich in dem Leistungsaufbau der KWK-Techniken MC_{a+b} und KW_{a+b} . Die jeweilige Leistungsgrenze von 300 MW wird in den Kostenoptima nicht ausgeschöpft.

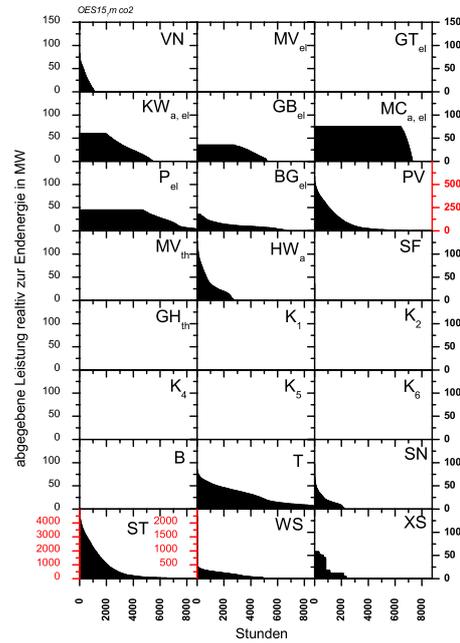


Abbildung 3.50: Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES15,m\ co2$.

Anm.: Rote y -Achsen haben eine andere Skala als die übrigen Graphen.

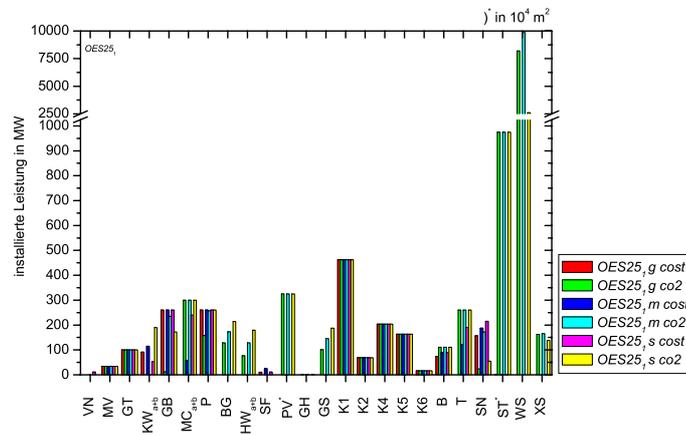


Abbildung 3.51: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den optimierten Energiesystemen $OES25_{1,z}\ object$.

Wie aus Abb. 3.52 ersichtlich, leisten die dezentralen KWK-Techniken GB_i und P_i in den Kostenoptimierungen einen nennenswerten Beitrag zur Endenergieproduktion.

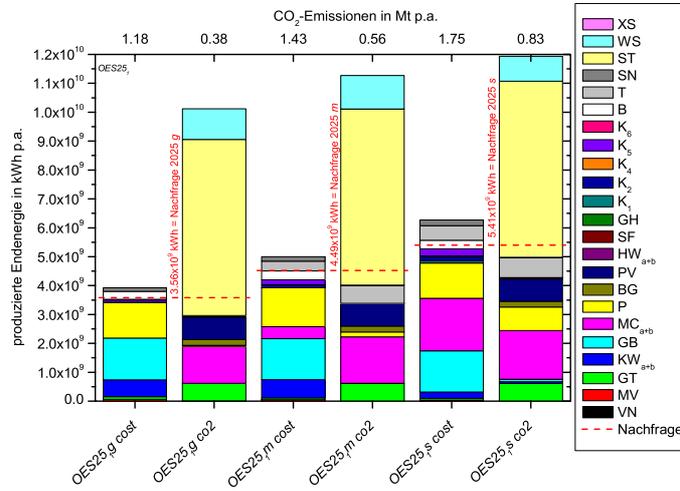


Abbildung 3.52: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den optimierten Energiesystemen OES25_{1s} object.

Aus Abb. 3.51 und 3.52 geht eine größere Diversität der Endenergiebereitstellung mit wachsender Nachfrage hervor. Die Pelletheizungen (T_i) nehmen in den OES25₁ object an Bedeutung zu. Sie werden auch in den Kostenoptimierungen eingesetzt.

Im Vergleich der einzelnen Rechnungen von OES25₁ variiert der Anteil der dezentralen KWK-Techniken an der NT-Wärmebereitstellung stärker als in OES15₁. Als Indikator dient die in den Nahwärmenetzen N_i fließende NT-Wärme im Vergleich zur gesamten NT-Wärmemenge, die in den Netzen W_i fließt. Dieser Anteil schwankt zwischen 3.2% in OES25_{1g} co2 und 46.6% in OES25_{1m} cost. In den Rechnungen OES25_{1m} cost und OES25_{1s} cost liegt dieser bei über 30% und in den Rechnungen OES25_{1g} co2 und OES25_{1s} co2 bei etwa 5%.

Anders als in OES15₁ variiert der Anteil der solaren Nahwärme an der NT-Wärmebereitstellung über ein größeres Intervall. In den CO₂-optimierten Rechnungen mit geringer Nachfrage tragen die solaren Netze X_i 90% bei, bei mittlerer Nachfrage sind es 64%. Bei starker Nachfrage schrumpft der Anteil auf 52%. In den kostenoptimalen Rechnungen leisten die solaren Netze X_i keinen Beitrag.

Der in Augsburg erzeugte Anteil der Elektrizität beläuft sich in allen OES25₁-Rechnungen auf nahezu 100%.

Abb. 3.52 zeigt wiederum eine erhebliche Überproduktion von Endenergie, gerade in den emissionsminimierten Rechnungen. Durch die Darstellung der Monatssummen getrennt nach den Endenergieformen *Elektrizität* und *NT-Wärme* wird ersichtlich, zu welcher Jahreszeit die Überproduktion in OES25₁ stattfindet. Am Beispiel der mittleren Nachfrage OES_{1m} object sind die monatlichen Auflösungen der Endenergieproduktion in Abb. 3.53 und 3.54 gezeigt. Abb. 3.54 verdeutlicht für die Emissionsoptimierung eine enorme Überkapazität besonders in den Sommermonaten. Ursache ist erneut die Überproduktion der solaren Techniken PV und ST_i.

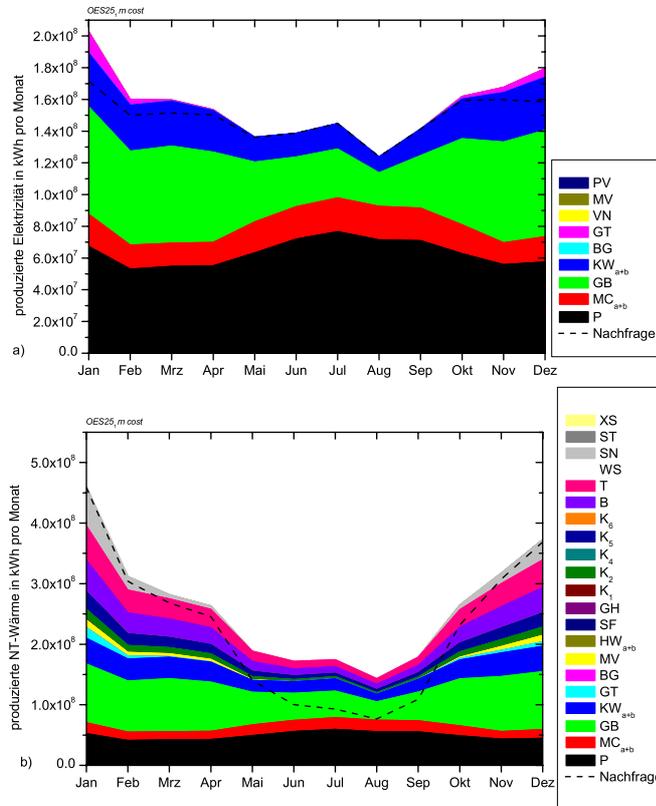


Abbildung 3.53: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $OES25_1m\ cost$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach **a)** Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und **b)** NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.

In Abb. 3.53 ist zu sehen, dass während der Heizperiode von Januar bis April und von Oktober bis Dezember eine zu große Elektrizitätsmenge bereitgestellt wird. In der Zeit von Mai bis September steht zu viel NT-Wärme zur Verfügung. Das ist die Folge des relativ großen Anteils an KWK-Techniken: Diese Anlagen werden in Herbst und Winter wärmegeführt betrieben, wenn die NT-Wärmenachfrage relativ gesehen viel höher ist als die Elektrizitätsnachfrage. Im Sommer ist es umgekehrt.

Die Lastkurven in den Abb. 3.55 und 3.56 weisen im kostenoptimalen Fall auf eine Art Grundlastfunktion der KWK-Techniken hin, abgesehen von dem Gasturbinenkraftwerk (GT). Anders im CO_2 -optimalen Fall: In diesem Fall fährt GT im Grundlastbetrieb „Strich“ und auch die MCFC (MC_{a+b}) hat einen hohen Volllastanteil, verglichen mit den übrigen Techniken. Die Pelletheizungen (T_i) haben einen enormen Anteil, wie schon zuvor festgestellt.

In $OES25_1m\ co2$ wird die Leistung der solaren Wärmespeicher (WS_i) nur wenige zehn

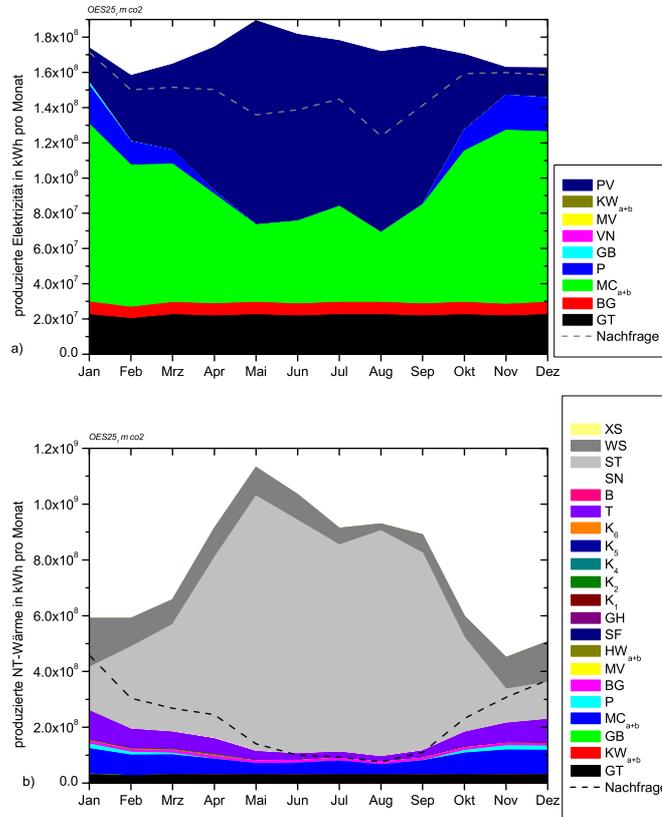


Abbildung 3.54: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie in der Rechnung $OES15_1m_{co2}$ in monatlicher Auflösung, getrennt nach **a)** Elektrizität $E_{i,el}^{supply}(T)$ und **b)** NT-Wärme $E_{i,th}^{supply}(T)$.

Stunden im Jahr voll ausgelastet. Das ist eine Folge der CO_2 -Optimierung, ohne dass eine Nebenbedingung für maximale Gesamtkosten definiert ist. Im Fall einer Emissionsoptimierung mit Definition einer Kostenobergrenze als Nebenbedingung änderte sich dieses Bild. Es würde eine Speicherkapazität aufgebaut werden, die möglichst lange nahe der Volllast eingesetzt werden kann. Die Spitzen deckte die weniger emissionsoptimale Spitzenlast-Gasheizung (XS_i) ab.

Die gesamten jährlichen CO_2 -Emissionen liegen im Basisszenario $OES25_1$ im Intervall $[0.38; 1.75]$ Mt p. a. Die freigesetzten CO_2 -Mengen sind in allen Fällen kleiner als in den jeweiligen Rechnungen des Basisszenarios $OES15_1$. Auch sind diese Mengen kleiner als in den Referenzenergiesystemen RES_1 , RES_2 und kleiner als in den zugehörigen RES_3 -Rechnungen bei gleicher Endenergienachfrage.

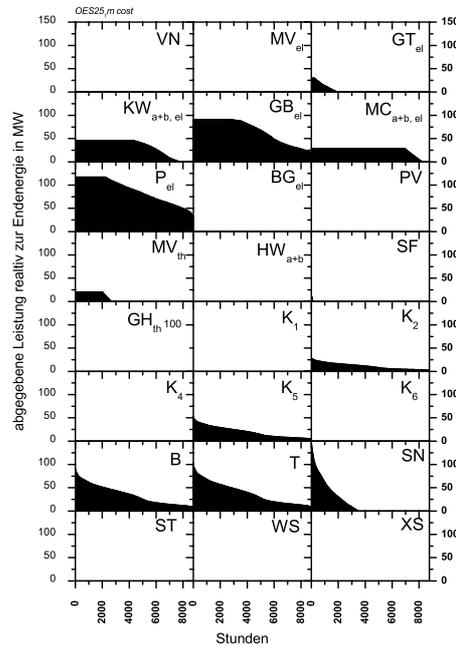


Abbildung 3.55: Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES25_1m.cost$.

Die Einsparpotentiale zwischen den beiden Objektfunktionen betragen etwa 53%, 61% und 68% für die Rechnungen mit starker, mittlerer und geringer Nachfrage.

3.6.4 Modellierung der Luftschadstoffausbreitung für die Basisszenarios $OES15_1$ und $OES25_1$

Das in *Austal2000* aufgebaute Modell umfasst auch für die OES 20 Punktquellen. An fünf Standorten sind die zentralen, in das Fernwärmenetz W_3 einspeisenden Techniken $KW_{a, a+b}$, MV , GT , $MC_{a, a+b}$, $HW_{a, a+b}$ und SF zusammengezogen. Durch die übrigen 15 Quellen werden die dezentralen Nahwärme- und Hausbrandtechniken modelliert. Das Vorgehen ist dasselbe wie bei der Modellierung der Schadstoffdispersionen für die RES in Abschnitt 3.3.3.1 (S. 54).

Abb. 3.57 ist eine Darstellung der räumlichen Punktquellenverteilung.

Als Quellhöhen sind angesetzt:

MV	30 m ü. Gr.;	GT	50 m ü. Gr.;
$KW_{a, a+b}$ und SF	30 m ü. Gr.;	$MC_{a, a+b}$	25 m ü. Gr.;
$HW_{a, a+b}$	40 m ü. Gr.;	Rest	20 m ü. Gr.

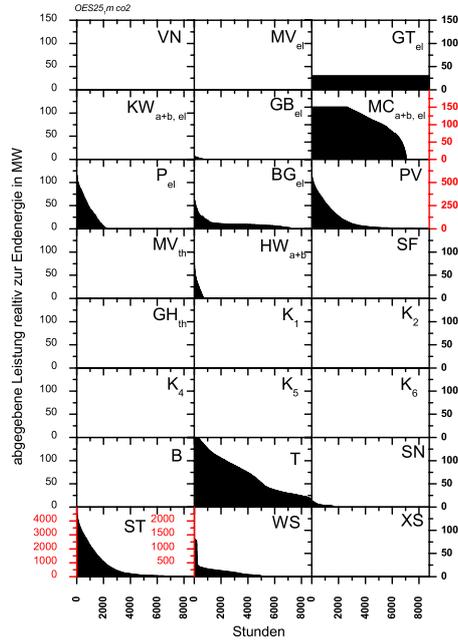


Abbildung 3.56: Dauerlinien der einzelnen Techniken i , bezogen auf die Endenergie für die Rechnung $OES25, m\ co2$.

Anm.: Rote y -Achsen haben eine andere Skala als die übrigen Graphen.

3.6.5 Ergebnisse der Luftschadstoffausbreitung für die Basisszenarios

3.6.5.1 Basisszenario 2015: OES15₁

Die simulierten Immissionsbelastungen am Aufpunkt ($0 \mid -4600$) (vgl. Abb. 3.57, S. 115) sind in Abb. 3.58 aufgetragen. Als Maximalbelastungen am Aufpunkt sind Zusatzkonzentrationen für NO_2 von $138.9 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$, für SO_2 von $63.1 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$ und für PM von $1.6 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$ berechnet. Verglichen mit den maximalen zusätzlichen Konzentrationsbelastungen von $RES_1\ cost$ (NO_2 : $123.6 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$; SO_2 : $127.4 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$; PM: $2.1 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$) entspricht das exemplarisch am Aufpunkt einer Verringerung der SO_2 -Zusatzbelastung um etwa 50%, eine Verringerung der PM-Zusatzbelastung auf etwa drei Viertel und einen leichten Anstieg der zusätzlichen NO_2 -Belastung um knapp 13%. Im Jahresmittel sind die Zusatzbelastungen in $OES15_1\ m\ cost$ für NO_2 um 9% höher als in $RES_1\ cost$; für SO_2 und PM aber um 46% und 50% geringer.

Relativ zu den für $RES_3\ m15\ cost$ simulierten Zusatzbelastungen (NO_2 : $55.4 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$; SO_2 : $0.7 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$; PM: $0.1 \frac{\mu g}{m^3 \cdot d}$) liegen die Maximalwerte aus $OES15_1\ m\ cost$ z. T. deutlich höher. Ähnliches gilt für die Jahresmittel am Monitorstandort, die für $OES15_1\ m\ cost$ für NO_2 und SO_2 um die Faktoren 1.75 und 47.5 über denen für $RES_3\ m15\ cost$ liegen. Die mittlere PM-Konzentration für $OES15_1\ m\ cost$ liegt um etwa 17% unter derjenigen für $RES_3\ m15\ cost$.

Der Blick auf die Jahresmittelwerte (vgl. Abb. 3.59) der jeweiligen Zusatzbelastung in den Gitterzellen zeigt ein positives Bild bezüglich der Schadstoffbelastung. Bezogen auf

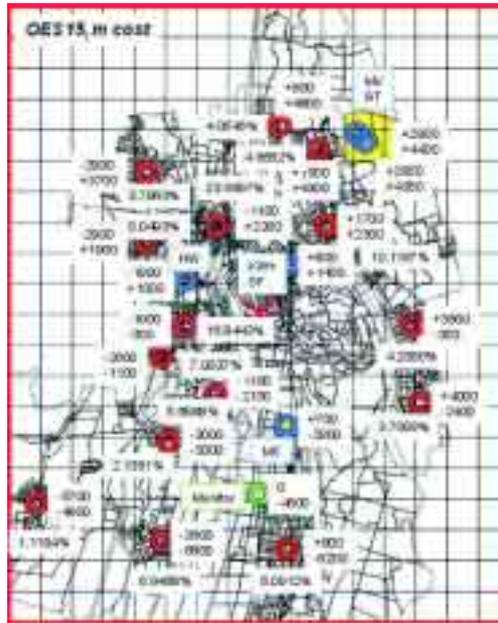


Abbildung 3.57: Karte der räumlichen Verteilung der Punktquellen und des Monitorpunktes für die Ausbreitungsrechnung *OES15_{1m cost}*. (Blaue Ringe = Techniken im Fernwärmenetz; rote Ringe = dezentrale Energieversorgungstechniken mit dem Anteil der Gesamtemissionen der Umgebung, die durch die betreffenden Quellen repräsentiert werden; grüner Ring = Monitorpunkt; rotes Kreuz = Koordinatenursprung; Angabe aller Koordinaten relativ zum Ursprung an allen Ringen)

den kalibrierten NO_2 -Jahresgrenzwert von $26.7 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ werden in 104 Zellen Überschreitungen errechnet. Die Zellen mit Überschreitungen liegen im Umgang der Standorte $(-1100 \mid +2300)$ und $(2900 \mid 1900)$. In Zelle $(-1200 \mid 2425)$ ist mit $38.0 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ der Maximalwert der jährlichen NO_2 -Mittelkonzentration abzulesen.

Der Maximalwert der zusätzlichen SO_2 -Immissionsbelastung ist in Zelle $(-2025 \mid -50)$ mit $15.5 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$. Ansonsten gibt es keine Überschreitungen des kalibrierten Grenzwertes; ebenso sind keine Überschreitungen für PM mit $0.8 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ als Grenzwert anzutreffen. Wird für PM mit $0.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ der kleinere Grenzwert angesetzt, sind in 82 Zellen Überschreitungen bestimmt worden, die im Bereich der Standorte $(-1100 \mid 2300)$ und $(800 \mid 1400)$ liegen. Abb. 3.59 d) legt anhand der Immissionsbelastung nahe, dass nur ein kleiner Teil der energiebedingten PM-Emissionen das Rechengitter verlässt. Im Vergleich zu *RES_{1 cost}* werden in *OES15_{1m cost}* weniger PM-Immissionen registriert. Das hat zugleich eine geringere mittlere PM-Deposition pro Tag zur Folge.

3.6.5.2 Basisszenario 2025: OES25₁

Die für den Monitorpunkt $(0 \mid -4600)$ berechneten Tagesmittelwerte der Immissionsbelastung sind in Abb. 3.60 gezeigt. Im Vergleich zu *OES15_{1m cost}* (Abb. 3.58, S. 116) ist mit $9.3 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$ für PM eine merklich höhere maximale Staubimmissionsbelastung zu sehen. Für NO_2 und SO_2 sind die Belastungen am Monitorstandort mit $135.1 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$ und $19.7 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$ vergleichsweise geringer.

Als Jahresmittel ergeben sich Belastungen von $4.9 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$, $0.7 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$ und $0.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3 \cdot \text{d}}$ für die

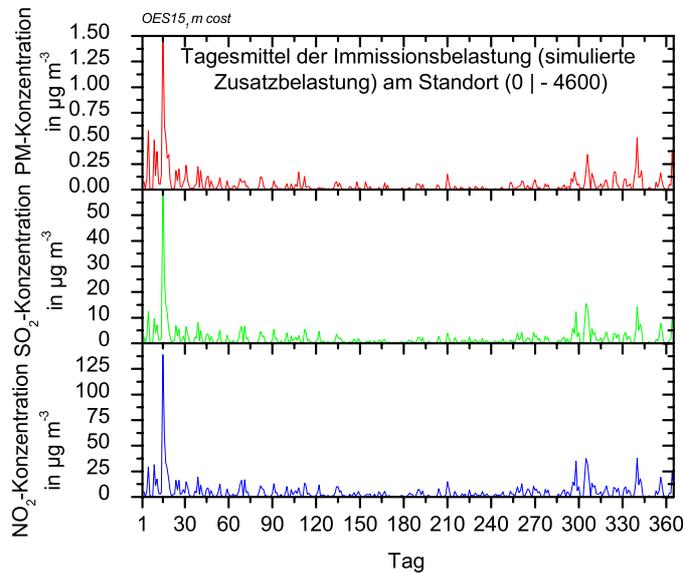


Abbildung 3.58: Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 | -4600) im Tagesmittel für *OES15_{1m cost}*.

Schadstoffe NO_2 , SO_2 und PM. Damit liegen die mittleren Immissionskonzentrationen am Aufpunkt für die Rechnung *OES25_{1m cost}* in der Größenordnung der Werte für RES_1 . Deutlich geringer sind die SO_2 Belastungen, die für *OES25_{1m cost}* errechnet wurden.

Die Konzentrationen der Rechnung *RES_{3m25 cost}* sind um etwa 51% (NO_2), 94% (SO_2) und 85% (PM) niedriger als diejenigen der Rechnung *OES25_{1m cost}*.

Auch im Vergleich zu *OES15_{1m cost}* sind leicht höhere Belastungen zu verzeichnen, was im Wesentlichen auf den erhöhten Anteil an biogenen Brennstoffen mit höheren spezifischen Emissionsfaktoren zurückzuführen ist.

Auch der Blick auf die Jahresmittelbelastungen zeigt für NO_2 keine besondere Veränderung der Belastungen (Maximalwert: $45.8 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-1250 | 2525)). Bezogen auf die kalibrierte Belastungsgrenze werden in 253 Zellen Grenzwertüberschreitungen gezählt. Der $0.4 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ -Grenzwert der PM-Belastung wird in 18 745 Zellen überschritten, der $0.8 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ -Grenzwert wird in immer noch 6 065 Zellen überschritten. Die SO_2 -Grenzelastung wird in keiner Zelle überschritten. Die maximale Jahresmittelkonzentration von SO_2 beträgt am Ort (-1550 | 2500) $5.2 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$.

Ursache der vergleichsweise hohen NO_2 - und PM-Belastungen (Maximalwert $5.9 \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ am Ort (-1200 | 2450)) ist der relativ große Anteil der mit Holz (und Öl) gefeuerten, dezentralen Techniken (vgl. Abb. 3.52, S. 110; Tab. 3.18, S. 101 und Tab. 3.19, S. 102).

