

**Entwicklung eines Modells für die  
Investitions- und Produktionsprogrammplanung von  
Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt**

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

von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe

genehmigte  
DISSERTATION

von  
Diplom-Ingenieur Mathias Göbelt

Tag der mündlichen Prüfung: 20.12.2001

Referent: Prof. Dr. O. Rentz

Korreferent: Prof. Dr. Ch. Weinhardt

Karlsruhe, Dezember 2001



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung und Anwendung eines entscheidungsunterstützenden Modells für die langfristige Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes. Sie entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH). Ausgangspunkt der Arbeit waren Forschungsarbeiten im Auftrag verschiedener Energieversorgungsunternehmen, vor allem der Stadtwerke Karlsruhe, der RWE und der Electricité de France.

Meinem Doktorvater, dem Institutsleiter des IIP, Herrn Prof. Dr. Otto Rentz, gilt mein besonderer Dank für die fachliche und persönliche Unterstützung und das in mich gesetzte Vertrauen. Herrn Prof. Dr. Christof Weinhardt, Lehrstuhl für Informationsbetriebswirtschaftslehre der Universität Karlsruhe (TH) danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferats und die wertvollen Anregungen.

Bei meinen Kolleginnen und Kollegen der Arbeitsgruppe Energiesystemanalyse und Umwelt, Herrn PD Dr. Martin Wietschel, Herrn Dr. Wolf Fichtner, Herrn Dr. Martin Dreher, Herrn Michael Frank, Herrn Norbert Enzensberger, Herrn Sven Graehl, Frau Aurelie Fleury und Frau Ingela Tietze-Stöckinger möchte ich mich besonders für die hervorragende und freundschaftliche Zusammenarbeit und die zahlreichen fruchtbaren Diskussionen bedanken. Darüber hinaus gilt mein Dank allen – auch ehemaligen - Kolleginnen und Kollegen des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion und des Deutsch-Französischen Instituts für Umweltforschung sowie meinen Diplomanden.

Nicht zuletzt danke ich ganz herzlich meiner Frau Diana, meinen Eltern und meinen Schwestern sowie allen Angehörigen und Freunden für ihre Unterstützung.

Heidelberg, im Dezember 2001

Mathias Göbelt

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>VI</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>X</b>
<b>1 EINLEITUNG.....</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung .....	1
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg.....	3
<b>2 ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZUNG FÜR DIE INVESTITIONS- UND PRODUKTIONSPROGRAMMPLANUNG VON ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN .....</b>	<b>6</b>
2.1 Einleitung .....	6
2.2 Besonderheiten der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU und resultierende Anforderungen für die Entscheidungsunterstützung.....	6
2.3 Auswirkungen der Liberalisierung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU .....	10
2.4 Existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen .....	13
2.5 Das PERSEUS-EVU Modell .....	13
2.5.1 Einleitung.....	13
2.5.2 Einsatzbereich.....	16
2.5.3 Methodik.....	17
2.5.4 Mathematische Beschreibung des Modells .....	19
2.5.4.1 Einleitung .....	19
2.5.4.2 Modellparameter.....	20
2.5.4.3 Darstellung der in den Gleichungen verwendeten Bezeichnungen.....	23
2.5.4.4 Zielfunktion .....	26
2.5.4.5 Deckung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen.....	27
2.5.4.6 Bilanzierungsgleichungen .....	27
2.5.4.7 Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen .....	30
2.5.4.8 Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien .....	30
2.5.4.9 Beschränkung der Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien .....	31
2.5.4.10 Beschränkung des Einsatzes von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien .....	31
2.5.4.11 Abbildung der Energiespeicherung .....	33
2.5.4.12 Abbildung von Reservekapazitäten.....	34
2.5.4.13 Spezielle Gleichungen zur Technologimodellierung .....	34
2.5.4.14 Abbildung verschiedener Betriebsweisen von Turbinen .....	36
2.5.4.15 Spezielle Gleichungen zur Modellierung von Bezugsverträgen .....	36
2.5.4.16 Abbildung von Ertüchtigungsmaßnahmen, Stilllegungsausgaben und vorzeitigen Rückbaumaßnahmen .....	37
2.5.4.17 Abbildung umweltrelevanter Vorgaben .....	37
2.5.4.18 Beschränkung des Verhältnisses zwischen den Outputs von Prozessen, Anlagen und Produzenten .....	40