3.6.6 Sensitivitätsanalyse

Die Abbildungen 3.43 (S. 99) und 3.44 (S. 103) verdeutlichen die Verknüpfung aller Netze N_i , W_i , X_i und S_1 über die einzelnen Techniken. Die Technik Verbundnetz (VN)

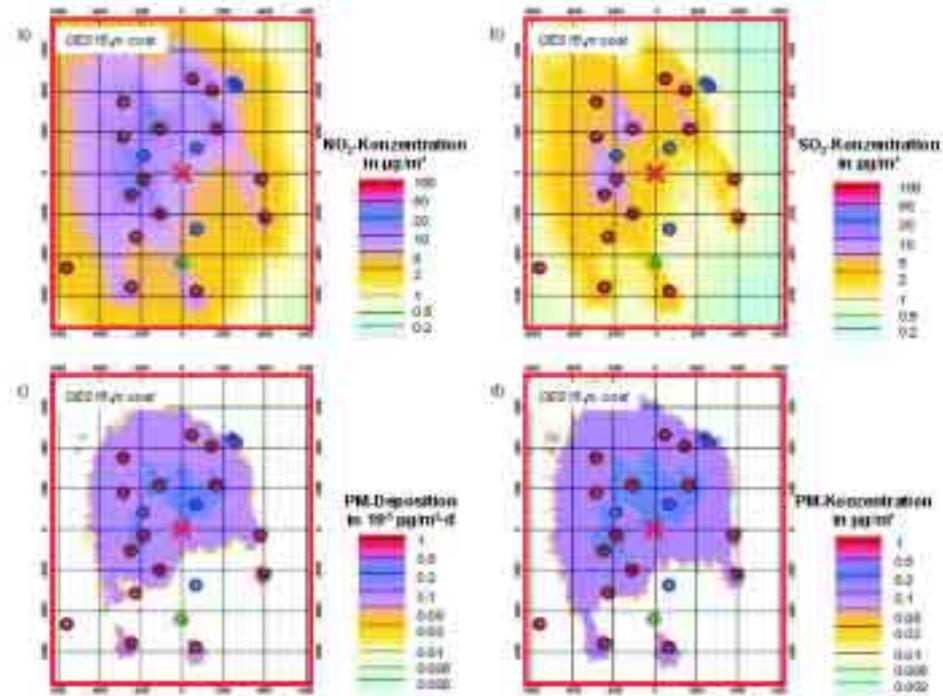


Abbildung 3.59: Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-4} \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ pro Gitterzelle für *OES151m cost*.

ist als einzige ohne Kapazitäts- und Produktionsbeschränkungen implementiert, wie z. B. in Tab. 3.18 (S. 101) abzulesen ist. Werden die Kostenfaktoren c_{VN} und CO_2 -Emissionsfaktoren $m_{VN,operation}^{\text{CO}_2}$ der Technik VN vermindert, wird die Elektrizität aus VN in der Optimierung günstiger bzw. emissionsärmer. Durch die Verknüpfung der Netze miteinander resultieren Auswirkungen auf die Endenergiebereitstellung aller übrigen Techniken im gesamten Modell. Das Verbundnetz (VN) ist mithin die Technik, die die Endenergieproduktion aller übrigen Techniken beeinflussen kann. Die OES reagieren entsprechend sensitiv auf Veränderungen der VN-Parameter.

Diese Abhängigkeit ist in gewisser Ausprägung auch in der Realität zu finden. Veränderungen der Energieversorgungsstruktur erfordern i. d. R. Investitionen und Infrastrukturveränderungen. Wird davon ausgegangen, dass in Grenzen hinreichende Mengen an Elektrizität aus dem nationalen Netz verfügbar sind, ist der Elektrizitätsbezug aus dem Netz fast ausschließlich auf energieabhängige Kosten begrenzt und erfordert keine Investitionen.

In der Sensitivitätsanalyse werden die Kostenfaktoren $c_{VN,operation}$ und CO_2 -Emissionsfaktoren $m_{VN,operation}^{\text{CO}_2}$ des Verbundnetzes (VN) variiert und die Auswirkungen auf das gesamte Energieversorgungssystem studiert.²⁴

²⁴**Anm.:** Um die Übersichtlichkeit zu erhalten, werden in der Sensitivitätsanalyse ausschließlich Rechnungen diskutiert, die die *mittlere* Nachfragemenge ($z \equiv m$) verwenden.

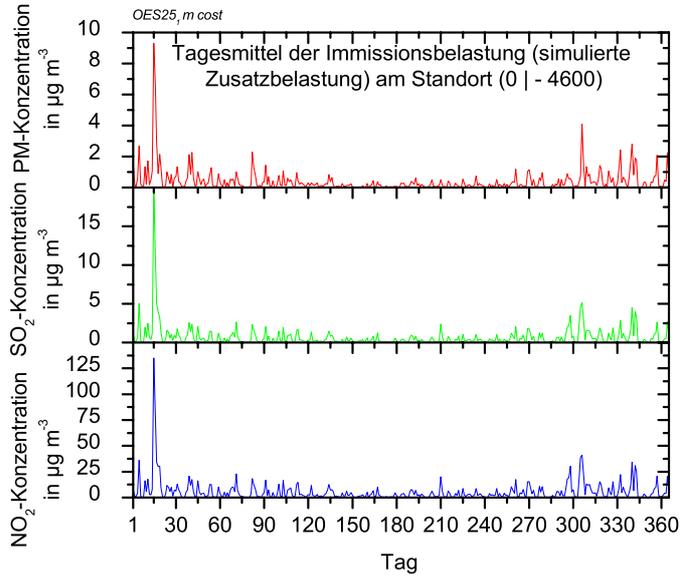


Abbildung 3.60: Simulierte Konzentration der Schadstoffzusatzbelastung am Monitorpunkt (0 | -4600) im Tagesmittel für $OES25_1m\ cost$.

3.6.6.1 CO₂-Sensitivität

In den Sensitivitätsrechnungen $s = 2, 4, 6, 8$ wird die Sensitivität bezüglich veränderter CO₂-Emissionsfaktoren $m_{VN,operation}^{CO_2}$ des Verbundnetzes (VN) auf OES15 und OES25 untersucht. Dazu werden die CO₂-Emissionsfaktoren $m_{VN}^{CO_2}$ im Vergleich zum Basisszenario $OESp_1m$ verringert. Die Kostenfaktoren $c_{VN,fuel}$ und $c_{VN,operation}$ hingegen bleiben unverändert, ebenso alle Charaktergrößen der übrigen Techniken (vgl. Tab. 3.18, S. 101 und Tab. 3.19, S. 102).

Die gesamten CO₂-Emissionen werden als Objektvektor der Optimierung gewählt. Folglich ist die kostenoptimale Lösung der Rechnungen $OESp_s\ z\ cost$, mit $p = 2015, 2025$, $s = 2, 4, 6, 8$, bei identischem p immer gleich der kostenoptimalen Lösung des Basisszenarios $OESp_1m\ cost$.

In den einzelnen Rechnungen werden als CO₂-Emissionsfaktoren $m_{VN,operation}^{CO_2}$ des Verbundnetzes (VN) die Werte

$$\begin{aligned}
 OESp_2m\ co_2: \quad m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_2m) &= \frac{1}{8} \cdot m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_1m), \\
 OESp_4m\ co_2: \quad m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_4m) &= \frac{1}{4} \cdot m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_1m), \\
 OESp_6m\ co_2: \quad m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_6m) &= \frac{1}{2} \cdot m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_1m), \\
 OESp_8m\ co_2: \quad m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_8m) &= \frac{3}{4} \cdot m_{VN,operation}^{CO_2}(OESp_1m)
 \end{aligned}$$

für die Jahre $p = 2015, 2025$ eingesetzt.

In Abb. 3.62 (S. 119) ist zu sehen, dass bei geringeren spezifischen CO₂-Emissionen von VN die installierte Leistung dieser Technik mit jeweils über 100 MW deutlich größer ist

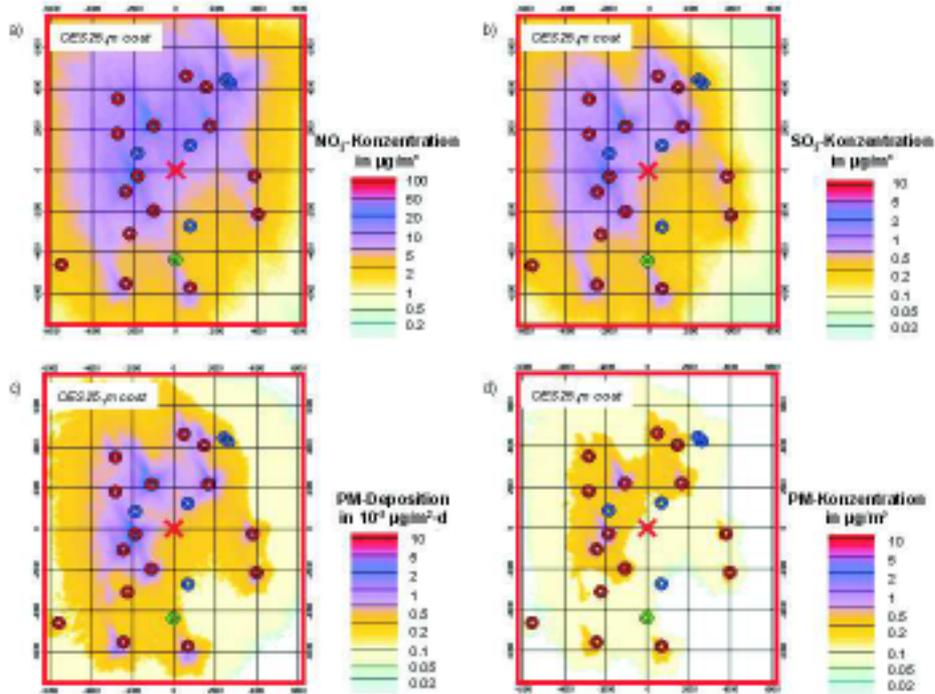


Abbildung 3.61: Mittlere jährliche Konzentration an a) NO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, b) SO_2 in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$, c) mittlere tägliche Deposition an PM in $10^{-3} \frac{\mu\text{g}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}}$ und d) mittlere jährliche Konzentration an PM in $\frac{\mu\text{g}}{\text{m}^3}$ pro Gitterzelle für $OES25_1m\ cost$.

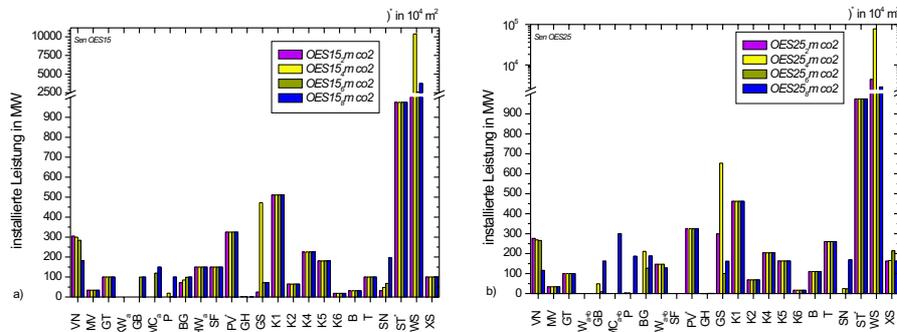


Abbildung 3.62: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s\ CO_2$ und b) $OES25_s\ CO_2$, mit $s = 2, 4, 6, 8$.

als in den vergleichbaren Basisrechnungen $OESp_1m\ CO_2$. Dieser Effekt zeigt sich gerade in der Zusammensetzung der Endenergiebereitstellung in Abb. 3.63. In den Sensitivitätsrechnungen $OESp_s\ CO_2$ mit $s = 2, 4, 6$ wird jeweils etwa eine Terawattstunde Endenergie von VN bereitgestellt. In der Folge werden weniger KWK-Techniken installiert. Als Indikator dient der in den Nahwärmenetzen N_i fließende NT-Wärmeanteil. In

den Sensitivitätsrechnungen $s = 2, 4, 6$ für 2015 beträgt dieser Anteil 3.9%, 4.6% und 7.2%. In den Rechnungen für 2025 sind es 0%, 2.6% und 3.5%. Diese Anteile sind z. T. deutlich geringer als im Basisszenario.

Der Deckungsanteil aus den solaren Nahwärmenetzen ist mit Werten zwischen 71% ($OES15_8m\ co2$) und 79% (übrige $OESp_s\ co2$ mit $s = 2, 4, 6$) für 2015 und mit Werten um etwa 78% für 2025 höher als in den Basisszenarios.

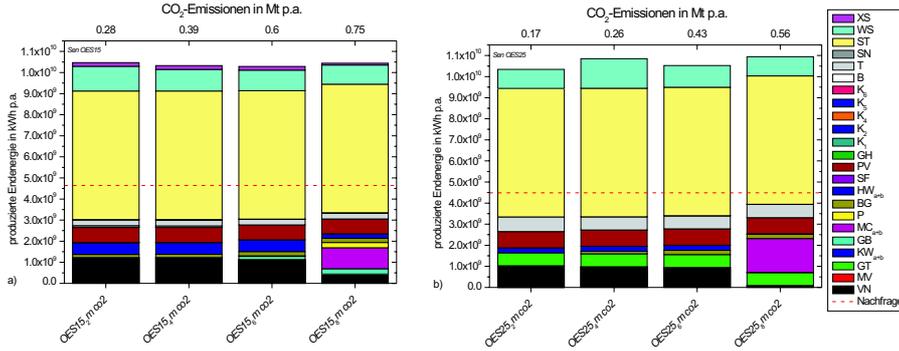


Abbildung 3.63: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Sensitivitätsrechnungen **a)** $OES15_s\ m\ co2$ und **b)** $OES25_s\ m\ co2$, mit $s = 2, 4, 6, 8$.

In $OESp_8\ co2$ hingegen sind Leistung und Endenergieanteil von VN kleiner als in den übrigen drei Sensitivitätsrechnungen. Im Vergleich zwischen VN und den KWK-Techniken schneiden letztere hinsichtlich der CO_2 -Emissionen besser ab. 2015 sind es die dezentralen KWK-Techniken P_i und GB_i sowie die zentrale Technik MC_a ; 2025 sind es vor allem MC_{a+b} und GT.

Der im Untersuchungsgebiet bereitgestellte Anteil der Elektrizitätserzeugung macht in allen Basisszenarios beinahe 100% aus. In den in diesem Abschnitt diskutierten Rechnungen variiert er zwischen 32% ($OES15_2m\ co2$) und 95% ($OES25_8m\ co2$).

Die jährlichen CO_2 -Emissionen der zwei mal vier Sensitivitätsrechnungen $OESp_s\ m\ co2$ überschreiten in keinem Fall diejenigen CO_2 -Ausstöße des zugehörigen Basisszenarios $OESp_1\ m\ co2$.

3.6.6.2 Kostensensitivität

Analog zu Abschnitt 3.6.6.1 wird in den Rechnungen $OESp_s\ m$, mit $s = 3, 5, 7, 9$, die Sensitivität bezüglich veränderter Kostenfaktoren $c_{VN,operation}$ des Verbundnetzes (VN) auf die OES15 und OES25 untersucht. Dazu werden die CO_2 -Emissionsfaktoren $m_{VN,operation}^{CO_2}$ gegenüber dem Basisszenario $OESp_1\ m$ nicht verändert. Das gleiche gilt für die Charaktergrößen aller übrigen Techniken.

Als Optimierungsgegenstand werden die Gesamtkosten gewählt. Die CO_2 -optimale Rechnung des Basisszenarios ist die zugehörige Referenz zu den kostenoptimierten Sensitivitätsrechnungen.

Relativ zum Basisszenario $OESp_1\ m$ werden für den Kostenfaktor $c_{VN,operation}$ die Werte

$$OESp_3\ m\ cost: \quad c_{VN,operation}(OESp_3\ m) = \frac{1}{8} \cdot c_{VN,operation}(OESp_1\ m),$$

$$\begin{aligned}
 OESp_5m \text{ cost: } c_{VN,operation}(OESp_5m) &= \frac{1}{4} \cdot c_{VN,operation}(OESp_1m), \\
 OESp_7m \text{ cost: } c_{VN,operation}(OESp_7m) &= \frac{1}{2} \cdot c_{VN,operation}(OESp_1m), \\
 OESp_9m \text{ cost: } c_{VN,operation}(OESp_9m) &= \frac{3}{4} \cdot c_{VN,operation}(OESp_1m)
 \end{aligned}$$

für die Jahre $p = 2015, 2025$ eingesetzt.

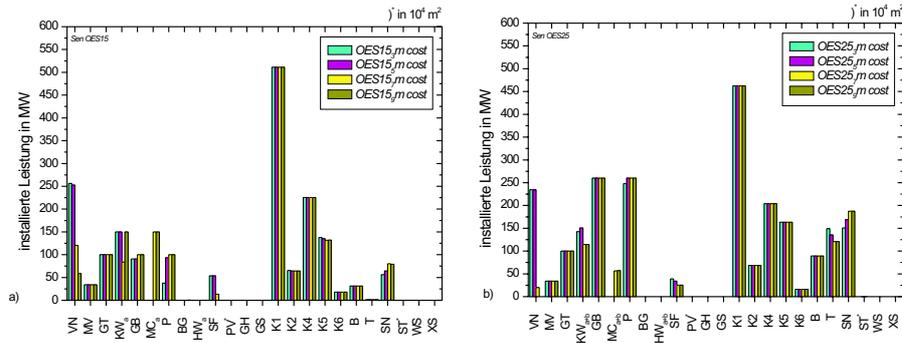


Abbildung 3.64: Installierte Leistungen $P_{i,inst}$ aller Techniken in den Sensitivitätsrechnungen **a)** $OES15_s m cost$ und **b)** $OES25_s m cost$, mit $s = 3, 5, 7, 9$.

Die Verringerung des Kostenfaktors $c_{VN,operation}$ führt zu der erwarteten Leistungssteigerung des Verbundnetzes (VN) (vgl. Abb. 3.64). Wie in den CO_2 -Sensitivitätsrechnungen verringern sich im Gegenzug insbesondere die Kapazitäten der Brennstoffzellentechnologien $MC_{a, a+b}$ und P_i . In den Rechnungen $OES15_7m cost$ und $OES15_9m cost$ (also bei 50% und 75% der spezifischen Kosten $c_{VN,operation}$ der Technik VN relativ zum Basiszenario) geht die installierte Kapazität von VN zurück; die KWK-Technologien KW_a, MC_a, GB_i und P_i treten in Konkurrenz zueinander.

Der Einsatz von Brennstoffzellen mit den vergleichsweise hohen elektrischen Effizienzen ist stark von den Kosten für die Elektrizität aus dem Verbundnetz (VN) abhängig.

Etwas anders stellt sich die Situation 2025 dar. Bereits in $OES25_3m cost$ ist die Leistung von VN sehr gering. Mit den zunehmenden Kosten für Elektrizität von VN nehmen die Kapazitäten der zentralen KWK-Techniken KW_{a+b} und MC_{a+b} zu. Die Bedeutung der dezentralen KWK-Techniken GB_i und P_i ist aber deutlich größer.

Bemerkenswert ist die Leistungssteigerung der Spitzenlasttechniken SN_i und SF .

Der Vergleich der Zusammensetzung der Endenergieproduktion in Abb. 3.65 zeigt einen deutlichen Anteil an Endenergie aus KWK in allen Rechnungen. Aber besonders 2015 ist der Anteil an Endenergie aus den *alten* Hausbrandtechniken K_i besonders hoch.

Die Tendenz eines leichten Rückgangs der Endenergieproduktion aller KWK-Techniken zusammen, verglichen mit den Basisrechnungen, führt zu einer Verringerung der Überproduktion. Gerade das gilt besonders für die Sensitivitätsrechnungen $s = 3$ und $s = 5$ für 2015 und 2025. Die Ursache liegt in dieser geringeren Kapazität der KWK-Techniken: In der Heizperiode wird NT-Wärme mit den Hausbrandtechniken oder den reinen Heiztechniken in den Nah- und Fernwärmenetzen erzeugt; in den Sommermonaten wird die Elektrizität von VN geliefert. Die KWK-Techniken leisten einen konstanten Grundlastanteil mit einer großen Volllaststundenzahl, wie in detaillierten Analysen der

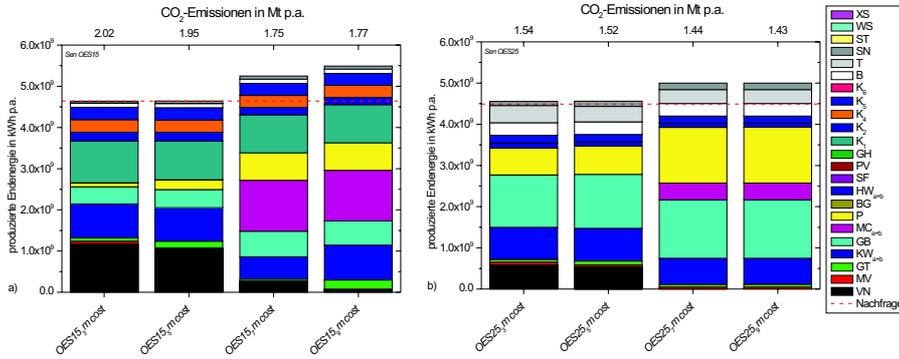


Abbildung 3.65: Anteile der einzelnen Techniken i an der Bereitstellung von Endenergie $E_{i,type}^{supply}(T)$ in den Sensitivitätsrechnungen a) $OES15_s m cost$ und b) $OES25_s m cost$, mit $s = 3, 5, 7, 9$.

Optimierungsergebnisse gezeigt werden kann.

Der Eigenanteil der Elektrizitätserzeugung im Untersuchungsgebiet weist durch die große Kostenvariabilität für Endenergie aus VN große Schwankungen auf und liegt zwischen 34.5% und 68.3% in $OES15_s m object$ sowie zwischen 77.8% und 100% in $OES25_s m object$. Diese Anteile liegen teilweise erheblich unter den fast 100% aus den Basisszenarios.

Als Indikator für die Bedeutung der KWK-Technologien wird wieder der Anteil der in den Nahwärmenetzen N_i fließenden NT-Wärmeenergie relativ zu $\sum_{i=1}^N W_i$ herangezogen.

In den Rechnungen für 2015 liegt der Anteil zwischen 10.3% und 14.5%, für 2025 zwischen 31.3% und 36.2%. Der Anteil wächst mit zunehmenden Kosten für Elektrizität aus VN.

Der solare Anteil an der NT-Wärmeversorgung aus den Netzen X_i ist in allen Kostenoptimierungen gleich null.

Mit Ausnahme der Rechnung $OES15_7 m cost$ verursachen alle Sensitivitätsrechnungen, die in diesem Abschnitt diskutiert wurden, größere CO_2 -Mengen als die jeweiligen Rechnungen des Basisszenarios $OESp_1 m cost$.

3.7 Gegenüberstellung der Energiesysteme

In Abschnitt 3.3.3 wurden mit RES_1 , RES_2 und RES_3 verschiedene Referenzenergiesysteme für das Untersuchungsgebiet Augsburg vorgestellt:

- RES_1 beschreibt das Energiesystem Augsburgs, wie es sich nach der Inbetriebnahme des seit Sommer 2003 im Bau befindlichen Gasturbinen-Kraftwerks präsentieren wird.
- RES_2 ist das gleiche Energiesystem, lediglich ohne das Gasturbinen-Kraftwerk.
- RES_3 ist ein Referenzenergiesystem, in dem 20% der NT-Wärmeversorgung durch ein Fernwärmesystem gedeckt werden. Die Fernwärme wird mit den KWK-Alter-

nativen Müllverbrennungsanlage und Gasturbinen-Kraftwerke bedient. Die übrigen 80% des NT-Wärmebedarfs werden durch Gas-Brennwertheizungen befriedigt. Die nicht durch die KWK-Elektrizität erzeugte, übrige Elektrizitätsnachfrage wird durch hocheffiziente GuD-Kraftwerke gedeckt.

RES₃ beschreibt ein Energiesystem, in dem die NT-Wärmeversorgung durch KWK-Technologien auf zentrale Einheiten konzentriert ist.

In Abschnitt 3.6 wurden zwei zukünftige, optimierte Energiesysteme für die Jahre 2015 und 2025 vorgeschlagen, die eine aufgrund von Entwicklungsprozessen veränderte Energienachfrage versorgen müssen. Durch die Anwendung des Optimierungspaketes des Energietechnikmoduls wurden kosten- und CO₂-emissionsoptimale Zusammensetzungen und Betriebsweisen des Erzeugungsparks berechnet. OES15₁ und OES25₁ beschreiben Basisszenarios, in denen Kostenentwicklungen und allgemein Teuerungsraten für Energietechniken, deren Betrieb sowie Brennstoffversorgung angenommen werden (vgl. Anhang D, S. 157).

Weitere OES für beide Jahre dienen als Sensitivitätsanalyse, um die Auswirkungen veränderter Parameter für Kosten und Emissionen zu studieren. Die Technik Verbundnetz ist in allen OES als einzige Technik keinen Kapazitäts- oder Verfügbarkeitsbeschränkungen unterworfen. Die KWK-Techniken verursachen eine Verknüpfung aller Netze miteinander. Dadurch reagieren die Optimierungsergebnisse sensitiv auf Veränderungen von spezifischen Kosten- oder Emissionsfaktoren, die das Verbundnetz charakterisieren.

Ähnliche Auswirkungen haben Kostenveränderungen der Brennstoffe wie Gas o. a.

3.7.1 Quantitativer Vergleich der verschiedenen Energiesysteme

Eine Rangfolge der verschiedenen CO₂-Emissionen relativ zur produzierten Endenergie zeigt Abb. 3.66. In Abb. 3.67 ist eine Rangfolge der CO₂-Emissionen pro Einwohner aufgereiht.

Aus Abb. 3.66 ist ein deutlicher Unterschied zwischen den CO₂-optimierten OES und allen anderen Rechnungen zu sehen. Der Grund für die starken Unterschiede ist – neben der CO₂-freien Endenergiebereitstellung durch die solaren Techniken PV und ST – die sehr große Überschussproduktion an Endenergie. Der Bezug der CO₂-Emissionen auf die nachgefragte Endenergiemenge relativiert diesen Sprung um die Hälfte.

Mit allen OES-Basisszenariorechnungen *OESp₁ object* für $p = 2015$ und 2025 ist eine spezifische Emissionsminderung, bezogen auf die Endenergiebereitstellung, möglich. Im Vergleich zu den RES mit der Referenznachfrage, in denen die spezifischen CO₂-Emissionsmengen zwischen $[0.462; 0.496] \frac{\text{t}}{\text{MWh}\cdot\text{a}}$ liegen, können mit den kostenoptimalen OES-Basisszenariorechnungen etwa zwischen $[0.120, 0.228] \frac{\text{t}}{\text{MWh}\cdot\text{a}}$ eingespart werden. Ein nur geringer Unterschied trennt die kostenoptimalen OES15₁ und die RES_{3z25 object} beider Optimierungsziele. Alle Emissionsmengen dieser Rechnungen liegen zwischen $[0.314; 3.42] \frac{\text{t}}{\text{MWh}\cdot\text{a}}$. Der Vergleich der Gesamtkosten von *OES15_{1z} cost* und *RES_{3z15} object* in Abb. 3.68 spiegelt einen ähnlich geringen Unterschied zwischen den beiden Varianten der Energiesysteme wider.

Die einwohnerspezifischen CO₂-Emissionen (vgl. Abb. 3.67) zeigen eine stärker differenzierte Rangfolge, als die endenergiespezifischen CO₂-Mengen. Der Übergang von CO₂-optimalen Ergebnissen zu kostenoptimalen ist weniger groß als im Fall der CO₂-Emissionen pro Endenergie. Die Emissionsmengen der kostenoptimalen Basis-OES *OESp₁ cost* streuen über ein Intervall der Breite $3.401 \frac{\text{t}}{\text{Einw}\cdot\text{a}}$. In diesem Intervall sind

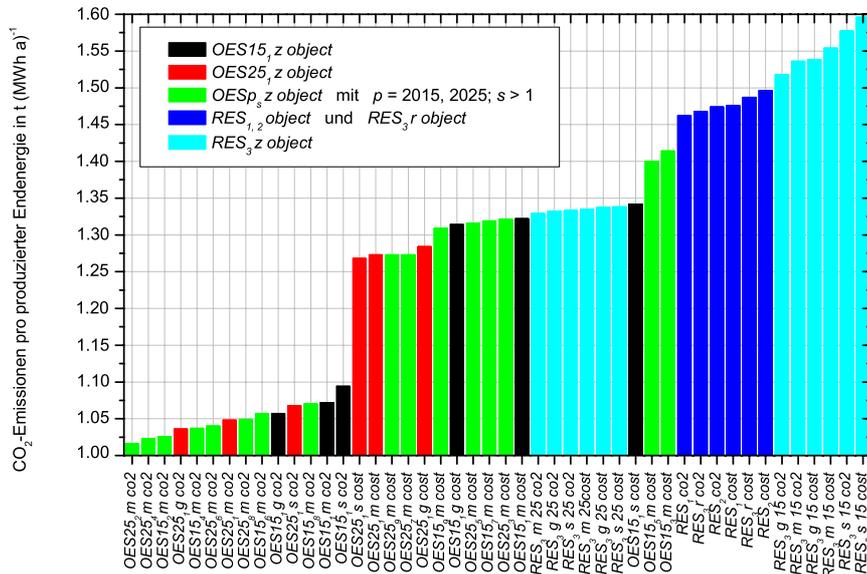


Abbildung 3.66: CO₂-Emissionen pro produzierte Endenergie in $\frac{t}{MWh \cdot a}$ für alle RES und OES.

alle RES₃ Ergebnisse enthalten. Das unterstreicht die These, dass die RES₃ und die kostenoptimalen Basis-OES bezüglich Kosten und CO₂-Freisetzung als beinahe gleichwertig zu bewerten sind.

Hinsichtlich der Kosten ist anzumerken, dass für Elektrizität aus dem Verbundnetz eine Kostenentwicklung angenommen wurde, die eher an der oberen Kostengrenze vermutet werden muss. Die KWK-Technologien sind dagegen durch die fiskalische Begünstigung bei den Kosten für den Brennstoff Gas politisch bevorzugt (vgl. Anhang D, S. 157). Im Vergleich der energiebedingten Luftschadstoffbelastungen sind die RES₃-Ergebnisse eindeutig den Basis-OES vorzuziehen.

Die Sensitivitätsrechnungen für die OES zeigen eine bessere Ausschöpfung des CO₂-Reduktionspotentials bei deutlich geringeren spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren von VN (hin zu kleineren s), verglichen mit *OESp₁m co2* (vgl. Abb. 3.66 und 3.67). Hinsichtlich der Kosten sind – abgesehen von *OES25₄m co2* – nur geringfügige Veränderungen im Vergleich zum äquivalenten Basis-OES *OESp₁m co2* zu sehen (vgl. Abb. 3.68).

Der Unterschied in den Systemkosten zwischen RES₁ und RES₂ ist sehr gering (vgl. Abb. 3.69). Im Vergleich zu diesen beiden Referenzen, die das Augsburger Energiesystem im Ist-Zustand abbilden, können bei kostenoptimaler Umstrukturierung zu den OES bis zu 34.5% an Investitions- und Betriebskosten eingespart werden (*OES25₁g cost*). Diese Einsparungen durch die kostenoptimalen OES relativ zu RES₁ *cost* sind auch auf verringerte Nachfragemengen zurückzuführen.

Anhand der einwohner- und endenergiespezifischen CO₂-Emissionen wurde gezeigt,

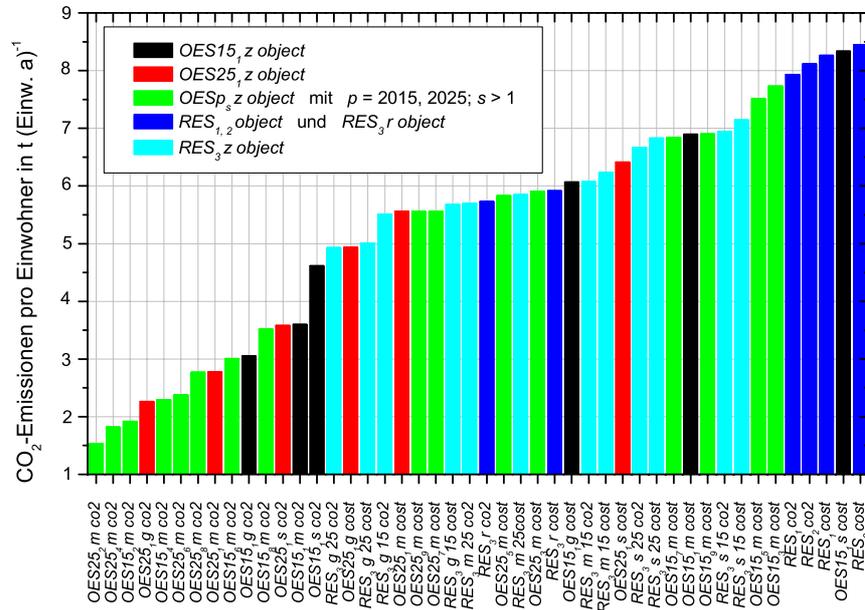


Abbildung 3.67: CO₂-Emissionen pro Einwohner in $\frac{t}{\text{Einw.} \cdot a}$ für alle RES und OES.

dass mit Ausnahme von *OES15_{1,s} cost* alle *OESp_{3,z} cost* weniger CO₂-Ausstoß verursachen, als RES₁ oder RES₂. Daraus und aus den möglichen Gesamtkosteneinsparungen darf aber nicht geschlossen werden, dass die betreffenden Rechnungen *OESp_{3,z} cost* das absolut beste Energiesystem für Augsburg darstellen. Bevor die Entwicklung hin zu einem kostenoptimalen Energiesystem mit weniger CO₂-Emissionen als im Ist-Zustand, wie es durch die *OESp_{3,z} cost* repräsentiert wird, propagiert wird, sind weitere volks- und betriebswirtschaftliche Analysen notwendig:

- In dem Optimierungspaket von *URBS* werden alle Investitionen berücksichtigt, die noch nicht abgeschrieben sind. In RES₁ und RES₂ werden sogar die bereits abgeschriebenen Installationskosten einbezogen, um eine Gesamtkostenreferenz zu bekommen. Es gilt daher zu untersuchen, welche Investitionen in die Installation von Versorgungstechniken nötig werden, um in Richtung *OESp_{3,z} cost* zu gehen.
- Zwar zeigt die Analyse der Kostensensitivitätsrechnungen nur geringfügige Veränderung bei den gesamten Systemkosten und -CO₂-Emissionen, aber die Zusammensetzung des Technikparks verändert sich doch deutlich: Bei geringeren Kosten für Elektrizität aus dem Verbundnetz werden weniger KWK-Techniken aufgebaut und die Bedeutung der Nahwärmenetze geht zurück. In weiteren Rechnungen, in denen keine fiskalische Förderung die Brennstoffkosten für gasgefeuerte KWK-Techniken erniedrigt, werden nochmals weniger KWK-Techniken installiert. Gerade die dezentralen KWK-Anlagen sind davon betroffen. Der als Indikator gewählte Anteil der NT-Wärmeenergie in den Nahwärmenetzen N_i

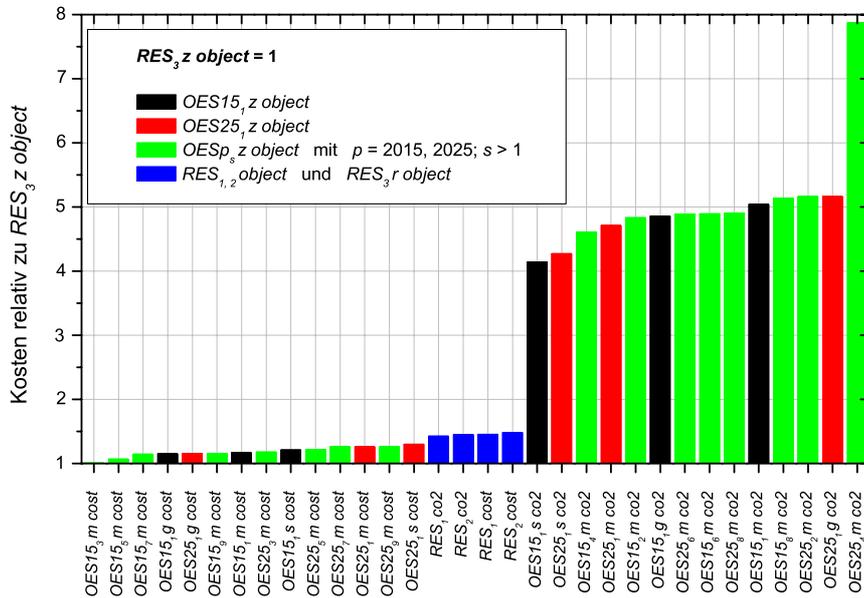


Abbildung 3.68: Vergleich der gesamten Systemkosten aller RES und OES relativ zu den Gesamtkosten von RES_{3z} object mit gleicher Nachfrage z und gleichem Objektvektor $object$.

Anm.: Indexdarstellung mit RES_{3z} object = 1.

am gesamten NT-Wärmeffluss in den Netzen W_i variiert für die OES15 zwischen 3.1% ($OES_{15_1^*m}$ cost) und 12.6% ($OES_{15_1^*s}$ cost); für die OES25 zwischen 3.2% ($OES_{25_1^*m}$ cost) und 5.6% ($OES_{25_1^*g}$ cost).²⁵ Die Anteile der solaren Nahwärmenetze X_i an der NT-Wärmeversorgung ändern sich im Vergleich zu den Basisszenarios nur unwesentlich.

Als ein Richtwert für den Ausbau von **dezentralen** KWK-Techniken kann aus den Ergebnissen der Optimierungsrechnungen der verschiedenen OES folgendes abgeleitet werden:

Bis 2015 empfiehlt sich ein Ausbau der dezentralen KWK-Technologien in Nahwärmenetzen auf einen Anteil von weniger als 10% an der gesamten Energienachfrage. Bis 2025 ist eine Verdopplung auf 20% denkbar. Bei größer werdender Endenergienachfrage muss der relative Anteil dieser Techniken geringer werden.

Die Zusammensetzung des Technikparks hängt nicht zuletzt von politischen Förderbedingungen für verschiedene Techniken und den Rahmenbedingungen am liberalisierten Energiemarkt ab, die i. d. R. Auswirkungen auf die Kosten haben. Technische Entwicklungen, gerade für noch nicht etablierte Technologien wie die Brennstoffzelle, bestimmen im starken Maße die Kosten für diese Techniken und damit deren Markteintritt.

²⁵)1* steht für die Rechnung mit den Charakterparametern des Basisszenarios. Jedoch sind die Brennstoffkosten $c_{i,fuel}(t_j)$ für die Techniken GT, KW, MC, P_i und GB_i gleich denen der übrigen, nicht gekoppelten gasgefeuerten Techniken, wie K_1 , K_2 , B_i , XS_i , SF und SN_i (vgl. Anhang D, S. 157).

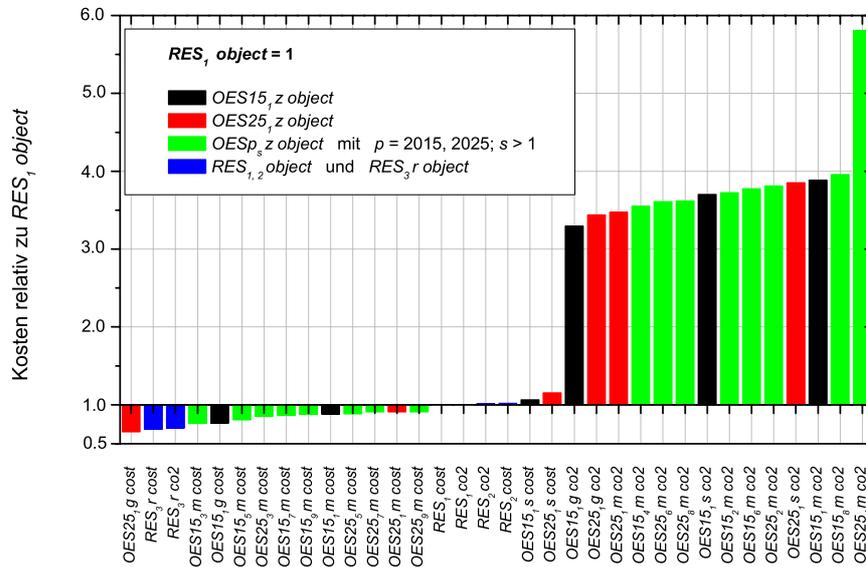


Abbildung 3.69: Vergleich der gesamten Systemkosten aller RES und OES relativ zu den Gesamtkosten von RES_1 object mit gleicher Nachfrage z und gleichem Objektvektor $object$.
Anm.: Indexdarstellung mit RES_1 object = 1.

3.7.2 Qualitativer Vergleich der verschiedenen Energiesysteme

Neben den quantitativen Aussagen können weitere, qualitative Aussagen aus dem Vergleich der verschiedenen RES und OES miteinander abgeleitet werden.

Die oberflächennahen erdgekoppelten Wärmepumpen (GH_i) leisten in keinem der OES einen nennenswerten Beitrag zur Endenergiebereitstellung. Andere Simulationen mit kleineren Energiesystemabbildungen haben gezeigt, dass KWK-Techniken und Wärmepumpen eine gute Ergänzung sind: Zu Zeiten, in denen viel NT-Wärme und vergleichsweise wenig Elektrizität nachgefragt wird, können durch KWK beide Endenergieformen erzeugt werden. Eine überschüssige Elektrizitätsbereitstellung kann durch den Einsatz elektrisch angetriebener Wärmepumpen direkt verwertet werden. Die Wärmepumpen liefern dann die übrige, benötigte NT-Wärme.

In den OES wurden nur jeweils die Extrema berechnet, also die absoluten kosten- oder CO₂-optimalen Techniksätze. Es wurden keine Randbedingungen für die nicht als Objektvektor ausgewählte Größe definiert. Die Charakterparameter der Anlagen GH_i weisen die Erdwärmepumpen hinsichtlich der Kosten- oder Emissionsfaktoren nicht als beste Wahl aus. Folglich leisten die GH_i nur in den Optimierungen mit definierten Randbedingungen einen signifikanten Beitrag.

Eine andere Technikkombination, die sich – bezogen auf die CO₂Emissionen – ausgesprochen gut ergänzt, sind KWK- und solare Techniken. Im Extremfall optimaler CO₂-Emissionen werden zwar große Überschüsse an Endenergie produziert, die aber

nach der Installation von Techniken weitgehend kostenfrei erzeugt werden – abgesehen von den Betriebskosten des solaren Wärmespeichers und möglichen Kosten für das Verteilungsnetzes.

Aufgrund der saisonal sehr unterschiedlichen Elektrizitäts- und NT-Wärmelastgänge liefern die solaren Techniken genau dann ungekoppelt die nötigen Endenergiemengen, wenn der Betrieb von KWK-Anlagen energetisch ungünstig ist: KWK-Techniken sind in den Sommermonaten infolge der geringen NT-Wärmelast ineffizientere Elektrizitätserzeuger, da die NT-Wärmemengen relativ zum Elektrizitätsbedarf nicht benötigt werden.

Obschon die Kombination aus KWK- und Solartechnologie zu sehr geringen CO₂-Emissionen führt, zeigt der Vergleich der Gesamtkosten, dass ein massiver Ausbau dieses Weges prohibitiv teuer wäre. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sprechen überdies die geringen Volllastzeiten der KWK-Techniken dagegen. Die kurzen Teillastzeiten sind zwar technisch wünschenswert, die langen Nulllastzeiten im Sommer sind aber aus finanzieller Sicht kaum akzeptabel.

Auf minimale Kosten bezogen zeigen alle kostenoptimalen Basis-OES und Sensitivitätsrechnungen rein qualitativ, dass der Ausbaugrad der KWK-Technologien stark an die Kostensituation gekoppelt ist. Den Ausschlag geben einerseits Fördermaßnahmen für die KWK-Techniken selbst. Andererseits sind es Kostenveränderungen in Konkurrenztechniksystemen, wie z. B. RES₃ (vgl. dazu auch Abschnitt 3.8). Dies ist ein teilweise bekanntes Ergebnis: Unter den Bedingungen des liberalisierten Strommarktes wurde nachgewiesen, dass der wirtschaftliche, kostenrationale Betrieb von KWK-Anlagen nur durch direkte oder indirekte Fördermaßnahmen wie Stromvergütung, Steuererleichterung oder die Einführung einer CO₂-Steuer gegeben ist [AGFW, 2001].

Ein anderer Aspekt ist der Einsatz von Biomasse, der unter gewissen Bedingungen als sinnvoll ausgewiesen werden kann – sowohl aus der Kosten- als auch aus der Emissionsreduktionsperspektive.²⁶ Im Fall hoher Kosten für fossile Brennstoffe sowie im Fall hoher Emissionen für Elektrizität aus dem Verbundnetz werden mit biogenen Brennstoffen gefeuerte Techniken attraktiver. Das gilt im gleichen Maß für ungekoppelte Hausbrandtechniken, z. B. Pelletheizungen (T_i), wie für KWK-Techniken z. B. auf Biogasbasis.

Weniger optimal sind Heizwerke, die in der Optimierung in Kombination mit KWK-Techniken häufig wie Spitzenlasttechniken gefahren werden. Die Auswertung der OES kann daher nicht zur Bewertung der Holzhackschnitzel-Heizwerke HW in den OES herangezogen werden.

Die spezifischen Emissionen nicht treibhausrelevanter Luftschadstoffe für Biomasse sind in jeder Darbietungsform relativ hoch. Mit einem Ausbau der Techniken mit biogenen Brennstoffen muss die Verbesserung von kleinskaligen Denox-, Entschwefelungstechniken und Staubfiltern einhergehen. Diese Schadstoffverminderungstechniken müssen für Anlagen mit wenigen zehn Kilowatt Nennleistung zu Kosten verfügbar sein, die nicht in der Größenordnung der Kosten für den Leistungsaufbau liegen.

In dem Zusammenhang mit den Luftschadstoffbelastungen ist der Vergleich von RES₃

²⁶Bei der Deutung der Ergebnisse der OES bezüglich der Holz- und Biogastechniken ist zu beachten, dass die Kosten für biogene Brennstoffe **nur** einer Teuerungsrate unterliegen, während die Kosten für Öl und Gas sowie für Elektrizität aus dem Verbundnetz zusätzlich eine echte Kostenzunahme erfahren.

mit den OES auch qualitativ sehr interessant: In den Basis-OES wird beinahe die gesamte benötigte Elektrizität im Untersuchungsgebiet erzeugt; in RES₃ die gesamte. In RES₃ ist diese Erzeugung zentral an den zwei ausgewiesenen Standorten gebündelt (vgl. Abschnitt 3.3.3.2, S. 66). In den Basis-OES ist die räumliche Verteilung durch den hohen Stromanteil aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf die 20 Quellen im gesamten Untersuchungsgebiet verstreut. Zudem sind die spezifischen Emissionen der OES-Techniken z. T. höher, besonders der biogenen Brennstoffe. Je größer also deren Anteil an der Endenergieproduktion ist, umso größer sind die lokalen Immissionsbelastungen, wie der Vergleich der Dispersionssimulationen der Basis-OES für 2015 und 2025 miteinander und mit RES₃ belegt.

Diese Analyse stellt die Relevanz der Dispersionsbetrachtung gerade auf urbanen und regionalen Skalen heraus: Die Entwicklung eines urbanen Energiesystems, hin zu einem durch dezentrale KWK-Anlagen dominierten System, bedingt eine lokale Zunahme der Schadstoffimmissionsbelastung. Das gilt gerade dann, wenn konventionelle Techniken eingesetzt werden, wie weitere, hier nicht explizit diskutierte Simulationen zeigen. Der Einsatz von Brennstoffzellen hingegen verringert dieses Problem insbesondere aufgrund der inhärent geringeren NO₂-Emissionen. Wird also ein Ausbau dezentraler NT-Wärmenetze mit Kraft-Wärme-gekoppelten Techniken anvisiert, sind Brennstoffzellen den konventionellen KWK-Technologien vorzuziehen. Eine hinreichende Kostenreduktion für die Brennstoffzellen ist aber eine Voraussetzung, damit diese sich am Markt durchsetzen können.

3.8 Rahmenbedingungen für die Energiesysteme

Energiesysteme jeder Art und Größenordnung sind eingebettet in politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Diese Rahmenbedingungen müssen bei der Erstellung und Analyse von Referenz- und zukünftigen, optimierten Energiesystemen beachtet werden. Die aktuellen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen schlagen sich in der Anwendung von *URBS* auf Augsburg besonders in den Annahmen zu den KWK-Technologien und beim Bezug aus dem Verbundnetz nieder.

Die Annahmen zu den relativ hohen Kosten- und CO₂-Emissionsfaktoren des Verbundnetzes in den Basis-OES sind in der Situation des liberalisierten Strommarktes begründet. Nach der horizontalen Fusionswelle am Strommarkt und einer Neuordnung werden für 2004 Strompreiserhöhungen angekündigt. Als Ursachen werden veränderte Marktbedingungen, neben steigenden Brennstoffkosten und den bevorstehenden Umstrukturierung des europäischen und deutschen Erzeugungsparks, die Durchleitungskosten durch Fremdnetze und ein erhöhter Regelenergiebedarf angeführt. Prognosen sehen darin einen sich etablierenden Trend [DPA, 2003].

Der politische Wille, den Anteil regenerativer Energieträger auszubauen, wird diesen Trend stärken.

Die fiskalische Bevorzugung der Brennstoffkosten für KWK-Technologien ist durch das so genannte *KWK-Gesetz* eine politische Rahmenbedingung, die bereits mehrfach zitiert wurde [KWK-GESETZ, 2002]. In Anhang D (S. 157) sind die Auswirkungen des KWK-Gesetzes für die Modellierung der OES quantitativ nachzuvollziehen.

Ebenfalls politischer Wille ist der so genannte *Kernenergieausstieg*, wonach Kapazitäten von etwa 22 000 MW deutscher Fissionskraftwerke bis 2025 stillgelegt werden sollen

[UBA, 2002].

Dies und die politische Festlegung einer fortdauernden Nutzung von Braunkohle zur Stromerzeugung [ENQUETE, 2002] lassen vermuten, dass die spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes in absehbarer Zeit nicht zurückgehen werden. Die spezifischen CO₂-Emissionen werden vor diesem Hintergrund selbst dann nicht zurückgehen, wenn die Offshore-Windenergienutzung im geplanten Rahmen ausgebaut wird und einen Leistungsaufbau von mehreren Gigawatt erfährt.

Eine weitere politische Rahmenbedingung, die zukünftig wirtschaftliche Auswirkungen haben wird, ist der Handel mit Emissionszertifikaten (auch als *Emissions-* oder *Zertifikathandel* bezeichnet). Durch die Gesetzesvorgabe wird es ab 01.01.2005 möglich sein, Investitionen in eigene CO₂-Einsparungen durch den Handel mit Zertifikaten in kürzeren Zeiten zu amortisieren [EU-KOMMISSION, 2003].

Kapitel 4

Diskussion

Während der Entwicklung von *URBS* wurde auf eine hohe Flexibilität der Methode geachtet. Das Ziel, einen vorgegebenen Satz von Werkzeugen für umfassende Planungs- und Monitoring-Aufgaben für urbane Energiesysteme zu bieten, lässt sich nur erreichen, wenn trotz eines schematisch-skizzierbaren Vorgehens spezielle, örtliche Gegebenheiten berücksichtigt werden. Deren Berücksichtigung ist gerade bei der mikroskaligen Systemanalyse möglich und liefert detailliertere Ergebnisse, wodurch Entscheidungen begründet, geplant und beobachtet werden können.

Die erstmalige Anwendung am Beispiel Augsburg belegt die Eignung von *URBS*, ein urbanes Energiesystem in gewünschter Weise zu beschreiben und zu optimieren.

Die Notwendigkeit der hohen Flexibilität zeigt sich in der Anwendung von *URBS* auf Augsburg.

Zugleich muss aber eine hinreichende Aggregation und Abstraktion gewährleistet werden. In einem Energiesystem eines urbanen Raumes sind nicht alle Einzelanlagen zur Energieumwandlung, -verteilung und -speicherung darstellbar. Nicht zuletzt sind der technischen Auflösung durch Hard- und Softwarekapazitäten sowie durch Datenverfügbarkeit Grenzen gesetzt.

Die Wahl einer stündlich aufgelösten Optimierung hat sich als effektiv erwiesen. Zur übersichtlichen Darstellung müssen die Datensätze jedoch kumuliert oder über größere Zeiträume gemittelt werden. Das Zusammenwirken einzelner Techniken muss derart hoch aufgelöst betrachtet werden, um beispielsweise tageszeitliche Wechselbeziehungen zwischen KWK- und solaren Techniken adäquat modellieren zu können.

In der Anwendung von *URBS* auf Augsburg konnten einige Ansatzpunkte für zukünftige Weiterentwicklungen der Methode identifiziert werden. Das Beispiel Augsburg zeigt zwei Typen von Maßnahmen auf, die zu belastbaren Bewertungen führen. Zum einen sind es *harte Maßnahmen*, also Veränderungen in den Modellen, die in den einzelnen Modulen verwendet werden. Zum anderen sind es *weiche Maßnahmen*, deren Augenmerk auf einer Qualitätssteigerung der eingesetzten Datengrundlage beruht.

Der Verkehrssektor wurde neben der Betrachtung der immobilien Energiesystemmodellierung in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt. Eine umfassende Analyse eines urbanen Energiesystems erfordert auch die Analyse dieses Sektors, der 2001 etwa 29.7% des jährlichen Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmachte [BMWA, 2003].

Bezüglich der Einflussfaktoren und deren Wirkungen unterscheidet sich der Themenkomplex Verkehr in weiten Teilen von denen des immobilen Energiesektors. Zudem ist das Thema derart umfassend, dass es im Rahmen der Entwicklung und ersten Anwendung von *URBS* nicht implementiert wurde. Grundsätzlich steht der Erweiterung der einzelnen Module um den mobilen Energiesektor jedoch nichts entgegen.

4.1 Diskussion der verwendeten Modelle

Die exemplarische Modellierung des Energiesystems von Augsburg in Kapitel 3 ist in der angegangenen Weise nicht darauf ausgerichtet, spezielle Fragestellungen zu studieren. Ziel ist es, die Methodik von *URBS* anschaulich zu präsentieren. Aus der Gegenüberstellung und der Bewertung verschiedener, zukünftiger Entwicklungspfade in Abschnitt 3.7 (S. 122) wird die Notwendigkeit einer höheren technischen Auflösung für scharf formulierte Fragestellungen erkennbar. Als mögliche, harte Maßnahmen zur Verbesserung der Energiesystemmodellierung mit dem Energietechnikmodul sind folgende Ansätze denkbar:

- Sollen z. B. Kapazitäten einer einzelnen Technikvariante errechnet werden, müssen planmäßige Revisionen, statistische, technische und nicht-technische Ausfallzeiten implementiert werden.¹
- Eine belastbare Prognose des Brennstoffeinsatzes und eine Kapazitätsermittlung in einem Netz erfordern die Berücksichtigung von Effizienzvariationen. Die Änderung des Wirkungsgrades im Gefolge der Auslastung ist kein lineares Problem und erfordert alternative Optimierungsansätze. Eine mögliche Verbesserung für Nah- und Fernwärmenetze ist die Berechnung von Vor- und Rücklauftemperaturen. Diese hängen in Grenzen von der Außentemperatur ab und können vor der Optimierung aus einer Temperaturzeitreihe errechnet werden (vgl. [BRUCKNER, 1997]).
- Eine Verbesserung bei der Kostenberechnung für den Aufbau von Netzstrukturen bietet eine echte räumliche Auflösung. Netze aggregieren dann nicht Techniken oder Nachfragen gleichen Typs miteinander. Vielmehr entsprechen sie den Verteilungsnetzen an einem Punkt in einem Rechengitter. Durch die realitätsnähere Abbildung der räumlichen Aspekte von Verteilungsnetzen bietet dies gerade für Wärmenetze die Möglichkeit, weitere Netzstrukturen und Bedingungen modellieren zu können. Strukturelle Restriktionen können beispielsweise Einspeise- und Entnahmebeschränkungen aufgrund von baulichen oder technischen Bedingungen sein.
Die Disaggregation von Techniken oder Nachfragen erfordert dann aber eine deutlich größere Menge an Netzen. In Kombination mit der hohen Zeitauflösung führt der beschriebene Ansatz zwangsläufig zu Kollisionen mit begrenzten Hardwarekapazitäten.
- Die Erstellung von mehr aufeinander aufbauenden OES ist eine auf die Modellierung bezogene Maßnahme, durch die Entwicklungspfade vorgezeichnet werden können. Um z. B. das OES für 2025 auf dem OES für 2015 aufzubauen, muss ein Pfad vom RES zu einem OES15 und damit ein als geeignet bewertetes OES15

¹Das Optimierungspaket in *URBS* bietet prinzipiell die Möglichkeit, Ausfallzeiten statistisch zu modellieren.

ausgewählt werden. Dann sind die in dem OES15 ermittelten Kapazitäten einzelner Techniken als vorgegeben zu definieren. Gleichsam erlaubt dieses Vorgehen die genauere Ermittlung von zusätzlichen Investitionen auf dem gewählten Entwicklungspfad.

Verbesserungen der Dispersions-Modellierung können durch die Nutzung technischer Details erzielt werden, die bereits in *AUSTAL2000* implementiert sind:

- Die Definition von Linien- und Flächenquellen erlaubt eine realitätsnähere Abbildung der horizontalen Quellenverteilung.
- Die Vorgabe von Abgastemperaturen ermöglicht die genauere Ermittlung der vertikalen Quellsituation. Dies ist nur bei einer gleichzeitig besseren Eingabedatenbank für Schornstein- und Kaminhöhen sinnvoll.
- Durch so genanntes *nesting* können in das verwendete 0.25 ha-Gitter kleinmaschigere Rechengitter eingefügt werden. Dadurch kann die Immissionsbelastung in besonders exponierten Teilbereichen – wie etwa dem Stadtzentrum – oder in dicht bewohnten Stadtvierteln engmaschig simuliert und beurteilt werden.

Eine Modellverbesserung ist auch für die Projektion der Zeitreihen der Endenergienachfrage denkbar. In Abschnitt 2.2.2 sind mit dem *abwärts gerichteten*- und dem *aufwärts gerichteten*-Ansatz zwei verschiedene Modellierungsweisen beschrieben. Für das Beispiel Augsburg wurde der *abwärts gerichtete*-Ansatz gewählt und der zu erwartende systematische Fehler wurde erläutert. Der wichtigste Fehler ist die Vernachlässigung technischer Entwicklungen – wie geringere flächenspezifische Wärmekennziffern –, die zu einem veränderten Jahreslastgang führen. Ein *aufwärts gerichteter*-Ansatz vermeidet diesen Fehler implizit und bietet zugleich die Möglichkeit der Nachfrageoptimierung, die z. B. durch einen *Elastizitätsbereich* eingegrenzt werden kann.

Werden diese Änderungen eingebaut, kann gegebenenfalls auf die Ermittlung der kumulierten Endenergienachfrage im Stadtentwicklungsmodul verzichtet werden.² Allerdings erfordert der *aufwärts gerichtete*-Ansatz als Grundlage eine ausgezeichnete Gebäudestatistik, mit der die Ist-Struktur abgebildet und auf die kumulierte Endenergienachfrage im RES kalibriert werden kann. Darauf aufbauend kann eine zukünftige Struktur der Endenergienachfrage projiziert, simuliert oder optimiert werden.

Eine weitere Modellverbesserung ist die Verwendung eines GIS-basierten Modells zur Abschätzung der Potentiale lokal/regional beschränkter Energieressourcen. Dafür ist jedoch eine umfassende, räumlich aufgelöste Datengrundlage nötig, wie im folgenden Abschnitt erläutert wird (vgl. auch Abschnitt 2.2.4.1, S. 20).

4.2 Diskussion der verwendeten Datengrundlage

In Kapitel 3 ist mehrfach auf die Problematik der Datenakquisition und -qualität hingewiesen worden. Neben den *harten* Modellveränderungen sind die *weichen* Maßnahmen

²Die Projektion der kumulierten Endenergienachfragen muss methodisch nicht zwingend dem Stadtentwicklungsmodul zugeschlagen werden. Die in Kapitel 2 beschriebene und in Kapitel 3 angewandte Vorgehensweise ist mit der durchgängigen Anwendung der Projektionsweisen begründet. Sie dient also lediglich dem Überblick und der Bündelung gleichartiger Arbeitsschritte zu einem Bearbeitungszeitpunkt.

geeignet, die Qualität der Abbildungen von urbanen Energiesystemen mit *URBS* zu verbessern.

Unter den weichen Maßnahmen sind die Änderungen von Eingabeparametern sowie die Verwendung umfassender und konsistenter Datenbanken zusammengefasst.

Das Stadtentwicklungsmodul hängt in besonderem Maße von der Qualität der zugänglichen Daten ab. Eine gute Beschreibung der jüngeren Stadtentwicklung kann nur mit umfassenden und konsistenten Datenbanken gelingen.

Der Zugriff auf alle erforderlichen und wünschenswerten Datenbanken ist für Dritte außerhalb der Stadtverwaltung aufwändig. Wünschenswert für eine umfassende Analyse und zügige Datenakquisition ist die Einrichtung einer zentralen Datenbank, in der alle statistischen Daten unter Berücksichtigung des Datenschutzes gesammelt werden. Schließt an eine Planungsphase mit *URBS* ein Monitoringprozess an, ist die zentrale Datenbank ein sehr pragmatischer Weg, die Sammlung und Verfügbarkeit jährlich anfallender Datensätze und Statistiken sicherzustellen.

Ein weiterer Aspekt ist die Projektion der Stadtentwicklung. Am Beispiel Augsburg wurden historische Trends mit leicht modifizierten Parametern in die Zukunft fortgeschrieben. In den verschiedenen Ebenen und Abteilungen einer Stadtverwaltung laufen z. T. Planungen, von denen der außenstehende Anwender wenig Kenntnis besitzt. Diese Planungen lassen aber bessere Prognosen bestimmter Entwicklungsindikatoren zu. Mit der Planung von Gewerbe- und Wohngebieten sowie daraus resultierenden Einwohnerentwicklungen sei nur ein Beispiel erwähnt.

Die Transparenz solcher und ähnlicher Aktivitäten ist für eine hochwertige Anwendung von *URBS* von großer Bedeutung.

Für das Energienachfragemodul wurde im Zusammenhang mit der Modell-Diskussion in Abschnitt 4.1 auf die Erfordernisse adäquater Datenbanken hingewiesen. In diesem Fall sind die harten und weichen Maßnahmen zur Qualitätsverbesserung eng miteinander verbunden.

Als Basis für den Aufbau einer umfassenden Gebäudedatenbank, auf der ein *aufwärts gerichteter*-Ansatz aufbauen kann, stellt die Einführung eines *Energiepasses* für Gebäude dar. Ab 2006 werden nach EU-Vorgaben Energiepässe für Gebäude bei Eigentümer- und Mieterwechsel gefordert [AZ, 2003].

Für das Energietechnikmodul gilt ähnliches. Jedoch können bereits detaillierte Informationen über den vorhandenen öffentlichen wie privaten Technikpark ohne Modellvariationen die Abbildungsqualität erhöhen. Wird eine zentrale Datenbank der angesprochenen Form installiert, sind diese Informationen dort ebenfalls zu verwalten.

Das gilt auch für die Kostenfaktoren der einzelnen Techniken. Mit einem jährlichen Marktspiegel lassen sich beispielsweise jüngere Kostenentwicklungen dokumentieren. Aktuelle Kostenfaktoren wären leichter zugänglich. Aus der Entwicklung der Kostenfaktoren können statistische Schwankungen für zukünftige Kostenentwicklungen oder Lernkurven abgeleitet werden. Die erhebliche Unsicherheit hinsichtlich aktueller und zukünftiger Kosten ließe sich so reduzieren.

Das Potential lokal/regional begrenzter Energieträger kann mittels einfacher Ansätze und Annahmen wie am Beispiel Augsburg abgeschätzt werden (vgl. Abschnitt 3.5). Für einige Regionen sind ausführliche Abschätzungen, fokussiert auf einzelne Energie-

träger, durchgeführt worden und als wissenschaftliche Arbeiten frei zugänglich. Solche Arbeiten sind in die zentrale Datenbank aufzunehmen.

Um letztlich einen Entwicklungspfad festzulegen, in dem als lokal/regional begrenzt geltende Energieträger eine wichtige Rolle übernehmen, sind gegebenenfalls gesonderte Potentialstudien in Auftrag zu geben. Solche, raumbezogenen Potentialerhebungen können die Grundlage für die GIS-gestützte Verwendung in *URBS* sein.

Für die Simulation der Luftschadstoffausbreitung gelten ähnliche Abhängigkeiten zwischen harten und weichen Maßnahmen wie für das Energienachfragemodul und Energietechnikmodul. Grund ist die große Bedeutung der Software in diesen Modulen. Eine durch rein weiche Maßnahmen erzielbare Qualitätssteigerung der Dispersionsrechnungen ist bereits durch ein ausführliches Datentableau zu erzielen. Die in Kapitel 3 eingesetzten Daten unterscheiden verschiedene Techniken mit gleichem Brennstoff nur ungenügend. Die zugängliche Datenbank [ÖKO-INSITUT, 2003] unterscheidet zwar zwischen eingangs- und ausgangsseitigen Emissionsfaktoren. Der Wirkungsgrad sowie die genaue ausgangsseitige Schadstoffabtrennung sind jedoch nur unzureichend zu entnehmen. Auch für diese Daten ist die zentrale Sammelstelle sinnvoll.

Das mehrfach angesprochene Monitoring, welches ein Anwendungsbereich für *URBS* ist, kann in der vorliegenden Beispielanwendung von *URBS* auf Augsburg nicht enthalten sein. Grundsätzlich muss zunächst eine Entwicklung mit *URBS* geplant werden, bevor eine geplante Entwicklung begleitet werden kann. Da für Augsburg im Rahmen der Entwicklung und exemplarischen Anwendung von *URBS* keine Planung erfolgen konnte, kann in der vorliegenden Arbeit kein Beispiel für Monitoring mit *URBS* gegeben werden.

Anhang A

Notwendigkeit einer hohen zeitlichen Auflösung

A.1 Vorbemerkung

In zahlreichen Studien über Energieversorgungssysteme und Untersuchungen über die Potentiale verschiedener Energieumwandlungstechniken wird auf die Notwendigkeit einer hohen zeitlichen Auflösung hingewiesen. In [LANGNISS et al., 1998], [BRUCKNER, 1997] und [BLES, 2002] wird z. T. ausführlich darauf eingegangen; in [LANGNISS et al., 1998] wird auf nationaler Ebene (Deutschland), in [BRUCKNER, 1997] auf kommunaler Ebene (Würzburg) und in [BLES, 2002] auf Siedlungsebene diskutiert.

Der Bedeutung dieses Themenkomplexes entsprechend wird in diesem Anhang die Forderung nach einer hohen zeitlichen Auflösung bei der Modellierung von Energiesystemen begründet.

A.2 Forderung nach einer hohen zeitlichen Auflösung

Die Modellierung von Energiesystemen muss immer die Forderung nach einem Gleichgewicht zwischen der Versorgungs- und der Nachfrageseite erfüllen, unabhängig von der räumlichen Skala (global, kontinental, regional, kommunal) des Problems. Werden Bilanzierungsintervalle gewählt, muss das Gleichgewicht zu jedem dieser Zeitschritte erfüllt sein. Über den Verlauf **zwischen** den Bilanzzeitpunkten kann keine Aussage gemacht werden. Es ist daher erforderlich, eine hinreichend hohe Zeitauflösung zu wählen, um zwischen den Bilanzzeitpunkten zu große Leistungsschwankungen zu vermeiden. Andererseits muss zu jedem Bilanzierungszeitschritt die Gesamtzahl der zeitschritt-abhängigen Gleichungen erstellt und gelöst werden. Mithin steigt der Rechenaufwand und damit sowohl die erforderliche Rechnerkapazität als auch die benötigte Rechenzeit.

Es ist also nötig, einen Kompromiss zwischen Rechenaufwand und Detailgenauigkeit bei der Berücksichtigung der Lastschwankungen zu finden. Dieser Kompromiss wird durch die Struktur des zu modellierenden Energiesystems bestimmt. Auf der Versorgungsseite sind die fluktuierenden Dargebote z. B. regenerativer Energien maßgeblich; auf der Nachfrageseite sind es die wetter- und witterungsbedingten Schwankungen ins-

besondere bei der NT-Wärmenachfrage.

In Abb. A.1 ist der Verlauf der solaren Einstrahlung für die für Augsburg relevante DWD-Messstation *Weihenstephan* aufgetragen. Diese Insolation ist dasjenige Dargebot eines regenerativen Energieflusses, das mittels photovoltaischer oder solarthermischer Anlagen in Elektrizität oder NT-Wärme umgewandelt wird.

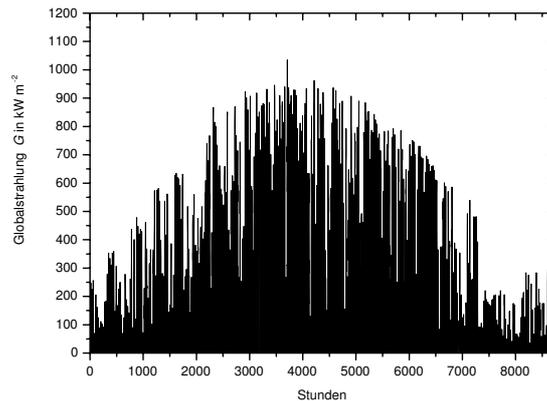


Abbildung A.1: Stündliche Zeitreihe der solaren Globalstrahlung an der für Augsburg relevanten Messstation des Deutschen Wetterdienstes in Weihenstephan für das Jahr 1997. Nach [DWD, 1999].

In der Abb. A.1 sind deutlich die täglichen und saisonalen Variationen der Einstrahlung zu erkennen. Das gleiche Bild zeigt sich auch bei der Windgeschwindigkeit, die in Abb. A.2 für die DWD-Station Augsburg/Mühlhausen in 10 m ü. Gr. für 1997 aufgetragen ist.

Noch deutlicher wird die Fluktuation der regenerativen Energiequellen in der sortierten Darstellung des Dargebots, wie sie Abb. A.3 zeigt: Beide Dauerlinien weisen einen schmalen Bereich maximalen Dargebots auf und fallen dann steil ab, d. h., es werden nur an wenigen Stunden im Jahr Spitzenwerte des Dargebots erreicht. Bei beiden Linien ist kein ausgeprägtes Plateau im Mittellastbereich zu erkennen.¹

Auf der Nachfrageseite zeigt sich die saisonale Variation insbesondere bei der NT-Wärmenachfrage in Abb. 3.20 (S. 53). Diese korreliert stark negativ mit der bodennahen Lufttemperatur. Der Betrag des Korrelationskoeffizienten ist $|r| = 0.86$ (vgl. dazu auch Abb. 3.26, S. 63).² Andererseits zeigt die Stromnachfrage in Abb. 3.19 (S. 52) eine ausgeprägtere Tages- als Jahresamplitude. Die Variation der elektrischen Nachfragelast ist nur untergeordnet durch Wetter und Witterung beeinflusst. Den wesentlich größeren Einfluss haben die produktionsbedingten Lastprofile von Industrie und Gewerbe sowie der Tagesverlauf in Privathaushalten (Mittags- und Abendspitze). Beide erfahren nur geringe Verschiebungen durch jahreszeitliche Anforderungen der Beleuchtung etc.

¹Durch die Erdrotation wird in über 4000 Stunden p. a. keine Einstrahlung gemessen.

²Die negative Korrelation bedeutet, dass bei geringeren Lufttemperaturen mehr NT-Wärme nachgefragt wird.

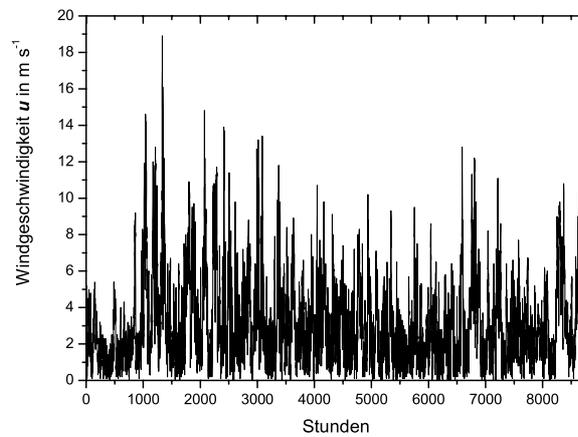


Abbildung A.2: Stündliche Zeitreihe der meteorologischen Windgeschwindigkeit, gemessen an der DWD-Messtation Augsburg/Mühlhausen für das Jahr 1997. Nach [DWD, 2002].

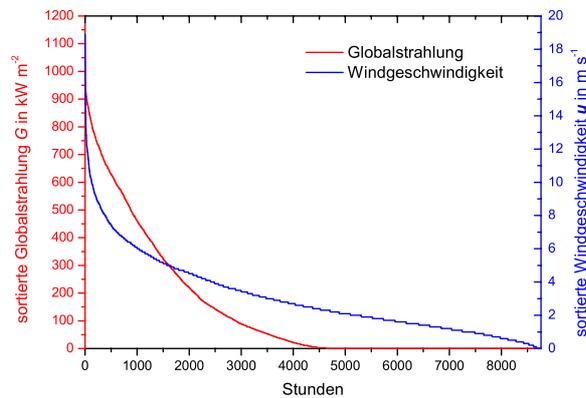


Abbildung A.3: Sortierte stündliche Zeitreihe der meteorologischen Windgeschwindigkeit und der solaren Globalstrahlung für Augsburg für das Jahr 1997. Nach [DWD, 2002]; [DWD, 1999].

Ein geeigneter Kompromiss zwischen Modellierungsgenauigkeit und Rechenaufwand ist die **stündliche Auflösung**. Einerseits sind die zur Optimierung erforderlichen Rechenzeiten für t_j , mit $j = 1 \dots 8760$, Zeitschritten akzeptabel und liegen je nach der Größe des Problems zwischen einigen Minuten und wenigen Stunden. Andererseits sind in elektrischen Versorgungsnetzen die relativen Leistungsänderungen im Substundenbereich gering: In einem Teilnetz mit einer Maximalkapazität von 8 GW konnte eine Schwankung von weniger als zwei Prozent im Minutenbereich nachgewiesen werden

[STEINBERGER-WILLMS, 1993].

Neben diesen technischen Gründen spricht die Praktikabilität für eine stündliche Auflösung: Neben der Verfügbarkeit von stündlich aufgelösten Lastkurven entfallen bei stündlichen Zeitintervallen die Umrechnungen von typischen Leitungseinheiten wie kW oder MW in Energieeinheiten wie kWh oder MWh.

Anders als im Elektrizitätsbereich ist die NT-Wärmelastkurve stark von Wetterabläufen abhängig. Der Einsatz von so genannten *Typtagen* ist folglich eingeschränkt geeignet. *Typtage* sind z. B. für Jahreszeiten oder bestimmte Wochentage erstellte, gemittelte Lastverläufe eines Tages. Kurzfristig ablaufendes Wetter mittelt sich aus diesen Typtagen statistisch heraus und resultierende Lastspitzen werden gekappt. Die Anforderungen an die NT-Wärmeversorgung werden bei der Verwendung von Typtagen folglich nicht hinreichend abgebildet.

Aufgrund der Bedeutung der Tagesschwankungen in der Elektrizitätslast, kann die Verwendung von Typtagen bei der Simulation der Elektrizitätsversorgung durchaus sinnvoll sein, sofern Werkzeuge von Nicht-Werktagen unterschieden werden.

Da in einem urbanen Energiesystem die Wechselbeziehungen zwischen der NT-Wärme- und Elektrizitätsversorgung durch gekoppelte Energieumwandlung eine wichtige Rolle spielen und mit *URBS* modelliert werden müssen, ist die Verwendung von Typtagen letztlich verfügbar unzureichend.

Anhang B

Modellierung von Energieversorgungssystemen mit *URBS*

Dieser Anhang gibt einen Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten, mit dem Optimierungspaket des Energietechnikmoduls der Methode *URBS* Energiesysteme zu modellieren.

Wie in Abschnitt 2.2.3.1 (S. 13) vorgestellt, wird im Energietechnikmodul ein Programmpaket zur Optimierung linearer Probleme eingesetzt, das ein System aus Prototypen von *Energieversorgungstechniken*, *Netzen* und *Energienachfragen* verwendet, um Energiesysteme abzubilden und zu modellieren. Abb. 2.4 (S. 17) zeigt ein Beispiel, wie eine einfache Abbildung eines Energiesystems aussehen kann. Die dort verwendeten Symbole und graphischen Darstellungen beschreiben, wie und auf welche Weise Techniken mit Netzen verbunden werden, wie die Netze selbst miteinander in Beziehung stehen und welche Energienachfragezeitreihen in den einzelnen Netzen gedeckt werden müssen.

In den vier Kästen von Abb. B.1 sind die einzelnen Bestandteile, die zur Modellierung der Energiesysteme eingesetzt werden können, aufgeführt.

Der erste Kasten *Netz* enthält das Symbol für ein Netz, das mit dem eindeutigen Kurznamen N_i bezeichnet wird. Der Index i ist eine fortlaufende Ordnungsnummer und Teil des Kurznamens. Der optionale Index C bedeutet, dass für den Aufbau und die Verwendung des Netzes kapazitäts- und betriebsabhängige Kosten anfallen, die in die Zielfunktion Gl. 2.2 bzw. Gl. 2.3 (S. 14) der Optimierung eingehen.

Die innerhalb des Netzsymbols aufgeführte Definition bestimmt, welche Energieform *type* in Netz N_i transportiert wird.

Die von links und rechts kommenden Verbindungen zum Netz zeigen, welche Technik bzw. Nachfrage mit dem Netz verknüpft ist. Eingehende, von links kommende Verknüpfungen haben positive Vorzeichen und speisen Energie in das Netz ein. Die nach rechts abgehenden Verknüpfungen entnehmen Energie aus dem Netz und haben negative Vorzeichen.

Graphentheoretisch sind die Netze als *Distributionsknoten* zu sehen, die die Flussgröße *Energie* verteilen.

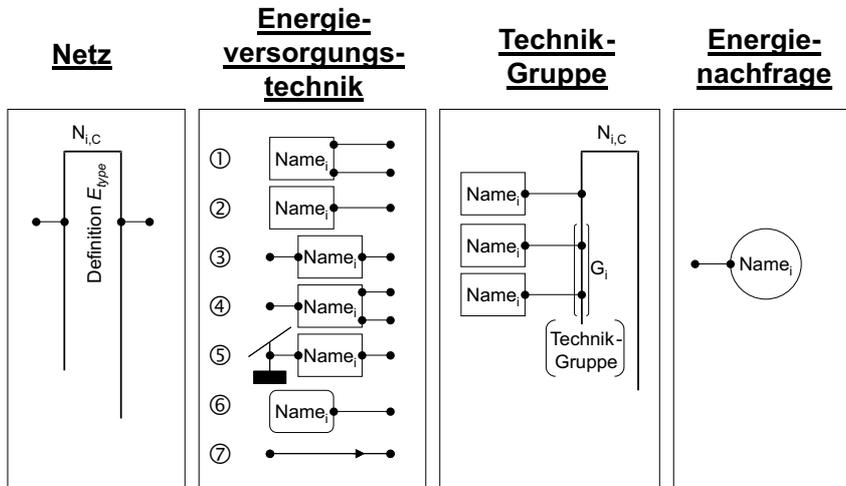


Abbildung B.1: Symbole zur graphischen Darstellung der Modellierung von Energiesystemen mit dem linearen Optimierungspaket des Energietechnikmoduls der Methode *URBS*.

Im zweiten Kasten *Energieversorgungstechnik* sind verschiedene Optionen der Energieversorgungstechniken dargestellt. In den Symbolen ① bis ⑥ ist jeweils der Kurzname $Name_i$ mit der Ordnungsnummer i angegeben. Es kann sinnvoll sein, die Ordnungsnummer i als eine zusammengesetzte Zahl zu wählen, die neben der Nummerierung der Energieversorgungstechnik auch eine Beziehung zur Ordnungsnummer des Netzes hat. An den Techniksymbolen ① bis ⑤ können wiederum Verknüpfungen nach links bzw. rechts eingezeichnet sein, mit denen die Techniken mit Netzen verbunden werden. Von links kommende Verknüpfungen liefern der Technik eine Sekundärenergie der Form $type_1$. Diese wird von der Technik in eine Energie der Form $type_2$ umgewandelt und mit den nach rechts abgehenden Verknüpfungen abgeführt. Die Effizienzen der von links kommenden Verknüpfungen müssen im links davon angeordneten Netz negativ sein; im rechts davon angeordneten Netz positiv.

Die Symbole ① und ④ bilden Kopplungstechniken vom Prototyp *COUPL* oder *BOUND-COUPL* ab; Symbol ② stellt Techniken vom Prototypen *PLANT* oder *HEAT* dar. Symbol ③ ist entweder eine Kopplungstechnik wie *COUPL* bzw. *BOUND-COUPL* oder vom Prototyp *PLANT* oder *HEAT*. Im zweiten Fall wird diese Technik von einem weiteren Netz (z. B. von einem Gasnetz) mit umzuwandelnder Sekundärenergie beliefert. Der Prototyp *REGENERATIVE* wird durch ⑤ symbolisiert. Das von links mit der Technik verknüpfte Piktogramm drückt folgendes aus: Die von der Technik produzierte Sekundär- oder Endenergie E_{type} , die in das nach rechts verknüpfte Netz eingespeist wird, wird von einer vorgegebenen Primär- oder Sekundärenergiezeitreihe bestimmt. Im hier dargestellten Fall handelt es sich um eine Insolationszeitreihe.

Unter ⑥ ist das Symbol für einen Energiespeicher gezeigt. Dieser Speicher kann vom Prototyp *QSTORE*, *HSTORE* oder *ESTORE* sein.

Auch die Techniken sind graphentheoretische Knoten, die als Quell- oder Senkknoten die Flussgröße *Energie* erzeugen/vernichten.

Letztlich werden durch ⑦ die Leitungen vom Prototyp *CONSTART* bzw. *CONEND* zwischen zwei Netzen symbolisiert. Die Richtung der Leitungen wird durch einen Pfeil,

im bidirektionalen Fall durch zwei Pfeile angegeben.

Leitungen sind graphentheoretisch Kanten zwischen den Verteilungsknoten. Die anderen Verknüpfungen zwischen Netzen und Techniken sind zwar theoretisch auch Kanten, sie haben hier aber nur die Bedeutung von Verbindungen, um den Energiefluss zu ermöglichen.

Der dritte Kasten *Technik-Gruppe* zeigt, wie Technik-Gruppen dargestellt werden. Im gezeigten Beispiel werden die beiden Versorgungstechniken zu einer Technik-Gruppe mit dem Namen G_i zusammengefasst. Nicht in der runden Klammer enthaltene Verknüpfungen zu Techniken eines Netzes gehören nicht zu der Technik-Gruppe.

Im letzten Kasten *Energienachfrage* sind die durch die Energieversorgungstechniken eines Netzes zu deckenden Energienachfragezeitreihen $E_{type}^{demand}(t_j)$ abgebildet. Auch diesen Nachfragen wird ein Kurzname $Name_i$ zugeordnet. Die Verknüpfung kann ausschließlich mit einem links angeordneten Netz hergestellt sein. In diesem Netz ist die Nachfrage mit einem negativen Vorzeichen versehen.

Die Verbraucher sind graphentheoretisch Senkknoten und bilden quasi das Ende eines Graphen.

Werden komplexe Energiesysteme modelliert, empfiehlt es sich, bei der graphischen Darstellung unterschiedlicher Netze sowie der zugehörigen Techniken und Nachfragen samt der Verknüpfungen, verschiedene Farben und/oder unterschiedliche Liniengestaltungen zu wählen.

Alle in einem Energiesystemschemata der Form von Abb. 2.4 (S. 17) eingezeichneten Symbole müssen in einer Typendatenbank definiert werden. Wie in Tab. B.1 gezeigt, werden in der Typendatenbank die charakterisierenden Eigenschaften der Systembestandteile angegeben.

Tabelle B.1: Typendatenbank mit den charakterisierenden Eigenschaften der Bausteine eines Energiesystems.**Anm.:** [†] Für den Prototyp *REGENERATIVE* wird die Kapazität in m² angegeben, für *STORE* in kWh.

Charaktergröße	Bedeutung	
<i>für alle Techniken relevant</i>		
$c_{i,P_{inst}}$	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$	Installationskosten der Technik i
$c_{i,fix}(t_j)$	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$	sonstige Fixkosten der Technik i
$c_{i,fuel}(t_j)$	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}$	Brennstoffkosten der Technik i
$c_{i,operation}(t_j)$	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}$	sonstige Betriebskosten der Technik i
$c_{i,emission}(t_j)$	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kg}}$	Kosten für die Emissionen einer Technik i
$m_{i,P_{inst}}^{pollutant}$	in $\frac{\text{kg}}{\text{kW}}$	Emissionen beim Bau der Technik i
$m_{i,operation}^{pollutant}(t_j)$	in $\frac{\text{kg}}{\text{kWh}}$	Emissionen beim Betrieb der Technik i
$P_{i,inst}^{eq}$	in kW [†]	exakte installierte Leistung der Technik i
$P_{i,inst}^{min}$	in kW [†]	minimale installierte Leistung der Technik i
$P_{i,inst}^{max}$	in kW [†]	maximale installierte Leistung der Technik i
$\eta_{i,type}(t_j)$	dim.-los	Effizienz der Technik i bzgl. der Endenergie $type$
<i>für Speicher relevant</i>		
$\eta_{i,lost}(t_j)$	dim.-los	Energieverlust des Speichers i
$E_{i,in}^{max}(t_j)$	in kWh	maximale Energieaufnahme des Speichers i
$E_{i,out}^{max}(t_j)$	in kWh	maximale Energieabgabe des Speichers i
$\eta_{i,in}(t_j)$	dim.-los	Effizienz der Energieaufnahme des Speichers i
$\eta_{i,out}(t_j)$	dim.-los	Effizienz der Energieentnahme des Speichers i
<i>für Leitungen relevant</i>		
$\eta_{i,transport}(t_j)$	dim.-los	Transporteffizienz der Leitung i
$\eta_{i,in}^{max}(t_j)$	dim.-los	Einspeiseeffizienz der Leitung i
$\eta_{i,out}^{max}(t_j)$	dim.-los	Entnahmeeffizienz der Leitung i
$\eta_{i,transmit}^{max}(t_j)$	dim.-los	Effizienz der Übergabestelle der Leitung i
<i>für Netze relevant</i>		
$\eta_{i,lost}(t_j)$	dim.-los	Energieverluste im Netz

Anhang C

Modellierung von Luftschadstoffausbreitungen

C.1 Atmosphärische Dispersion von Luftschadstoffen

Die Modellierung der atmosphärischen Schadstoffausbreitung ist ein wohl bekanntes Problem (vgl. Abschnitt 2.2.4.2, S. 22). Im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen, Genehmigungsverfahren und Risikoabschätzungen wurden in den letzten Dekaden zahlreiche numerische Verfahren und Modelle entwickelt, die verifiziert und immer weiter verbessert wurden.

Um eine Übersicht über die verschiedenen Verfahren zu erhalten, können die Softwaremodelle nach der räumlichen Auflösung sowie nach dem verwendeten Rechenverfahren unterschieden werden.

Ausbreitungsuntersuchungen in einem großflächigen Gebiet verwenden *makroskalige* Modelle. Bei größeren Auflösungen und kleineren Untersuchungsgebieten werden *mesoskalige* und *mikroskalige* Modelle verwendet. Die Auflösung des Rechengitters nimmt von der Makroskala zur Mikroskala von einigen Kilometern auf wenige Meter ab. Gemäß der räumlichen Auflösung wird es mit abnehmendem Gitterabstand möglich und nötig, verschiedene reale Hindernisse zu modellieren und in der Ausbreitungsrechnung zu berücksichtigen. In makroskaligen Modellen können nur nennenswerte Höhenunterschiede im Gelände wie Mittelgebirge oder einzelne Berge und Flusstäler berücksichtigt werden. Mesoskalige Modelle hingegen können eine allgemeine Geländeform abbilden. Auf der Mikroskala werden bereits einzelne Straßenzüge und Gebäude modelliert. In den meisten jüngeren Modellen ist es zudem möglich, verschiedene Gitterabstände nebeneinander zu betrachten. Dieses als *nesting* bezeichnete Vorgehen bietet die Möglichkeit durch nach außen geringer werdende Auflösungen kleinräumigere Effekte um einen bestimmten Ort herum zu simulieren, ohne die gesamten regionalen Aspekte außer Acht lassen zu müssen.

Die zweite Unterscheidung, die sich auf das zu Grunde liegende Rechenverfahren bezieht, trennt *Gaußsche*, *Lagrangesche* und *Eulersche* Modelle. Diese drei Verfahren werden im Abschnitt C.3 gegenüber gestellt. Dem geht ein Überblick über die Grundlagen der Modellierung von Luftschadstoffausbreitungen in Abschnitt C.2 (S. 146) voraus.

C.2 Grundlagen der Modellierung

Zwischen der *Emission* von Luftschadstoffen und der *Immission* kommt es zur *Transmission* und zur *Deposition* der Schadstoffe. Die *Transmission* beinhaltet die Ausbreitung, den Transport und gegebenenfalls die chemische Umwandlung in der Atmosphäre. Die *Deposition* beschreibt das Absinken und Ausfallen von Schadstoffen aus der Atmosphäre auf die Erdoberfläche z. B. durch die Einwirkung des Schwerefeldes (auch als *Sedimentation* bezeichnet) oder als *nasse Deposition* durch Niederschläge (vgl. Abb. C.1).

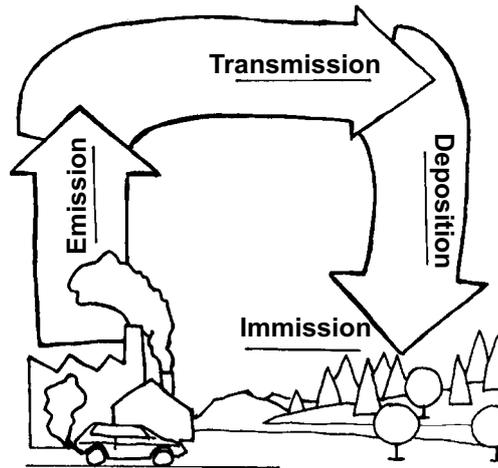


Abbildung C.1: Der Weg der Luftschadstoffe durch die Atmosphäre. Nach [BUWAL, 1991].

Die Konzentration von Luftschadstoffen wird i. a. als Volumenkonzentration (in ppm_V) in der Atmosphäre oder als Massenkonzentration (in $\frac{\text{Masse}}{\text{m}^3}$) angegeben. Grenz-, Richt- und Orientierungswerte beziehen sich i. d. R. auf die Massenkonzentration. Beurteilungsgrößen sind Mittel- und/oder Perzentilwerte sowie die Angaben von Vor-, Zusatz- und Gesamtbelastung.

Die physikalisch relevanten Ausbreitungsprozesse sind gegeben durch die *Advektion*, *Diffusion* und die *Turbulenz*. Die *Advektion* beschreibt die Transmission der Schadstoffe mit der mittleren Windgeschwindigkeit $\vec{u} = \dot{\vec{r}} = (\dot{x}, \dot{y}, \dot{z}) = (u, v, w)$. Damit lässt sich eine dreidimensionale Advektionsgleichung ableiten, die eine infinitesimale Konzentrationsänderung pro Zeit $\frac{\partial C}{\partial t}$ beschreibt:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -\vec{\nabla} \cdot (\vec{u} \cdot C) \quad (\text{C.1})$$

Die *Diffusion* beschreibt die Konzentrationsänderungen, die durch räumlich unabhängige, molekulare Prozesse hervorgerufen werden. Die Ursache ist die Brownsche Molekularbewegung, die mithilfe eines Diffusionskoeffizientenansatzes mathematisch beschrieben wird. In der molekularen Diffusionsgleichung C.2 geht der molekulare Diffusionskoeffizient D_m als ortsunabhängige Größe ein:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D_m \cdot \Delta C. \quad (\text{C.2})$$

Die *Turbulenz* oder *turbulente Diffusion* beschreibt die Konzentrationsänderung infolge der Strömungsfluktuationen im Transportmedium und ist entsprechend richtungsabhängig. Die Turbulenz wird durch Scher- und Auftriebskräfte hervorgerufen. Der Effekt der Turbulenz ist dem der Diffusion recht ähnlich, jedoch sind die turbulenten Diffusionsprozesse um einige Größenordnungen stärker als die molekularen Prozesse. Ferner kann die mittlere freie Weglänge von Molekülen in Luft zwar mit $0.005 \mu\text{m}$ angegeben werden, es trägt aber das gesamte Spektrum der denkbaren Wirbelgrößen zur Durchmischung bei. Neben der Ortsabhängigkeit und damit der Abhängigkeit von der Ausbreitungsrichtung der Luftmassen ist die Turbulenz von dem Turbulenzzustand der Strömung und von der Meteorologie abhängig. Eine weitere Steigerung der Komplexität geht zurück auf die Trägheit der Luftmassen, also das Beharrungsvermögen der turbulenten Strömungen. Somit ist die Turbulenz zeitabhängig, was sich in zeitabhängigen turbulenten Diffusionskoeffizienten niederschlagen kann. In [ZENGER, 1998] und [ROEDEL, 2000] werden verschiedene Ansätze zur Herleitung der Turbulenzgleichung ausführlich beschrieben. An dieser Stelle wird lediglich die Ficksche Gleichung der turbulenten Diffusion angegeben, wie sie mithilfe eines Gradientansatzes hergeleitet werden kann:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial C}{\partial z} \right). \quad (\text{C.3})$$

In der stationären Turbulenzgleichung C.3 ist K_r der stationäre turbulente Diffusionskoeffizient in Richtung r , mit $r = x, y, z$.

Da die Ausbreitung von Schadstoffen in der Troposphäre, genauer in der planetarischen Grenzschicht, betrachtet wird, kommt den meteorologischen Bedingungen dort eine entscheidende Bedeutung zu. Die wichtigsten Parameter sind der *Windvektor* und damit die *Windgeschwindigkeit* und *-richtung*, die *Turbulenz* und die *Stabilität der atmosphärischen Schichtung*.

Der *Windvektor* bestimmt die Advektionsrichtung und ist stark ortsabhängig, sowohl die Lage in der x - y -Ebene als auch die Vertikale betreffend. Die Variabilität des Windvektors in der Horizontalen wird durch die Verwendung von echten Messdaten innerhalb des Untersuchungsgebietes berücksichtigt. In z -Richtung werden Modellierungsansätze zur Hilfe genommen, um Richtung und Geschwindigkeit zu bestimmen. Zur Modellierung der Windrichtung wird die so genannte Ekman-Drehung verwendet. Diese Berücksichtigung der breitenkreisabhängigen Coriolisbeschleunigung bewirkt auf der Nordhemisphäre tendenziell eine Rechtsdrehung, so dass die Windrichtung am oberen Rand der planetaren Grenzschicht in diejenige des geostrophischen Windes übergeht. Weitere Parameter mit Einfluss auf das Höhenprofil der Windrichtung sind die Erdoberflächenrauigkeit und die Stabilität der atmosphärischen Schichtung.

Zur Extrapolation der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund werden in der Prandtl-Schicht, also in den unteren 50...100 m der Troposphäre, empirisch gewonnene exponentielle bzw. logarithmische Ansätze verwendet (vgl. [WERNER, 1993]; [WERNER, 1996]).

Die *Turbulenz* wurde bereits angesprochen. Sie wird wegen ihrer Bedeutung auch als meteorologischer Parameter diskutiert. Die Turbulenz lässt sich bezüglich des Windvektors folgendermaßen beschreiben: Die Strömungsgeschwindigkeit $\vec{u}(\vec{r}, t)$ kann in einem

gegebenen Zeitintervall t als Linearkombination eines Mittelwertes der Geschwindigkeit $\bar{u}(\vec{r}, t)$ und eines zeitabhängigen Fluktuationsanteils $u'(\vec{r}, t)$ verstanden werden:

$$\vec{u}(\vec{r}, t) = \bar{\vec{u}}(\vec{r}, t) + \vec{u}'(\vec{r}, t) \quad \text{mit} \quad \bar{\vec{u}}'(\vec{r}, t) = 0. \quad (\text{C.4})$$

Zur Parametrisierung der Turbulenz wird die Standardabweichung σ_u herangezogen, die sich unter Verwendung von Gleichung C.4 in x -Richtung¹ zu

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T dt (u(t) - \bar{u})^2} = \sqrt{\overline{u'^2}} \quad (\text{C.5})$$

ergibt. Die Standardabweichung beträgt je nach Untergrundrauhigkeit etwa 10 bis 30% der mittleren Strömungsgeschwindigkeit und ist von der Stabilität der Atmosphärenschichtung abhängig (s. u.).

Letztlich ist anzumerken, dass die Turbulenz im Normalzustand nicht isotrop ist und damit in allen Raumrichtung unterschiedliche Werte für die Standardabweichung σ_i , mit $i = u, v, w$, auftreten können. Im Zusammenhang mit der Stabilität der Schichtung kann dies zu einer *Verformung* einer beispielhaft als kreisförmig angenommenen Schadstoffwolke führen, wie Abb. C.2 zeigt.

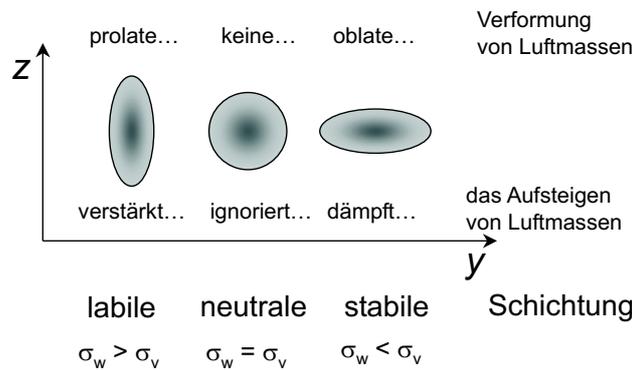


Abbildung C.2: Auswirkungen unterschiedlicher Geschwindigkeitsfluktuationen in vertikaler und horizontaler Richtung auf die Form einer ursprünglich kreisförmigen Abgaswolke. Nach [ZENGER, 1998].

Die zweimalige Erwähnung der Turbulenz unterstreicht die Bedeutung dieser Mischungsprozesse für die Ausbreitung von Luftschadstoffen. Die Turbulenz hängt direkt mit der Stabilität der atmosphärischen Schichtung zusammen. Um die turbulente Diffusion hinreichend gut parametrisieren zu können, müssen die Schichtungs- und Stabilitätsverhältnisse der Atmosphäre in die Betrachtungen einbezogen werden. Wenn ausschließlich Scherkräfte als Ursache der Turbulenz Berücksichtigung finden, wird von *statischer Stabilität* gesprochen. Werden zusätzlich die Auftriebskräfte einbezogen, heißt die Stabilität *dynamisch*.

¹Der Index u kennzeichnet die x -Richtung, da $u = \dot{x}$.

Grundsätzlich beschreibt die *Stabilität der Atmosphäre* das Verhalten eines Luftpaketes in seiner Vertikalbewegung. Wird ein Luftpaket in seiner Vertikalbewegung verstärkt, so heißt die Schichtung *labil*. Sind die auftretenden Kräfte der Vertikalbewegung entgegengerichtet, wird die Schichtung als *stabil* bezeichnet. In beiden Fällen ergeben sich hieraus Veränderungen der Turbulenz und damit der vertikalen Durchmischung.

Im Fall einer *neutralen* Schichtung können die vertikalen Bewegungen von Luftmassen ohne Einwirkung verstärkender oder unterdrückender Kräfte quasi-frei stattfinden (vgl. auch Abb. C.2). Da das Aufsteigen oder auch Absinken von Luftmassen ein quasi-adiabatischer Prozess ist, lässt sich für die Stabilität der Schichtung ein Zusammenhang zwischen dem beobachteten vertikalen Temperaturgradienten $\frac{\partial T}{\partial z}$ in der Umgebungsatmosphäre und dem adiabatischen Temperaturgradienten Γ in *trockener Luft* herleiten:

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial z} < \Gamma & \quad \text{stabile Schichtung} \\ \frac{\partial T}{\partial z} > \Gamma & \quad \text{labile Schichtung} \\ \frac{\partial T}{\partial z} = \Gamma & \quad \text{neutrale Schichtung} \end{aligned} \quad (\text{C.6})$$

Abb. C.3 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen $\frac{\partial T}{\partial z}$ und Γ . In Abb. C.4 ist ein Temperaturprofil schematisch dargestellt, dem jeweils die Stabilitätszustände zugeordnet sind.

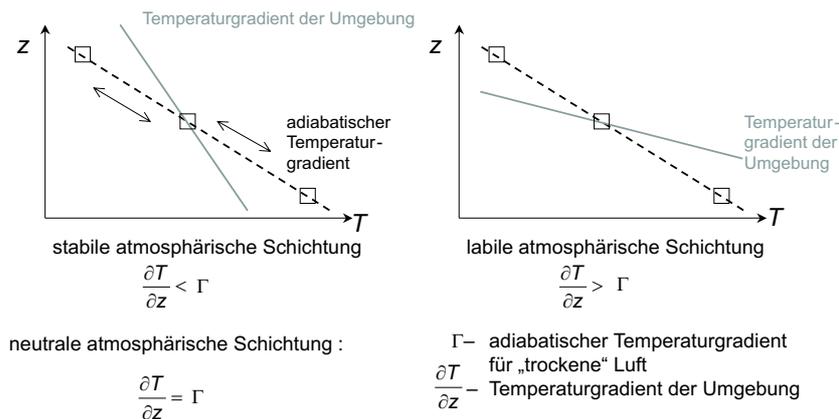


Abbildung C.3: Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen dem beobachteten Temperaturgradienten $\frac{\partial T}{\partial z}$ und dem adiabatischen Temperaturgradienten Γ für *trockene Luft*. Nach [ZENGER, 1998].

Da neben den Scherkräften auch die Konvektion Turbulenz erzeugen kann, welche wiederum selbst durch Schichtungen gedämpft und durch viskose Reibung dissipiert werden kann, ist es nicht ausreichend, einzig die anschauliche Temperaturschichtung zur Parametrisierung der Turbulenz heranzuziehen. Daher wird die dynamische Stabilität eingeführt, um neben dem Temperaturprofil die mechanischen Effekte der Turbulenzerzeugung einzubeziehen. Es gibt zwei äquivalente Parameter, um diese Effekte zu berücksichtigen: die *Gradient-Richardson-Zahl* Ri_g und die *Monin-Obuchow-Länge* L_M . Die Gradient-Richardson-Zahl ist eine dimensionslose Größe und gibt den Quotienten aus der Stabilität der Schichtung (gegeben durch Temperaturgradienten) und der kinetischen Energie der Scherströmung je Masseneinheit an. Ist Ri_g kleiner als null, ist die

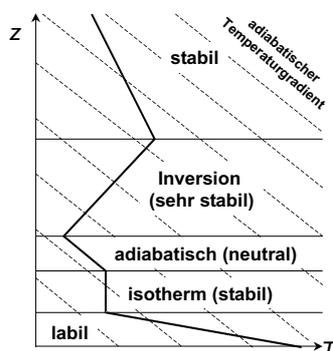


Abbildung C.4: Beispielhaftes schematisch dargestelltes Temperaturprofil mit den zugehörigen Stabilitätszuständen der Schichtung.

Nach [ZENGER, 1998].

Tabelle C.1: Ausbreitungsklasse nach Klug/Manier mit den typischen Monin-Obuchow-Längen und die Zuordnung zur TA Luft 86.

Nach [JANICKE, 1992]; [GIFFORD, O.J.], zitiert in [HANNA, 1982].

Schichtungszustand gemäß TA Luft 86	Ausbreitungsklasse (Klug/Manier)	Monin-Obuchow-Länge über aerodynamisch rauhem Gelände in m
sehr labil	V	-30
labil	IV	-100
neutral bis leicht labil	III/2	-300
neutral bis leicht stabil	III/1	5000
stabil	II	250
sehr stabil	I	60

Schichtung labil; ist Ri_g gleich Null, ist die Schichtung neutral, ansonsten ist die Schichtung stabil.

Die Monin-Obuchow-Länge L_M wird in Metern angegeben und ist der Quotient der turbulenten kinetischen Energien, die durch Scherkräfte und die durch thermische Kräfte erzeugt werden. Beide Größen, Ri_g und L_M , können ineinander überführt werden.

In der Praxis häufiger anzutreffen sind so genannte *Stabilitäts-* oder *Ausbreitungsklassen*. Hier werden bestimmte Schichtungszustände der Atmosphäre in eine Anzahl von Klassen unterteilt. Ein Beispiel dafür ist die Unterteilung nach Klug/Manier, die in den so genannten AKTerm-Zeitreihen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aufgelistet wird. Dort werden sechs Ausbreitungsklassen unterschieden, die typische Anhaltswerte für die Monin-Obuchow-Länge geben (vgl. Tab. C.1).

Als letzte meteorologische Größe mit Einfluss auf die Ausbreitung ist die *Mischungsschichthöhe* zu nennen. Diese wird beeinflusst von der Veränderung der Obergrenze der planetaren Grenzschicht, die in ihrer Mächtigkeit je nach Schichtungszustand zwischen 100 m über Grund (stabile Schichtung) und 1000 m über Grund (labile Schichtung) variieren kann, sowie von der Auftretshäufigkeit von Inversionen in der Grenzschicht. Die Mischungsschichthöhe wird aufgrund der genannten Zusammenhänge oft in Abhängigkeit der Ausbreitungsklasse angegeben und ist z. B. auch in den AKTerm-Zeitreihen des DWD zu finden (vgl. [ZENGER, 1998]).

C.3 Verschiedene Rechenmodelle

Alle drei Rechenverfahren, das Gaußsche, das Lagrangesche und das Eulersche Verfahren, sind als Software umgesetzt und verwendbar. In den letzten Dekaden wurden Erfahrungen mit den Modellen gesammelt und die Modelle und Codes verbessert.

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die häufigsten Verfahren.

Die Aufgabe aller Modellierungsansätze besteht darin, eine Dispersionsrelation vom Typ

$$\begin{aligned} \frac{\partial C}{\partial t} = Q - \left\{ u \cdot \frac{\partial C}{\partial x} + v \cdot \frac{\partial C}{\partial y} + w \cdot \frac{\partial C}{\partial z} \right\} \\ + \left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[D_x \cdot \frac{\partial C}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[D_y \cdot \frac{\partial C}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[D_z \cdot \frac{\partial C}{\partial z} \right] \right\} \end{aligned} \quad (\text{C.7})$$

zu lösen. Hierin ist C die Konzentration am Ort $\vec{r} = (x, y, z)$, Q ist ein beliebiger, zeitabhängiger Quell- und Senkterm, $\vec{u} = \dot{\vec{r}} = (u, v, w)$ die Windgeschwindigkeit und \vec{D} ein ortsabhängiger Diffusionskoeffizient.

In Gl. C.7 sind advektive (vgl. Gl. C.1, S. 146), diffuse (vgl. Gl. C.2, S. 146) und turbulente (vgl. Gl. C.3, S. 147) Ausbreitungsprozesse in den Diffusionskoeffizienten D_i , mit $i = x, y, z$, gemeinsam enthalten.

C.3.1 Gauß-Verfahren

Historisch bedingt ist das Gauß-Verfahren das bisher am weitesten verbreitete. Die Ursache dafür ist, dass die *technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft* (TA „Luft“) von 1986 dieses Verfahren als Standard festgelegt hat.

Mit dem Gauß-Verfahren wird die Dispersionsgleichung C.7 analytisch gelöst, wobei stark vereinfachende Annahmen getroffen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Diffusionskoeffizienten in Gl. C.7 in der normalen und parallelen Richtung zur mittleren Windrichtung räumlich und zeitlich konstant sind. Gl. C.7 vereinfacht sich damit zu

$$\frac{\partial C}{\partial t} = Q + D_x \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_y \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} + D_z \cdot \frac{\partial^2 C}{\partial z^2}. \quad (\text{C.8})$$

Hierin müssen die Diffusionskoeffizienten D_i , mit $i = x, y, z$, in den Raumrichtungen nicht gleich sein.

In den so genannten *Gauß-Puff-Modellen* wird die Dispersion einer zum Zeitpunkt t am

Ort (x_0, y_0, H) freigesetzten punktförmigen Schadstoffmenge Q verfolgt. Die Lösung zu Gl. C.8 ist dann von der Form

$$C = \frac{Q}{\sqrt{(4\pi t)^3 D_x D_y D_z}} \cdot \exp \left\{ - \left[\frac{(x - x_0)^2}{4 \cdot D_x t} + \frac{(y - y_0)^2}{4 \cdot D_y t} + \frac{(z - z_0)^2}{4 \cdot D_z t} \right] \right\}. \quad (\text{C.9})$$

Auf diese Weise werden in zeitlichen Abständen immer wieder neue Schadstoffpuffs emittiert und verfolgt, so dass auch die quasi-kontinuierliche Emission behandelt werden kann. Der advektive Transport entspricht einer Schwerpunktbewegung der Schadstoffpuffs. Gl. C.10 beschreibt die Konzentrationsverteilung $C_i(x, y, z, t)$ zum Zeitpunkt $t > t_0$ einer Schadstoffmenge Q_i , die zum Zeitpunkt $t_0 = 0$ am Ort $(0, 0, H)$ emittiert wurde und mit einer stationären Geschwindigkeit u in positive x -Richtung dispergiert.

$$C_i(x, y, z, t) = \frac{Q_i}{(2\pi)^{\frac{3}{2}} \sigma_x(t) \sigma_y(t) \sigma_z(t)} \cdot \exp \left\{ - \frac{1}{2} \cdot \left[\left(\frac{x - ut}{\sigma_x(t)} \right)^2 + \left(\frac{y}{\sigma_y(t)} \right)^2 + \left(\frac{z - H}{\sigma_z(t)} \right)^2 \right] \right\} \quad (\text{C.10})$$

Soll ein inhomogenes Windfeld betrachtet werden, d. h. liegt ein zeitlich und räumlich variables Strömungsfeld vor, wird die Position $\vec{r}_i(x, y, z, t)$ des Schwerpunktes des i -ten Puffs durch

$$\vec{r}_i(x, y, z, t) = \int_{t_0}^t dt' \vec{u}(x, y, z, t') \quad (\text{C.11})$$

bestimmt.

Im *Gauß-Fahnenmodell* werden in der Praxis weitere Vereinfachungen getroffen. Es wird in einem einfachen Beispiel die Diffusion gegenüber der Advektion vernachlässigt, so dass

$$C(x, y, z) = \frac{Q'}{2\pi \cdot u \cdot \sigma_y(x) \sigma_z(x)} \cdot \exp \left\{ - \frac{y^2}{2 \cdot \sigma_y^2(x)} \right\} \cdot \exp \left\{ - \frac{(z - H)^2}{2 \cdot \sigma_z^2(x)} \right\} \quad (\text{C.12})$$

eine einfach Lösung der **stationären** Dispersiongleichung C.7 darstellt, worin Q' einen Emissionsstrom und H die effektive Emissionshöhe in m beschreibt. Abb. C.5 stellt die räumliche Konzentrationsverteilung schematisch dar (vgl. [ZENGER, 1998]; [HANNA, 1982]).

C.3.2 Lagrange-Verfahren

Anders als im Gauß-Verfahren werden im Lagrange-Verfahren nicht Schadstoffpuffs oder -fahnen und deren Dispersion verfolgt, sondern es werden die Trajektorien von Tracerpartikel berechnet. Der Vorteil liegt in der Einbeziehung der tatsächlichen Geländeformen mit dessen Auswirkungen auf das Windfeld in die Ausbreitungsrechnung. Daher werden solche Verfahren auch als *gekoppelte Windfeld-Ausbreitungsmodelle* oder

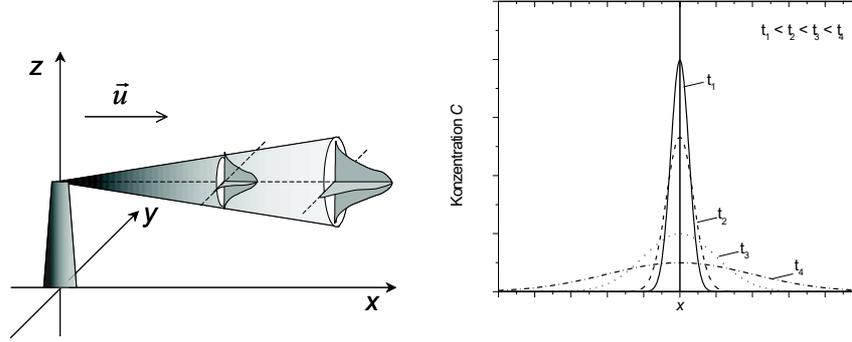


Abbildung C.5: Konzentrationsverteilung einer Schadstofffahne im Gauß-Fahnenmodell. Links schematisch, rechts die Konzentrationsverteilungen für unterschiedliche Mittelungszeiten und damit der Sigma-Parameter der Gaußverteilung.
Nach [ZENGER, 1998].

Lagrange- bzw. *Monte-Carlo-Teilchensimulationsmodelle* bezeichnet.

Das bedeutet, dass im Lagrange-Verfahren nicht explizit die Dispersionsgleichung C.7 gelöst wird. Vielmehr nimmt man den folgenden Ansatz zur Hilfe:

Die Volumendichte und die Partikelrate sind proportional zur emittierten Schadstoffmenge. Im Lagrange-Verfahren wird die Trajektorie der Partikel berechnet und damit kann zu jedem Zeitpunkt t in jeder Gitterzelle eine Teilchendichte bestimmt werden. Daraus wird die Schadstoffkonzentration in der Gitterzelle ermittelt.

Der Aufenthaltsort eines Partikels zur Zeit $t + \Delta t$ ergibt sich aus der Strömungsgeschwindigkeit $\vec{u}(\vec{r}, t)$ und dem Aufenthaltsort zur Zeit t

$$\vec{r}(t + \Delta t) = \vec{r}(t) + \vec{u}(\vec{r}, t) \cdot \Delta t. \quad (\text{C.13})$$

Wie in Abschnitt C.2 beschrieben, setzt sich die momentane Windgeschwindigkeit gemäß Gl. C.4 (S. 148) aus einem mittleren advektiven und einem fluktuierenden turbulenten Anteil zusammen. Da die Luftmassen der Massenträgheit unterliegen, behalten diese für eine Zeit T_L ihre Geschwindigkeit bei. Diese Zeit T_L wird als *Lagrange-Korrelationszeit* bezeichnet. Für turbulente Prozesse beträgt T_L einige Minuten, im molekularen Bereich nur wenige Nanosekunden. Die Einführung des *Lagrange-Autokorrelationskoeffizienten* R_L ermöglicht es, die Korrelation der Geschwindigkeitsfluktuationen eines Partikels zwischen zwei Zeitpunkten zu beschreiben. Für die turbulente Komponente u' in x -Richtung gilt:

$$R_{L\vec{u}}(\Delta t) = \frac{\langle \vec{u}'(t) \cdot \vec{u}'(t + \Delta t) \rangle}{\langle \vec{u}'(t)^2 \rangle}. \quad (\text{C.14})$$

Neben dieser von der vergangenen Situation abhängigen Korrelation wird eine zeitlich unabhängige Zufallskomponente der Bewegung hinzugezogen. Diese Komponente entstammt einem Markov-Prozess in der Simulation der Partikeltrajektorien (vgl. [ETHIER et al., 1986]). Der fluktuierende Anteil $\vec{u}'(\vec{r}, t)$ wird wiederum in zwei weitere Komponenten aufgespalten: 1.) eine Komponente, die das *Erinnerungsvermögen* der Fluktuationen beschreibt, die mit der zeitlich vorausgehenden Komponente $\vec{u}'(t - \Delta t)$

korreliert ist und von $R_{L\bar{u}}$ abhängt; 2.) eine echte Zufallskomponente \bar{u}'' . Damit ergibt sich der turbulente Geschwindigkeitsausdruck in Gl. C.4 zu

$$\bar{u}'(t) = \bar{u}'(t - \Delta t) \cdot R_{L\bar{u}}(\Delta t) + \bar{u}'' \quad (\text{C.15})$$

Die Komponente \bar{u}'' in Gl. C.15 wird durch den Ansatz

$$\bar{u}'' = \beta \cdot \sigma_{\bar{u}} \cdot \lambda_{\bar{u}} \quad \text{mit} \quad \beta = \sqrt{[1 - R_{L\bar{u}}(\Delta t)^2]} \quad (\text{C.16})$$

beschrieben. Hierin ist λ eine normal verteilte Zufallszahl (Mittelwert = 0, Streuung = 1) und β sorgt für die Erhaltung der Turbulenzenergie.

Durch die geeignete Wahl der Zeitschritte Δt wird dafür gesorgt, dass der erste Summand in Gl. C.15 nicht zu groß gegenüber der Zufallskomponente \bar{u}'' wird. Das wird erreicht, indem Δt viel kleiner als die Lagrange-Korrelationszeit T_L gewählt wird. Allerdings muss Δt zugleich hinreichend groß sein, so dass die turbulente Geschwindigkeitskomponente $\bar{u}'(t)$ nur von den Fluktuationen zum Zeitpunkt $t - \Delta t$ abhängt und nicht von noch früheren Zeitpunkten.

Abb. C.6 zeigt schematisch das Vorgehen bei der Modellierung von Dispersionsprozessen mit dem Lagrange-Verfahren.

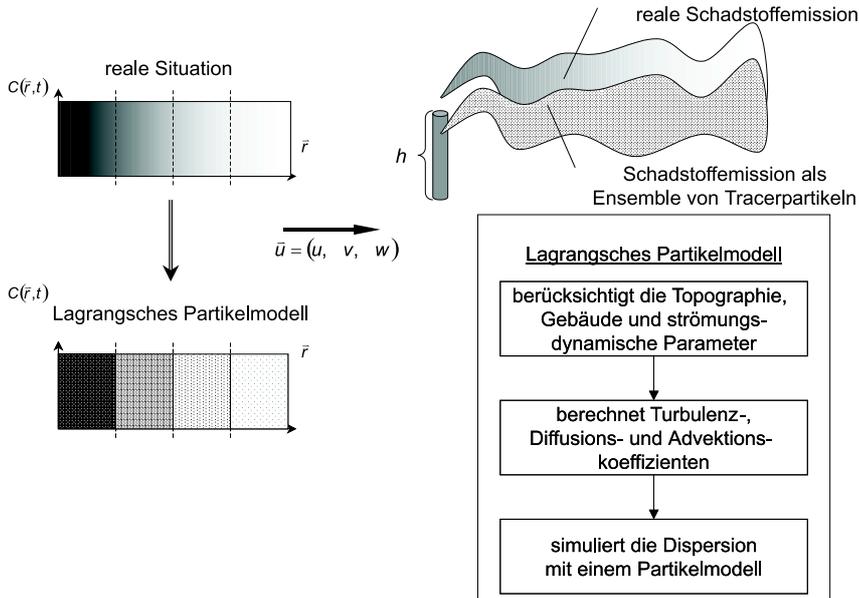


Abbildung C.6: Schematische Darstellung der Modellierung atmosphärischer Schadstoffausbreitungen nach dem Lagrange-Verfahren.

Eingangs wurde erwähnt, dass Lagrange-Verfahren ebenso wie Euler-Verfahren als Windfeld-Ausbreitungsmodelle bezeichnet werden. Diese Bezeichnung rührt daher, dass vor der eigentlichen Ausbreitungsmodellierung das die Ausbreitung bestimmende Windfeld simuliert wird. In dieser Simulation können folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Oberflächenkenngrößen wie Orographie, Topographie, Gebäudekonfigurationen und Oberflächenrauigkeit des Untergrundes;
- meteorologische Kenngrößen wie Windrichtung, -geschwindigkeit und Schichtungsstabilität;
- lokalklimatische Effekte wie Kaltluftsysteme oder thermische Windsysteme (erfordert numerische Windfeldmodelle).

Die Windfeldmodellierung ist im gegliederten Gelände unumgänglich, um verlässliche Ergebnisse berechnen zu können. Auch hier gibt es zwei Ansätze, die in der Praxis Verwendung finden: diagnostische und prognostische Windfeldmodelle. Im Folgenden wird das diagnostische Modell knapp erläutert:

Ziel ist es, über Hindernissen am Untergrund ein divergenzfreies Windfeld zu generieren, so dass sich Strömungseffekte, die durch diese Hindernisse verursacht werden, in der Ausbreitungsmodellierung wiederfinden. Da Massenerhaltung gilt, muss die Kontinuitätsgleichung

$$\operatorname{div} \vec{u} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \equiv 0 \quad (\text{C.17})$$

erfüllt sein. Das Windfeld ist so zu modifizieren, dass eine divergenzfreie Strömung zustande kommt. Zudem wird gefordert, dass auf die Rotation des Feldes kein Einfluss genommen wird. Das so erstellte Feld $\vec{u}(\vec{r})$ muss somit der Gradient eines skalaren Feldes $\vec{\lambda}(\vec{r})$ und des Ausgangsfeldes $\vec{u}_0(\vec{r})$ sein:

$$\vec{u} = u_0 + v_0 + w_0 + \frac{1}{2\alpha_1^2} \cdot \frac{\partial \vec{\lambda}}{\partial x} + \frac{1}{2\alpha_2^2} \cdot \frac{\partial \vec{\lambda}}{\partial y} + \frac{1}{2\alpha_3^2} \cdot \frac{\partial \vec{\lambda}}{\partial z} \quad (\text{C.18})$$

mit $\alpha_1 = \alpha_2$.

Das Einsetzen von Gl. C.18 in Gl. C.17 führt auf die elliptische Differentialgleichung

$$\frac{\partial^2 \vec{\lambda}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \vec{\lambda}}{\partial y^2} + \left(\frac{\alpha_1}{\alpha_3}\right)^2 \cdot \frac{\partial^2 \vec{\lambda}}{\partial z^2} = -2\alpha_1^2 \left(\frac{\partial u_0}{\partial x} + \frac{\partial v_0}{\partial y} + \frac{\partial w_0}{\partial z} \right). \quad (\text{C.19})$$

Gl. C.19 ist unter Beachtung der Randbedingungen zu lösen, um zu dem neuen, divergenzfreien Strömungsfeld zu gelangen. Dazu werden z. B. Variationsrechnungen mit der so genannten *Successive Overrelaxation*-Methode durchgeführt bis die Divergenz sehr viel kleiner als eins ist [PRESS, 1989].²

Modellen, denen ein Windfeldmodell zugrunde liegt, können nicht nur mit Ausbreitungstatistiken rechnen. Diese Modelle können auch Zeitreihenrechnungen durchführen. Es ist daher beispielsweise möglich an Aufpunkten, Zeitreihenanalysen durchzuführen und auch 98-Perzentilwerte zu berechnen (vgl.[ZENGER, 1998]).

Abschließend bleibt festzuhalten, dass das Lagrange-Verfahren in der TA Luft 2002 [TA LUFT, 2002] als Standardverfahren festgeschrieben wurde.

²Zur Erläuterung der prognostischen Windfeldmodellierung und für detailliertere Informationen wird auf [ZENGER, 1998] und die dort aufgeführte Fachliteratur verwiesen.

C.3.3 Euler-Verfahren

Das Euler-Verfahren gehört ebenso wie das Lagrange-Verfahren zur Gruppe der Windfeld-Ausbreitungsmodelle. Im Gegensatz zum Lagrangeschen Verfahren ist das Euler-Verfahren jedoch kein Partikelmodell, d. h. im letzten Schritt, der im Kasten in Abb. C.6 zu finden ist, wird **keine** Partikelsimulation durchgeführt. Im so genannten Euler(K)-Modell wird die Dispersionsgleichung C.7 unter Zuhilfenahme eines Windfeldmodelles numerisch gelöst.

C.3.4 Vergleich des Gauß- mit dem Lagrange-Verfahren

In Tab. C.2 werden die Vor- und Nachteile des Gauß- und des Lagrange-Verfahren gegenübergestellt. Aus der Tabelle wird deutlich, dass das Lagrange-Verfahren bei den heute zur Verfügung stehenden Prozessorleistungen und Rechenzeiten dem Gaußschen Verfahren überlegen ist.

Tabelle C.2: Vergleich der Vor- und Nachteile des Gauß- und Lagrange-Verfahrens zur Modellierung atmosphärischer Schadstoffausbreitungen.

Nach [ZENGER, 1998].

Gauß-Verfahren	Lagrange-Verfahren
<ul style="list-style-type: none"> numerische Lösung der stark vereinfachten Dispersionsgleichung 	<ul style="list-style-type: none"> Berechnung von Partikeltrajektorien im 3dim. Windfeld; Konzentration durch Partikeldichte pro Zelle
+ einfache Handhabung	+ realistische Modellannahmen
+ kurze Rechenzeiten	+ ökonomische Rechenzeiten (hängen von der Problemgröße ab)
+ gute Übereinstimmung mit Messungen	+ Berechnung von verschiedenen Mittel-, 98-Perzentilwerten und Zeitreihen
	+ für fast alle Bedingungen einsetzbar
- nur für Standardbedingungen geeignet	- z. T. lange Rechenzeiten und große Rechenkapazitäten erforderlich
- im gegliederten Gelände nur z. T. einsetzbar	
<ul style="list-style-type: none"> Berechnung von Jahresmittel- und 98-Perzentilwerten 	<ul style="list-style-type: none"> Ergebnis hängt von der Qualität des Windfeldes ab

Anhang D

Ermittlung der Kosten zur Simulation und Optimierung

In der Methode *URBS* wird im Energietechnikmodul ein Modell zur Optimierung linearer Probleme eingesetzt (vgl. Abschnitt 2.2.3.1, S. 13). Als Zielfunktion kann die Minimierung der Gesamtkosten eines Energiesystems gemäß Gl. 2.2 (S. 14) verfolgt werden. Alternativ kann die Minimierung der kumulierten CO₂-Emissionen Gegenstand der Optimierung gemäß Gl. 2.3 (S. 14) sein. Wird einer der beiden möglichen Objektvektoren gewählt, kann für die jeweils andere Gleichung ein Maximalwert als Nebenbedingung definiert werden.

Die verschiedenen Kostenfaktoren c_i der i Techniken sind die für die Optimierung entscheidenden Größen, wenn die Gesamtkosten minimiert werden. Wird eine Obergrenze der Gesamtsystemkosten definiert, kommt den Kostenfaktoren ebenfalls eine große Bedeutung zu.

Mehrfach wurde in den Kapiteln 2 und 3 auf die Schwierigkeit bei der Erhebung aktueller und der Abschätzung zukünftiger Kosten hingewiesen, um der Bedeutung der Kosten Ausdruck zu verleihen. Einerseits ist die Diskussion der Kosten und deren Ableitung für das Verständnis der Ergebnisse unverzichtbar. Andererseits sind die Kostenabschätzungen und -ableitungen nur bedingt belastbar und kaum zu validieren.

Im anschließenden Abschnitt wird die in der vorliegenden Anwendung von *URBS* auf Augsburg angewandte Annuitäten- oder Annuitätenmethode vorgestellt. Danach werden die in den RES und OES angesetzten Kosten der Techniken im Einzelnen aufgelistet und einige Annahmen insbesondere über Kostenentwicklungen diskutiert.

D.1 Dynamische Berücksichtigung von kapazitätsbezogenen Investitionskosten

In der dokumentierten Anwendung der Methode *URBS* am Beispiel des Augsburger Energiesystem in Kapitel 3 wird jeweils **ein** Jahr bei stündlicher Auflösung optimiert. Durch die Modellierung der RES und der OES für die Jahre 2015 und 2025 werden mögliche Entwicklungsziele für das Energiesystem bestimmt, die auf den Projektionen der relevanten Indikatoren basieren. Die Methode *URBS* und insbesondere das Optimierungspaket des Energietechnikmoduls (vgl. Abschnitt 2.2.3.1) entsprechen einem

räumlichen und zeitlichen Punktmodell. Um Entwicklungen des Systems und die dafür anfallenden Kosten abbilden zu können, muss zwischen der auf ein Jahr begrenzten Optimierung und dem deutlich längeren Betrachtungszeitraum von etwa 25 Jahren vermittelt werden. Dazu werden die Kosten für die Installation einer Technik dynamisch berücksichtigt. Eine *dynamische Kostenbetrachtung* heißt, dass die jährlich anfallenden Ausgaben, Einsparungen und Kapitalzinsen einfließen müssen.

Überdies erfordern auch unterschiedliche Abschreibungszeiträume und -zeitpunkte sowie verschiedene Zeitpunkte der Inbetriebnahme einzelner Techniken die dynamische Kostenbetrachtung.

Die dynamische Berücksichtigung der Kosten im Optimierungspaket des Energietechnikmoduls verwendet die Annuisierungs- oder Annuitätenmethode. Die anfallenden spezifischen Investitionskosten $c_{i,P_{inst}}$ für die Technik i mit der installierten Leistung $P_{i,inst}$ werden annuisiert und solange in den Modelljahren berücksichtigt, bis der Annuisierungszeitraum a abgelaufen ist. Die Annuisierung oder das Umlegen der Kosten $c_{i,P_{inst}}$ auf die einzelnen Jahre des Zeitraums a erfolgt gemäß

$$c_{i,P_{inst}}(T) = c_{i,P_{inst}} \cdot \frac{q \cdot (q + 1)^a}{(q + 1)^a - 1}. \quad (\text{D.1})$$

In Gl. D.1 ist q der angenommene Kapitalzins, a ist der Annuisierungszeitraum, $c_{i,P_{inst}}$ sind die spezifischen Installationskosten. Die annuisierten Kosten werden durch $c_{i,P_{inst}}(T)$ dargestellt.

Der annuisierte Investitionskostenfaktor $c_{i,P_{inst}}(T)$ wird gemäß Gl. 2.4 mit der installierten Leistung $P_{i,inst}$ multipliziert, um die annuisierten Investitionskosten $C_{i,P_{inst}}(T)$ zu ermitteln. Speziell für eine Technik i ergeben sich die annuisierten Installationskosten $C_{i,P_{inst}}(T)$ für die installierte Leistung $P_{i,inst}$ zu

$$C_{i,P_{inst}}(T) = c_{i,P_{inst}}(T) \cdot P_{i,inst} \quad (\text{D.2})$$

Wird für die Technik i ein Annuisierungszeitraum von $a = 20$ Jahren definiert und wird die Technik im Jahr 1990 in Betrieb genommen, müssen die annuisierten spezifischen Installationskosten $c_{i,P_{inst}}(T)$ für alle Optimierungen in diesem 20 Jahre umfassenden Zeitraum berücksichtigt werden. Ab dem 21. Jahr fallen diese Kosten nicht mehr an. Auf diese Weise gelingt es, z. B. abgeschriebene Techniken zu berücksichtigen [IWU, 1994]; [BMFT, 1984]; [EBEL et al., 1996]; [PERRIDON et al., 2002].

D.2 Kosten von Techniken und Netzen

Um die spezifischen Kostenfaktoren konsistent zu annuisieren und vergleichbar zu halten, werden in allen RES und OES gleiche Annuisierungsbedingungen angenommen: $a = 20$ Jahre, $q = 7.0\%$, Annuisierung der *thermischen Leistung*.

D.2.1 Kosten in den RES

In den drei RES wird angenommen, dass noch keine der *verfügbaren* Techniken den Annuisierungszeitraum überschritten hat. Die sich aus diesen Techniken ergebenden

Tabelle D.1: Kostenfaktoren der Versorgungstechniken in den Referenzenergiesysteme RES₁, RES₂ und RES₃.

Nach [ÖKO-INSITUT, 2003]; [STAWA, 2003A]; [WIENER STW., 2003].

Technik i	$c_{i,P_{inst}}$	$c_{i,fix}$	$c_{i,fuel}$	$c_{i,operation}$
	in $\frac{EUR}{kW}$		in $\frac{EUR}{kWh}$	
in allen RES verfügbar				
VN	0	0	0.052919	0
MV	3 086	0	0.01023	0
DT	767	0	0.01416	0.005
HK _{a, b}	153.4	0	0.032211	0
GK	271	0	0.033234	0
BK	352	0	0.033234	0
OA	351	0	0.032211	0
ON	351	0	0.032211	0
R	89	0	0.036291	0
W ₃	130	0	0	0
nur in RES₁ verfügbar				
GT	1 111.4	0	0.01416	0
nur in RES₃ verfügbar				
GT _{a, b}	1 111.4	0	0.01416	0
GD	577	0	0.01416	0

Gesamtkosten können als Referenzwert für die OES verwendet werden. In Tab. D.1 sind die spezifischen Kosten für die Referenzenergiesysteme RES₁, RES₂ und RES₃ aufgeführt.

Die in Tab. D.1 aufgeführten Kostenfaktoren für die RES gelten jeweils ab dem ersten installierten Kilowatt. Die Tatsache, dass die spezifischen Kosten sich mit zunehmender Anlagengröße verringern, ist nicht eingerechnet. Der Grund dafür ist die Optimierung linearer Probleme im Energietechnikmodul. Die Berücksichtigung der Kostendegression bei zunehmender Anlagenkapazität führt zu höheren als linearen Abhängigkeiten und ist mit dem gewählten, linearen Ansatz nicht mehr lösbar.

Um die OES-Gesamtkosten mit den RES-Gesamtkosten in Beziehung setzen zu können, ist es nötig, die Kosten für die Installation von NT-Wärmenetzen einzubeziehen (vgl. Netzkosten für W₃ in Tab. D.1). Die Kosten für Netze sind abhängig von der verlegten Rohrleitung und dem tiefbaulichen Aufwand für die Verlegung der Gewerke. Die wichtigsten Parameter sind der Rohrtyp, der Rohrdurchmesser, die Länge der verlegten Rohrleitung und die in situ-Voraussetzung der Trassenführung. Im Energietechnikmodul ist jedoch keine detaillierte ortsauflösende Modellierung vorgesehen. Um die spezifischen Kosten pro NT-Wärmeanschlussleistung zu erhalten, werden vier existierende NT-Wärmenetze mit unterschiedlichen NT-Wärmeanschlussleistungen analysiert. Da-

zu wird eine Klassifizierung der gesamten Leitungslänge bezüglich der unterschiedlichen Rohrdurchmesser erstellt. Die für jede Durchmesserklasse anfallenden Kosten für eine erdverlegte Neuinstallation werden ermittelt und zu Gesamtkosten summiert. Die Division der Gesamtkosten durch die NT-Wärmeanschlussleistung ergibt einen spezifischen Faktor für die Kosten pro installierter Anschlussleistung für Fern- und Nahwärmenetze [GEF, 2003]; [AGFW, 1996].

D.2.2 Kosten der Techniken in den OES

D.2.2.1 Kostenentwicklungen von Brennstoffen

Ohne detailliert alle Vorgehensweisen zur Bestimmung zukünftiger Kosten anzusetzen, werden einige wichtige Punkte in den nachstehenden Abschnitten angesprochen.

Zukünftige Kosten für Öl und Gas Die in Tab. D.2 abzulesende Entwicklung der Kosten für Gas und Öl basiert auf der Annahme, dass der *Börsen-Ölpreis* im betrachteten Zeitraum nicht langfristig über $30 \frac{\text{US-}\$}{\text{barrel}}$ steigen wird [LAKO et al., 1999]. Diese Annahme ist durch die Explorationskosten für unkonventionelles Öl aus Ölschiefern oder Ölsanden zu begründen, die mit wenig mehr als $30 \frac{\text{US-}\$}{\text{barrel}}$ angesetzt werden. Steigt der Börsen-Ölpreis konventionellen Öls über diese Grenze, wäre die Gewinnung unkonventionellen Öls wirtschaftlich und würde den Börsen-Ölpreis bei knapp über $30 \frac{\text{US-}\$}{\text{barrel}}$ fixieren [LAKO et al., 1999].

Um letztlich zu den in Tab. D.2 angeführten Kosten zu gelangen, wird eine ermittelte, vereinfachte Entwicklung des Börsen-Öl- und Gaspreises verwendet [LAKO et al., 1999]. Diese Werte werden um die fälligen Mineralölsteuern für den energetischen Einsatz erhöht und mit einer Teuerungsrate versehen. Für den Einsatz in KWK-Anlagen wird eine fiskalische Vergünstigung angenommen [VDM, 2000]; [ZOLL, 2003].

Zukünftige Kosten übriger Brennstoffe Die übrigen Brennstoffkosten entsprechen den Kosten des Jahres 2003 – soweit zugänglich – und werden mit einer Teuerungsrate versehen.

D.2.2.2 Kostenentwicklungen von Energieversorgungstechniken

Für die konventionellen Versorgungstechniken wie Gasturbinen-, Dampfturbinen- oder GuD-Kraftwerke, Gasheizungen, Gas-Brennwertheizungen etc. werden die Kosten für die Installation aus der *GEMIS*-Datenbank entnommen und als konstant übernommen [ÖKO-INSITUT, 2003].

Anderes gilt für unkonventionelle Techniken, die heute noch nicht ohne weiteres am Markt verfügbar sind oder noch nennenswerte Kostendegressionen erfahren müssen, bis eine Marktdurchdringung zustande kommen kann. Dies betrifft insbesondere die Brennstoffzellentechnologie und die Photovoltaik.

Zukünftige Kosten von Brennstoffzellen Verschiedene Typen von Brennstoffzellen werden derzeit als Demonstrationsprojekte betrieben. Ein Beispiel ist der RWE-Brennstoffzellenpavillon in Essen, in dem jeweils eine Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC), Polymermembran-Brennstoffzelle (PEMFC) und Feststoffoxid-Brennstoffzelle (SOFC) mit Erdgas betrieben werden [RWE, 2003].

Tabelle D.2: Kostenfaktoren der Versorgungstechniken in den Basisszenarios der optimierten Energiesysteme OES15₁ und OES25₁.

Nach [ASUE, 2001]; [CARMEN e. V., 2003]; [HEINRICH et al., 2002]; [HARTMANN et al., 1995]; [HOFFMANN, 2002]; [LAKO et al., 1999]; [REUSS, 2003]; [HEINEN, 2001]; [RWE, 2003]; [TSB, 2000]; [BIRNBAUM, 2002]; [VDM, 2000]; [ZOLL, 2003]; [ÖKO-INSITUT, 2003]; [SCHÖLLKOPF et al., 2000]; [JENSEITS et al., 1999].

Anm.:)[†] in $\frac{\text{EUR}}{\text{m}^2}$)[‡] Betriebsdauer > $a = 20$ Jahre, es fallen keine annuisierten Installationskosten mehr an.

Technik i	$C_{i,P_{inst}}$		$C_{i,fix}$		$C_{i,fuel}$		$C_{i,operation}$	
	in $\frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$				in $\frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}$			
	2015	2025	2015	2025	2015	2025	2015	2025
VN	0	0	0	0	0.07834	0.10505	0	0
PV	154 [†]	154 [†]	0	0	0	0	0	0
MV	0 [‡]	0 [‡]	0	0	0.01377	0.01678	0	0
GT	1 111.4	0 [‡]	0	0	0.01326	0.01680	0	0
KW _{a, b}	527	527	0	0	0.01326	0.01680	0	0
MC _{a, b}	1 000	1 000	0	0	0.01326	0.01680	0	0
GB	920	920	0	0	0.01326	0.01680	0	0
P	1 250	1 250	0	0	0.01326	0.01680	0	0
BG	1 636	1 636	0	0	0.00210	0.00256	0.0150	0.0182
GH	1 191	1 191	0	0	0	0	0.01682	0.02050
SF	128	128	0	0	0.05239	0.07545	0	0
HW _{a, b}	914	914	0	0	0.01408	0.01716	0	0
SN	128	128	0	0	0.05239	0.07545	0	0
ST	370 [†]	370 [†]	0	0	0	0	0	0
WS	0	0	0	0	0	0	0.034481	0.034481
XS	271	271	0	0	0.05239	0.07545	0	0
T	767	767	0	0	0.04075	0.04967	0	0
B	352	352	0	0	0.05239	0.07545	0	0
K ₁	0 [‡]	0 [‡]	0	0	0.05239	0.07545	0	0
K ₂	352	352	0	0	0.05239	0.07545	0	0
K ₄	0 [‡]	0 [‡]	0	0	0.03903	0.05457	0	0
K ₅	0 [‡]	0 [‡]	0	0	0.03903	0.05457	0	0
K ₆	0 [‡]	0 [‡]	0	0	0.04884	0.05954	0	0
W ₃	130	0	0	0	0	0	0	0
N _i	680	0	0	0	0	0	0	0
X _i	680	0	0	0	0	0	0	0

Gegenüber den mit Wasserstoff gefeuerten Brennstoffzellen werden den gasgefeuerten aufgrund des technischen Entwicklungsstandes die größeren Potentiale für einen Markteintritt bis 2015 eingeräumt. Dort werden wiederum die MCFC im mehr zentralen Großanlagenbereich und die PEMFC im Hausbrand favorisiert.

Allerdings werden Kostendegressionen auf $1000 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$ für MCFC und $1250 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$ für PEMFC als Voraussetzung für eine Marktdurchdringung genannt [HEINEN, 2001]; [BIRNBAUM, 2002]; [RWE, 2003]; [KLINGER, 2002].

Diese Kosten werden für die OES angesetzt.

Zukünftige Kosten von Photovoltaik-Anlagen Die Anlagen für eine thermische und elektrische Nutzung der solaren Einstrahlung sind heute in verschiedenen Größenordnungen am Markt verfügbar. Dennoch haben sie infolge der hohen Investitionskosten bisher keinen bedeutenden Anteil am Markt erreicht, obschon gerade photovoltaische Anlagen enorme Kostenreduktionen erfahren haben und weitere Degressionen erwartet werden [HOFFMANN, 2002].

Bis 2015 wird daher von einer Kostenreduktion um den Faktor 3.63 bei einer gleichzeitigen Steigerung der Effizienz um +3.5 Prozentpunkte ausgegangen (vgl. Tab. 3.18, S. 101). Eine weitere Kostenreduktion wird durch die Effizienzsteigerung um zwei Prozentpunkte bis 2025 aufgezehrt [REUSS, 2003].

Literaturverzeichnis

- [AVA, 2001] Abfallverwertung Augsburg GmbH: *Abfallverwertung*. – [online]: <http://www.ava-augsburg.de/>, Stand: 2001-07-05.
- [ALLNOCH, 1992] Allnoch, N.: *Windkraftnutzung im nordwestdeutschen Binnenland. Ein System zur Standortbewertung für Windkraftanlagen*. Ardey-Verlag, Münster (= Westfälisch Geographische Studien: 44), 1992.
- [AGFW, 1996] Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e. V.: *Preisvergleich. Langfassung*. Frankfurt a. M., 1996.
- [AGFW, 2001] Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e. V.: *Pluralistische Wärmeversorgung. Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien*. Band 1: *Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, Zertifizierungsverfahren und Fördermodelle*. Frankfurt a. M., 2001.
- [AA AUGSBURG, 2002] Arbeitsamt Augsburg: *Erwerbslosen- und -tätigenstatistik. 30. Juni 2001*. Augsburg, persönliche Mitteilung von Dirk Broecker, Datenträger, 2002.
- [ASUE, 2001] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.: *BHKW-Kenndaten 2001. Module, Anbieter, Kosten*. 2001. – [online]: http://www.bhkw-info.de/info-bhkw/pdfs/bhkw_kenndaten_2001.pdf, Stand: 2003-01-29.
- [ARNDT et al., 2002] Arndt, U., D. Köhler, T. Krammer & H. Mühlbacher: *Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk – Technische und energiewirtschaftliche Bewertung*. E&M Verlagsgesellschaft, Herrsching, 2002.
- [AZ, 2003] Augsburgener Allgemeine: *Der „Spritverbrauch“ eines Hauses. Energiepass zeigt Sparmöglichkeiten auf – Sponsoren für einjährige Testphase gesucht*. Augsburg. – in: Augsburgener Allgemeine: 280, S. 5.
- [LFS, 2000] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung: *Bayern Daten 2000*. – [online]: <http://www.statsitik.bayern.de/daten/frame.html>, Stand: 2003-01-16.
- [LFU, 2003] Bayerisches Landesamt für Umweltschutz: *Luftschadstoff-Tagesmittelwertverläufe 2002. Messstation Augsburg LfU*. Augsburg, persönliche Mitteilung von Frank Palme, Datenträger, 2003.

- [STMLF, 2001] Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten: *Die Landwirtschaft im Landkreis Augsburg, einschließlich Stadt Augsburg und im Landkreis Aichach-Friedberg*. – [online]: <http://www.landwirtschaft.bayern.de/aflue/au/duf/duf.html#4.Viehhaltung>, Stand: 2003-09-30.
- [STMWVT, 2003] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie: *Energiebilanz Bayern – Daten, Fakten, Tabellen*. – [online]: http://www.stmwvt.bayern.de/pdf_frame.html?pdf=/pdf/energie/Vollversion.pdf, Stand: 2003-09-25.
- [BIRNBAUM, 2002] Birnbaum: *VLEEM – Very Long Term Energy and Environment Modelling. Annex 6: Monograph: Fuel Cells for stationary application*. (= VLEEM Final Report), 2002 – [online]: <http://www.vleem.org/PDF/annex6-monograph-fuel-cells.pdf>, Stand: 2003-11-27.
- [BLES, 2002] Blesl, M.: *Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energiewirtschaft, Stuttgart (= Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: 92), 2002.
- [BOESE, 2002] Boese, M.: *Möglichkeiten einer hohen Energieeinsparung im Wohngebäudebestand der Bundesrepublik Deutschland*. Cuvillier Verlag, Göttingen (= Dissertation, Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau, 2001), 2002.
- [BRUCKNER, 1997] Bruckner, T.: *Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme*. Dissertation, Universität Würzburg, Institut für Theoretische Physik, 1997.
- [BUWAL, 1991] Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft der Schweiz (Hg.): *Luft-Dossier*. Bern, 1991.
- [BDSG, 2002] Bundesbeauftragter für den Datenschutz – BfD: *Bundesdatenschutzgesetz – BDSG*, vom 20. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2954), in der Fassung des Änderungsgesetzes vom 18. Mai 2001 (BGBl. I S. 904), zuletzt geändert durch Art. 12 des Gesetzes vom 27. August 2002 (BGBl. I S. 3322) Aktualisierte, nicht amtliche Fassung, Stand: Dezember 2002. – [online]: http://www.bfd.bund.de/information/BDSG_neu.pdf, Stand: 2003-01-21.
- [ZOLL, 2003] Bundesministerium der Finanzen, Zoll: *Die Höhe der Mineralölsteuer*. – [online] http://www.zoll-d.de/b0_zoll_und_steuern/b0_verbrauchsteuern/c0_minuel/b0_steuertarif_neu/index.html, Stand: 2003-02-10.
- [BMFT, 1984] Bundesministerium für Forschung und Technologie: *Kurzfassung der Parameterstudie „Örtliche und regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperaturwärme“*. Forschungsvorhaben 03E – 5358 – A/B und C. VWEW, Frankfurt a. M., 1984.
- [KWK-GESETZ, 2002] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*. Bundesgesetzblatt, Jg. 2002, Teil I: 19.

- [BMWA, 2003] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: *Energie Daten 2003. Nationale und internationale Entwicklung. Zahlen und Fakten*. Berlin, 2003.
- [EEG, 2000] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*. Bundesgesetzblatt, Jg. 2000, Teil I: 305. Zuletzt geändert durch Art. 1 u. 2 G, Bundesgesetzblatt, Jg. 2003, Teil I: 1459.
- [ENEV, 2001] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden – Energieeinsparverordnung (EnEV)*. Bundesgesetzblatt: 59, Teil 1, 2001-11-21.
- [TA LUFT, 2002] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft)*. GMBI. 2002, H. 25... 29, S. 511... 605.
- [CARMEN e. V., 2003] Centrales-Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungsnetzwerk e. V. (2003): *Holzpellets - eine Alternative zum Heizöl*. – [online]: <http://www.carmen-ev.de/deutsch/marktplatz/bezugsque/pelinfo1.html>, Stand: 2003-02-12.
- [CHRISTOFFER, 2003] Christoffer, L.: *Nachhaltige Energieversorgung der Hansestadt Greifswald. Betrachtung des Umweltverhaltens und die Wirtschaftlichkeit der Biogasnutzung*. Diplomarbeit, Fachhochschule Stralsund, Fachbereich Maschinenbau, 2003.
- [KLIMA-BÜNDNIS, 2003] Climate Alliance, Klima-Bündnis, Allianz del Clima e. V.: *Klima-Bündnis der europäischen Städte mit indigenen Völkern der Regenwälder*. – [online]: <http://www.klimabuendnis.org/>, Stand: 2003-12-15.
- [CRAW, 2002] Craw, I. : *Linear Optimisation and Numerical Analysis MX3503*. Version 4.2, Universität Aberdeen, Dep. of Mathematical Sciences, Aberdeen, 2002.
- [ENQUETE, 1995] Deutscher Bundestag (Hg.): *Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages. Band 3: Studienprogramm*. Economica Verlag, Bonn, 1995.
- [ENQUETE, 2002] Deutscher Bundestag (Hg.): *Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages*. Schlussbericht. 2002. – [online]: <http://www.bundestag.de/gremien/ener/index.html>, Stand: 2002-12-02.
- [DWD, 1999] Deutscher Wetterdienst: *Globalstrahlungs- und Temperaturdaten für die Messstationen Augsburg-Mühlhausen und Weihenstephan*. München, 1999.
- [DWD, 2002] Deutscher Wetterdienst: *AKTerm 1997... 2001 neu für die Messstation Augsburg-Mühlhausen*. Offenbach, 2002.
- [DIN 52731, 1996] Deutsches Institut für Normierung e.V.: *DIN 51731. Prüfung fester Brennstoffe – Preßlinge aus naturbelassenem Holz – Anforderungen und Prüfung*. Berlin, 10/1996.

- [DPA, 2003] Deutsche Presseagentur: *Stromversorger wollen kräftig zulangen.* – in: Schwäbische Zeitung: 271, 2003.
- [DIEKMANN et al., 1997] Diekmann, B. & K. Heinloth: *Energie. Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung.* 2., v. überarb. u. erw. Aufl., Teubner Verlag, Stuttgart, 1997.
- [DOHNE, 1985] Dohne, E.: *Biogasverwertung, Biogasmotoren und Wirtschaftlichkeit.* GIT Fachz. Lab.: 29, Vorabdruck, 1985.
- [EBEL et al., 1996] Ebel, W., W. Eicke-Hennig, W. Feist & H.-M. Groscurth: *Der zukünftige Heizwärmebedarf der Haushalte.* Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1996.
- [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.
- [ETHIER et al., 1986] Ethier, S.N. & T.G. Kurtz: *Markov Processes: Characterization and Convergence.* Wiley, New York, 1986.
- [ESSO, 2000] ESSO Deutschland GmbH (Hg.): *ESSO Energieprognose 2000.* Hamburg, 2000.
- [EU-KOMMISSION, 1992] Europäische Kommission: *CORINE land cover: A European Community project presented in the framework of the International Space Year.* European Conference of the International Space Year, Commission of the European Communities, Brüssel, 1992.
- [EU-KOMMISSION, 2000] Europäische Kommission: *Energy in Europe. 1999 Annual Energy Review.* Luxemburg, Offizielle Publikation der Europäischen Kommission, 2000.
- [EU-KOMMISSION, 2003] Europäische Kommission: *EU-Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG vom 13.10.2003.* Amtsblatt der Europäischen Union: L 275/32, 2003.
- [FLAIG et al., 1998] Flaig, H., C. Leuchtewies, E. v. Lüneburg, E. Ortmeier & C. Seeger (Hg.): *Biomasse – nachwachsende Energie, Potentiale – Technik – Kosten.* Expert-Verlag, Renningen-Malmsheim, 1998 (= Kontakt & Studium: 539).
- [FOURASTIÉ, 1969] Fourastié, J.: *Die große Hoffnung des 20. Jahrhunderts.* Bund-Verlag, Köln, 1969.
- [FRANGOPOULOS, 2003] Frangopoulos, C.A.: *Methods of Energy Systems Optimization.* Summer School: *Optimization of Energy Systems and Processes*, Gliwice, 2003.
- [GEF, 2003] GEF Ingenieur AG: *Spezifische Kosten der Wärmeanschlussleistung für vier verschiedene Fernwärmenetze.* Leimen, persönliche Mitteilung von Andreas Schleyer und Thomas Brümmer, Datenträger, 2003.

- [GERBERT, 1991] Gerbert, H.: *Vergleich verschiedener Erdkollektorsysteme*. FIZ, Karlsruhe (= IZW-Nericht: 3/91), S. 75...86, 1991.
- [GÜLEC et al., 1994] Gülec, T., S. Kolmetz & L. Rouvel: *Energieeinsparpotentiale im Gebäudebestand durch Maßnahmen an der Gebäudehülle*. Jülich (= IKARUS Teilprojekt 5, Bd: 5-22), 1994.
- [HAMMER, 1993] Hammer, G.: *Die neue Wärmeschutzverordnung für Architekten*. Weka-Baufachverlag, Augsburg, 1993.
- [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.
- [HANNA, 1982] Hanna, S.R.: *Review of Atmospheric Diffusion Models for Regulatory Applications*. Technical Note: 177, WMO-Nr. 581. World Meteorological Organization, Genf (CH), 1982.
- [HANSELMANN, 1996] Hanselmann, M.: *Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energiewirtschaft, Stuttgart (= Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: 29), 1996.
- [HARTMANN et al., 1995] Hartmann, H. & A. Strehler: *Die Stellung der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern aus ökologischer, ökonomischer und technischer Sicht*. Landwirtschaftsverlag Münster (= Publikationsreihe Nachwachsende Rohstoffe), 1995.
- [HARTMANN et al., 2000] Hartmann, H.; T. Böhm & L. Maier: *Naturbelassene Biogene Festbrennstoffe – Umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten*. Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (Hg.), München (= „Materialien“: 154), 2000.
- [HEINEBERG, 2000] Heineberg, H.: *Grundriß Allgemeine Geographie: Stadtgeographie*. Schöningh Verlag, Paderborn u.a. (= UTB für Wissenschaft: 2166), 2000.
- [HEINEN, 2001] Heinen, J.: *Power of Innovation: RWE Brennstoffzellenprojekt*. Vortrag, 64. AGEF-Seminar: Brennstoffzelle und ihre technische Einbindung, 2001-05-16.
- [HEINLOTH, 1997] Heinloth, K.: *Die Energiefrage. Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiko, Kosten*. Vieweg, Braunschweig und Wiesbaden (= Vieweg Handbuch Umweltwissenschaften), 1997.
- [HEINRICH et al., 2002] Heinrich, P. & B. Jahraus: *Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Gutachten*. Bundesinitiative BioEnergie, Fichtner, Stuttgart, 2002.
- [HEMMERS, 1985] Hemmers, R.: *Energie aus Biomasse*. BINE Informationspaket, Karlsruhe, 1985.

- [HOFFMANN, 2002] Hoffmann, W.: *RWE Schott Solar: Schlüsselressource Energie. Die Rolle Erneuerbarer im Allgemeinen und von PV Solarstrom im Speziellen*. Vortrag, IPP-Kolloquium, 2002-11-08.
- [IHK, 1999] Industrie- und Handelskammer für Augsburg und Schwaben (Hg.): *Wirtschaftsdaten. Kreisfreie Stadt Augsburg*. Augsburg (= IHK-Analysen 12/99), 1999.
- [ÖKO-INSITUT, 2003] Institut für angewandte Ökologie e.V.: *Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme - GEMIS. Version 4.13 (Mai 2003)*. Freiburg, Darmstadt, Berlin, 2003.
- [IFEU, 2003] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg: *CO₂-Bilanz für Augsburg. Tischvorlage zur fünften Sitzung der Fachkommission CO₂-Minderungskonzept der Stadt Augsburg*. Augsburg, Heidelberg, 2003.
- [IWU, 1994] Institut für Wohnen und Umwelt: *Leitfaden „Energiebewusste Gebäudeplanung“* 5. Aufl., Darmstadt und Wiesbaden (= Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten (Hg): *Studien zur Energiepolitik*), 1994.
- [IWU, 2003] Institut für Wohnen und Umwelt: *Publikationen – Themenbereich Energie*. Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt – [online]: <http://www.iwu.de>, Stand: 2003-09-19.
- [IWR, 2003] Internationales Wirtschaftsforum regenerative Energien: *Blackouts in Europa und den USA*. IWR-Pressedienst, Münster, 2003-10-23.
- [JANICKE, 1992] Janicke, L.: *Handbuch zum Ausbreitungsmodell LASAT*. Ingenieurbüro Janicke, Überlingen, 1992.
- [JANICKE, 2003] Janicke, L.: *AUSTAL2000. Programmbeschreibung zu Version 1.1. Stand 2003-07-07. Entwicklung eines modellgestützten Beurteilungssystems für den anlagenbezogenen Immissionsschutz*. UFOPLAN Forschungskennzahl 200 43 256, Dunum, im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin – [online]: <http://www.austal2000.de>, Stand: 2003-09-19.
- [JARRE, 2000] Jarre, F.: *Optimierung I. Wintersemester 1996/97*. Würzburg, Universität Würzburg, Inst. f. Angew. Mathematik und Statistik, 2000.
- [JENSEITS et al., 1999] Jenseits, W., T. Lützkendorf & O. Eiermann: *Erarbeitung von Basisdaten zum Energieaufwand und der Umweltbelastung von energieintensiven Produkten und Dienstleistungen für Ökobilanzen und Öko-Audits*. UBA Forschungsförderung 104 01 123, Darmstadt, Karlsruhe, Weimar, 2000.
- [JONES, 1992] Jones, B.G.: *Population Growth, Urbanization and Disaster Risk and Vulnerability in Metropolitan Areas: A Conceptual Framework*. – in: Kreiner, A. & M. Munasinghe (Hg.): *Environmental Management and Urban Vulnerability*. Weltbank Diskussionspapier: 168, Weltbank, Washington, 1992.
- [KALTSCHMITT et al., 1997] Kaltschmitt, M. & A. Wiese: *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 2. Aufl., Springer Verlag, Berlin u.a., 1997.

- [KALTSCHMITT et al., 2001] Kaltschmitt, M. & H. Hartmann (Hg.): *Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren*. Springer Verlag, Berlin u.a., 2001.
- [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.
- [KLEEMANN et al., 1993] Kleemann, M. & M. Meliß: *Regenerative Energiequellen*. 2., vö. Neubearb. Aufl., Springer Verlag, Heidelberg u.a., 1993.
- [KLEEMANN et al., 2000] Kleemann, M., R. Heckler, G. Kolb & M. Hille: *Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2025*. Jülich (= Schriften des FZJ, Umwelt/Environment: 23), 2000.
- [KLEIN et al., 1976] Klein, S. A.; J.A. Duffie & W.A. Beckman: *TRNSYS – A Transient Simulation Program*. ASHRAE Trans, 82/1976, S. 623ff.
- [KLINGER, 2002] Klinger, K.: *Niedertemperatur-Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung. Produktmanagement Brennstoffzellen Vaillant GmbH, Remscheid*. [online]: http://www.vaillant.de/mod/netmedia_pdf/data/bzh_ihk_2002-02-19.pdf, Stand: 2003-02-06.
- [KOLMAN et al., 1995] Kolman, B. & R. E. Beck: *Elementary Linear Programming with Applications*. 2. Aufl., Academic Press, San Diego, 1995.
- [LAKO et al., 1999] Lako, P. & H.J.M. de Vries: *Vorraden 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), 1999.
- [LANGE, 1991] Lange, N. de: *Bevölkerungsgeographie*. Ferdinand Schöningh, Paderborn u.a. (= Grundriß Allgemeine Geographie: V), 1991.
- [LANGNISS et al., 1998] Langniß, O., J. Luther, J. Nietsch & E. Wiemken: *Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland*. 2. Aufl., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Freiburg, Stuttgart, 1998.
- [LEHMANN et al., 2002] Lehmann, B. & M. Koschenz: *Gebäude- und Systemsimulation*. Gebäudetechnik 5/2002, S. 19...25.
- [NASA, 2003] National Space Agency: *Earth Observatory. News Archive*. – [online]: <http://earthobservatory.nasa.gov/Newsroom/NewImages/>, Stand: 2003-12-12.
- [OELKE, 2004] Oelke, J.: *Arbeitstitel: Energieverbrauch in Städten – der Weg von physikalischen Gebäudemodellen zu integralen Stadtmodellen*. Diplomarbeit, Universität Augsburg, Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik, in Bearbeitung, 2004.
- [PELTE, 2002] Pelte, D.: *Die Zukunft unserer Energieversorgung. Physikalische Grundlagen und Folgerungen*. Vorlesungsskript, Universität Heidelberg, Fakultät für Physik und Astronomie. – [online]:

- <http://energie1.physik.uni-heidelberg.de/vrlsg/start.htm>, Stand: 2003-09-09.
- [PERRIDON et al., 2002] Perridon, L. & M. Steiner: *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. 11., überarb. und erw. Aufl., Vahlen, München (= Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften), 2002.
- [PFEIFER et al., 2001/02] Pfeifer, M., C. Schicker, K. Baldermann & M. Schmid: *Potential der Wasserkraft in Augsburg*. Augsburg, Wintersemester 2001/02 (= Projektarbeit FH Augsburg, in Zusammenarbeit mit der Koordinierungsstelle Umwelt FH Augsburg).
- [PLUTZAR et al., 2000] Plutzar, 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.
- [PRESS, 1989] Press, W.H.: *Numerical Recipes*. Cambridge University Press, Cambridge, 1989.
- [REISINGER et al., 2002] Reisinger, H., Dulle, Henao & Pittermann: *VLEEM – Very Long Term Energy and Environment Modelling. Annex 7: Monograph: House of the future*. (= VLEEM Final Report), 2002 – [online]: <http://www.vleem.org/PDF/annex7-monograph-house.pdf>, Stand: 2002-12-12.
- [REG. SCHWABEN, 2003] Regierung von Schwaben: *Schwaben in Zahlen. Bevölkerung*. – [online]: <http://www.regierung.schwaben.bayern.de>, Stand: 2002-12-12.
- [REUSS, 2003] Reuss, M.: *Kosten- und Wirkungsgrade von solarthermischen Niedertemperaturanlagen*. Garching, persönliche Mitteilung von Manfred Reuß, 2003.
- [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.
- [ROEDEL, 2000] Roedel, W.: *Physik unserer Umwelt. Die Atmosphäre*. 3. Aufl., Springer Verlag, Berlin u. a., 2000.
- [ROTH, 1980] Roth, U. et al.: *Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen*. Bonn, 1980 (= Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (Hg.): *Raumordnung*. 06.044).
- [RWE, 2003] RWE AG: *RWE Power Template*. Vortrag 2003-01-23.
- [RWE, 2003] RWE AG: *RWE Brennstoffzellen-Pavillon*. – [online]: <http://www.rwe.com/generator.aspx/templateId=renderPage/id=5074>, Stand: 2003-11-27.
- [SANTAMOURIS, 2001] Santamouris, M.: (Hg.): *Energy and climate in the urban built environment*. James & James, London, 2001.

- [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.
- [SCHMITZ, 1984] Schmitz, H.: *Altbausanierung – Konstruktions- und Kostenvergleich*. Mueller Verlag, Köln-Braunsfeld, 1984.
- [SCHÖLLKOPF et al., 2000] Schöllkopf, W., W. Dallmayer & C. Oberdorf: *Vorplanung Solare Nahwärme München-Ackermannbogen, Abschlussbericht an das Referat für Stadtplanung und Raumordnung der Landeshauptstadt München*. Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V., Garching, März 2000.
- [SCHULZ et al., 2003] Schulz, W., M. Hille & W. Tentscher: *Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten*. Gutachten des Bremer Energie Instituts im Auftrag der Bremer Energie-Konsens GmbH. Bremen, 2003.
- [STA, 1998] Stadt Augsburg, Referat für Stadtentwicklung, Wirtschaftsförderung und Liegenschaften, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Statistisches Jahrbuch der Stadt Augsburg (Berichtsjahre 1992 – 1998)*. Augsburg, 1998.
- [STA, 2000] Stadt Augsburg: *Augsburg in Zahlen*. – [online]: http://www.augsburg.de/Seiten/augsburg_d/index/i_wirtschaft.shtml, Stand: 2001-03-19.
- [AFSS, 2002A] Stadt Augsburg, Referat für Stadtentwicklung, Wirtschaftsförderung und Liegenschaften, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Ergebnisse der Volkszählung 1987*. Augsburg, *persönliche Mitteilung des Amtes für Stadtentwicklung und Statistik, Datenblätter*, 2002.
- [AFSS, 2002B] Stadt Augsburg, Referat für Stadtentwicklung, Wirtschaftsförderung und Liegenschaften, Amt für Stadtentwicklung und Statistik (Hg.): *Statistische Daten für Augsburg 2000. Fortschreibung der Volkszählung 1987* Augsburg, *persönliche Mitteilung des Amtes für Stadtentwicklung und Statistik, Datenblätter*, 2002.
- [STA, 2002C] Stadt Augsburg, Vermessungsamt & Amt für Stadtentwicklung und Statistik: *Digitale Karte der Stadt Augsburg, statistische Blöcke*. Augsburg, 2002.
- [STAWA, 2000] Stadtwerke Augsburg Energie GmbH: *Nachfragezeitreihen an Strom und Fernwärme der Stadtwerke Augsburg für die Jahre 1997 und 1998*. Augsburg, *persönliche Mitteilung, Datenträger*, 2000.
- [STAWA, 2002A] Stadtwerke Augsburg Energie GmbH: *Abrechnungslisten Strom, Fernwärme und Gas der Stadtwerke Augsburg. Abrechnungszeitraum 2000/01*. Augsburg, *persönliche Mitteilung von Albert Raum und Richard Wanka, Datenträger*, 2002.
- [STAWA, 2002B] Stadtwerke Augsburg Energie GmbH: *Anteil der Fernwärme an der Niedertemperaturwärme-Versorgung in Augsburg. Flächenverfügbarkeit der Gasversorgung in Augsburg*. Augsburg, *persönliche Mitteilung von Albert Raum*, 2002.

- [STAWA, 2002C] Stadtwerke Augsburg Energie GmbH: *Entwicklung des Gesamtabsatzes an Strom, Fernwärme und Gas der Stadtwerke Augsburg zwischen 1955 und 2003*. Augsburg, persönliche Mitteilung von Richard Wanka, Datenträger, 2002.
- [STAWA, 2003A] Stadtwerke Augsburg Energie GmbH: *Information zu den Heiz- und Heizkraftwerken der Stadtwerke Augsburg*. Augsburg, persönliche Mitteilung von Leonhard Springer, Datenträger, 2003.
- [STAWA, 2003B] 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, 1985] Statistisches Bundesamt (Hg.): *Statistisches Jahrbuch 1984 für die Bundesrepublik Deutschland*. Kohlhammer Verlag, Stuttgart, 1985.
- [DESTATIS, 2002A] Statistisches Bundesamt: *West-Europa. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen Bruttonationaleinkommen (Bruttosozialprodukt) im Nachweis der Weltbank*. – [online]: <http://www.destatis.de/basis/d/aus1/aus1803.htm>, Stand: 2002-11-13.
- [DESTATIS, 2002B] 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.
- [STEEMERS, 2003] Steemers, K.: *Energy and the city: density, buildings and transport*. – in: *Energy and Buildings*: 35 (2003), S. 3...14.
- [STEINBERGER-WILLMS, 1993] Steinberger-Willms, R.: *Untersuchung der Fluktuation der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konversionsanlagen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze*. Dissertation, Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, 1993.
- [STREHLER et al., 2002/03] Strehler, M., H. Müller, D. Jakovljevic & D. Sikazwe: *Wasserkraft in Augsburg. Reaktivierung von stillgelegten und defekten Wasserkraftanlagen*. Augsburg, Wintersemester 2002/03 (= Projektarbeit FH Augsburg, in Zusammenarbeit mit der Koordinierungsstelle Umwelt FH Augsburg).
- [SULTAN, 1993] Sultan, A.: *Linear programming: An introduction with applications* Acad. Press, Boston u.a., 1993.
- [TSB, 2000] Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung: *Holzhackschnitzel-Heizung für eine Hauptschule*. Bingen, 2000. [online]: <http://www.tsb.fh-bingen.de>, Stand: 2003-02-12
- [UBA, 2002] Umweltbundesamt: *Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland*. Berlin, 2002.
- [VDEW, 1997] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.: *Haushaltskundenbefragung 1996 – Auswertungsbericht*. VDEW, Frankfurt a. M., 1997.

- [VDEW, 2001] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.: *VDEW-Jahresbericht 2001. Energiethemen gemeinsam kommunizieren.* – [online]: <http://www.strom.de/>, Stand: 2003-01-09.
- [VDM, 2000] Verband Deutscher Makler e.V.: *Empfehlung der EU-Kommission zur Umstellung auf den Euro: Was bedeutet das für die Kunden?* – [online] <http://ww1.vdm.de/grundbesitz/grund147.htm>, Stand: 2003-02-10.
- [UN, 2003] Vereinte Nationen, Population Division, Department of Economic and Social Affairs: *World Urbanization Prospects. The 2001 Revision. Data Tables and Highlights.* New York u.a., 2002.
- [WELCH, 1980] Welch, R.: *Monitoring urban population and energy utilization patterns from satellite data.* – in: *Remote Sensing of Environment*: 9, 1980, S. 1...9.
- [WERNER, 1993] Werner, J.: *Ein Verfahren zur überschlägigen Höhenextrapolation von Windgeschwindigkeiten und Windkraftanlagen-Stromerträgen – Windenergie Aktuell*, 3., 8/1993, S. 8...11.
- [WERNER, 1996] Werner, J.: *Zur Beziehung zwischen Windprofil und „optimaler“ Nabenhöhe von Windkraftanlagen.* – in: Holtmeyer, F.-K. (Hg.): *Beiträge aus den Arbeitsgebieten am Institut für Landschaftsökologie.* Verlag Natur und Wissenschaft, Solingen, S. 75...84, 1996.
- [WIENER STW., 2003] Wiener Stadtwerke: *Fernwärme Wien. Die Sauberbrenner. Emissionen.* – [online] <http://www.sauberbrenner.at>, Stand: 2003-02-05.
- [WCED, 1987] World Commission on Environment and Development: *Our Common Future.* Oxford University Press, New York (= Brundtland-Bericht), 1987 .
- [ZENGER, 1998] Zenger, A.: *Atmosphärische Ausbreitungsmodellierung. Grundlagen und Praxis.* Springer Verlag, Berlin u.a., 1998.
- [ZÖRING, 1991] Zöring, P.: *Degeneracy graphs and simplex cycling.* Springer Verlag, Berlin u.a. (= Lecture notes in economics and mathematical systems: 357), 1991.

Danksagung

Am Ende einer Arbeit ist es guter Brauch sich zu bedanken. Ich möchte mich bei all jenen bedanken, die in der einen oder anderen Weise zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Zunächst gilt mein Dank all jenen, die hier nicht namentlich genannt werden.

- Mein besonderer Dank gilt Prof. Dr.-Ing. Kurt Behringer für die Themenstellung und die Übernahme des Erstgutachtens. Ich danke für die Möglichkeit diese Arbeit am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in Garching und am Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik (EPP) der Universität Augsburg anfertigen zu können.
- Ich danke Prof. Dr. Armin Reller für die Anfertigung des Zweitgutachtens.
- Mein größter Dank gilt meinem Betreuer und Mentor Dr. Thomas Hamacher. Die einzigartige Betreuung, die immer gute Laune und Gelassenheit, der Ideenreichtum, die unzähligen Telefonate und Diskussionen über aufgabenspezifische und allgemeine Themen haben für eine fruchtbare und zu jeder Zeit angenehmen Arbeitsatmosphäre gesorgt.
- Bedanken möchte ich mich bei dem Geschäftsführer des Wissenschaftszentrums Umwelt (WZU), Dr. Jens Soentgen. Diese Arbeit war ein gemeinsames Projekt von IPP, EPP und WZU.
Dr. Jens Soentgen war ein wertvoller Gesprächspartner insbesondere bei organisatorischen Fragen. Seine Unterstützung hat zur öffentlichen Wahrnehmung dieser Arbeit in der Umweltstadt Augsburg beigetragen. Das WZU, das diese Arbeit mit finanziert hat, hat mir zur Gestaltung spannender Workshops verholfen.
- Meinen Kollegen in der Arbeitsgruppe in Augsburg schulde ich einen besonderen Dank. Markus Biberacher und Jochen Oelke sind mir zu Freunden auch über die Arbeit hinaus geworden. Vielen Dank für eine schöne Zeit.
- Herausheben möchte ich Dirk Wunderlich. Er hat in seiner Zeit als studentische Hilfskraft wertvolle Programmierarbeit bei der Entwicklung des Optimierungspaketes geleistet. Auch nach dem Ende seines Vertrages war er immer bereit, Probleme in kürzester Zeit zu lösen. Dirks anhaltende Hilfsbereitschaft – nicht nur bei Software-Fragen – war wertvoll, auch über die Arbeit hinaus.
- Bedanken möchte ich mich bei allen Mitgliedern des Lehrstuhls für Experimentelle Plasmaphysik für das positive Arbeitsumfeld.

- Ich danke den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Wissenschaftlich-Technischen Büros des Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Garching. Die Versorgung mit Arbeitsmitteln, Reiseorganisationen u. ä. haben mir ein reibungsloses Arbeiten und die Konzentration auf meine Aufgabenstellung ermöglicht. Hier möchte ich PD Dr. Hans-Stephan Bosch als Bereichsleiter und Frau Doris Preis besonders erwähnen.
Die Freundlichkeit im WTB wird mir in guter Erinnerung bleiben.
- Zu großem Dank bin ich den Korrekturleserinnen und Korrekturlesern verschiedener, von mir verfasster Texte, einschließlich dieser Arbeit verpflichtet. Herausheben möchte ich Dr. Thomas Bruckner, Dr. Christian G. Eherer, Christine Meyer, Sabine Mrugalla und Jochen Oelke.
- Ohne die zahlreichen Datenbanken, die mir von verschiedenen Stellen zur Verfügung gestellt wurden, wäre die umfassende Betrachtung des Augsburger Energiesystems unmöglich gewesen. Angenehm war die Hilfsbereitschaft, die mir von allen Seiten zuteil wurde. Ausdrücklich erwähnen möchte ich Albert Raum, Richard Wanka und Leonhard Springer (StaWA), Erwin Kastenmayer (Kaminkehrer-Innung für Augsburg und Schwaben), Josef Fackler und Heinrich Glöckner (Amt für Stadtentwicklung und Statistik), Dr. Alois Betz und Hans-Peter Koch (Umweltamt), Frank Palme (LfU), Dr.-Ing. Andreas Schleyer und Thomas Brümmer (GEF Ing.-AG), Siegfried Wucher (FV Biogas e. V.), Hans Hertle (ifeu), Frank von Römer (Forstamt), Jens Kuckelkorn und Stefan Winkelmüller (ZAE Bayern), PD Dr. Bernhard Schmidt (Institut für Mathematik, U Augsburg) .
In diesem Zusammenhang danke ich auch allen übrigen Gesprächspartnern, die ich nicht einzeln aufgeführt habe.
- Ein riesiges *Dankeschön* an meine Eltern, Walburgis und Franz-Josef Richter, die mir das Studium überhaupt erst ermöglicht und mich bei allen meinen Plänen tatkräftig unterstützt haben.
- Zu guter Letzt danke ich Simone Mrugalla. Sie hat mich in den letzten drei Jahren geduldig aber auch kritisch unterstützt. Ich danke ihr für die unzähligen Diskussionen, das Zuhören bei zahllosen Probevorträgen und das häufige Korrekturlesen – nicht nur dieser Arbeit.