<b>3</b>	<b>MODELLERWEITERUNGEN ZUR ANPASSUNG AN DIE RAHMENBEDINGUNGEN DES LIBERALISIERTEN ELEKTRIZITÄTSMARKTES .....</b>	<b>42</b>
3.1	Einleitung .....	42
3.2	Einführung einer Gewinnmaximierung als alternativer Zielfunktion.....	42
3.2.1	Ausgangslage und Motivation .....	42
3.2.2	Diskussion möglicher Lösungsansätze .....	44
3.2.3	Modelltechnische Umsetzung.....	50
3.3	Berücksichtigung von Unsicherheiten .....	53
3.3.1	Ausgangslage und Motivation .....	53
3.3.2	Diskussion möglicher Lösungsansätze .....	55
3.3.2.1	Einleitung .....	55
3.3.2.2	Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung .....	55
3.3.2.2.1	Bestands- und Entwicklungsflexibilität.....	55
3.3.2.2.2	Korrekturverfahren .....	57
3.3.2.2.3	Sensitivitätsanalyse.....	58
3.3.2.2.4	Risikoanalyse.....	58
3.3.2.3	Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in Energie- und Stoffflussmodellen bzw. Energiesystemmodellen .....	59
3.3.2.3.1	Einleitung.....	59
3.3.2.3.2	Szenarioanalyse .....	59
3.3.2.3.3	Sensitivitätsanalyse.....	60
3.3.2.3.4	Entscheidungsbaumverfahren.....	61
3.3.2.3.5	Unschärfe Programmierung.....	62
3.3.2.3.6	Stochastische Programmierung .....	64
3.3.3	Modelltechnische Umsetzung.....	77
3.3.3.1	Einleitung .....	77
3.3.3.2	Einstufige stochastische Programmierung .....	78
3.3.3.2.1	Einleitung.....	78
3.3.3.2.2	Koeffizienten der Zielfunktion .....	79
3.3.3.2.3	Koeffizienten der Rechte-Hand-Seite der Nebenbedingungen .....	86
3.3.3.2.4	Technische Koeffizienten.....	88
3.3.3.3	Mehrstufige stochastische Programmierung.....	89
3.3.3.3.1	Mehrstufiges stochastisches Modell ohne Risikopräferenz .....	93
3.3.3.3.2	Mehrstufiges stochastisches Modells mit Risikopräferenz .....	95
3.3.3.4	Kombination aus einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung.....	99
3.4	Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit.....	105
3.4.1	Ausgangslage und Motivation .....	105
3.4.2	Entwicklung und Implementierung eines flexiblen und benutzerfreundlichen Datenverwaltungssystems .....	106
3.4.3	Automatisierte Ergebnisauswertung.....	108

<b>4</b>	<b>ANWENDUNG DES ENTWICKELTEN MODELLS AUF AUSGEWÄHLTE FRAGESTELLUNGEN .....</b>	<b>109</b>
4.1	Einleitung .....	109
4.2	Beschreibung des Modells für das beispielhafte EVU.....	111
4.2.1	Bestehender Kraftwerkspark .....	111
4.2.2	Zubauoptionen .....	115
4.2.3	Nachfrage nach Elektrizität und Wärme .....	117
4.2.4	Entwicklung der Preise für Primärenergieträger .....	121
4.3	Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz eines gewinnmaximierenden Ansatzes mit und ohne Investitions-Strafterm .....	121
4.3.1	Einleitung.....	121
4.3.2	Modellergebnisse bei Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes ohne Investitions-Strafterm .....	122
4.3.3	Modellergebnisse bei Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes mit Investitions-Strafterm.....	131
4.4	Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz der einstufigen stochastischen Programmierung.....	135
4.4.1	Einleitung.....	135
4.4.2	Angenommene Wahrscheinlichkeitsverteilungen .....	136
4.4.3	Modellergebnisse .....	138
4.4.3.1	Einstufige stochastische Programmierung ohne Investitions-Strafterm .....	138
4.4.3.2	Einstufige stochastische Programmierung mit Investitions-Strafterm ..	144
4.5	Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung .....	147
4.5.1	Einleitung.....	147
4.5.2	Definition der Ereignisbäume.....	147
4.5.3	Modellergebnisse.....	151
4.5.3.1	Mehrstufige stochastische Programmierung ohne Risikopräferenz .....	151
4.5.3.2	Mehrstufige stochastische Programmierung mit Risikopräferenz .....	157
4.6	Untersuchung der Auswirkungen von Minderungsverpflichtungen für CO <sub>2</sub> -Emissionen unter Einsatz des kombinierten Ansatzes aus ein- und mehrstufiger stochastischer Programmierung.....	160
4.6.1	Einleitung.....	160
4.6.2	Definition des Ereignisbaums und weitere Vorgaben .....	161
4.6.3	Modellergebnisse.....	164
4.7	Modellgrößen und Ressourcenbedarf .....	171
4.8	Praxisanwendungen des PERSEUS-EVU Modells bei Energieversorgungsunternehmen .....	176
<b>5</b>	<b>KRITISCHE WÜRDIGUNG UND EINORDNUNG DES ENTWICKELTEN MODELLS .....</b>	<b>179</b>
5.1	Einleitung .....	179
5.2	Einsatz von PERSEUS-EVU für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU .....	179
5.3	Einführung einer Gewinnmaximierung.....	182

5.4	Stochastische Programmierung.....	185
5.4.1	Einleitung.....	185
5.4.2	Allgemeine Betrachtungen zur Integration von Unsicherheiten in das PERSEUS-EVU Modell.....	186
5.4.3	Einstufige stochastische Programmierung.....	187
5.4.4	Mehrstufige stochastische Programmierung.....	189
5.4.5	Kombination aus einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung.....	190
5.5	Einordnung des entwickelten Ansatzes in die Entscheidungsmodelle zur Investitionsprogrammplanung.....	191
<b>6</b>	<b>KONZEPTION EINES MARKTSIMULATIONSMODELLS ZUR BESTIMMUNG VON EINGANGSDATEN FÜR DIE INVESTITIONS- UND PRODUKTIONSPROGRAMMPLANUNG VON EVU.....</b>	<b>194</b>
6.1	Einleitung.....	194
6.2	Motivation für den Einsatz von Marktsimulationsmodellen bzw. Wettbewerbsmodellen.....	194
6.3	Existierende Ansätze zur Abbildung wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte.....	196
6.3.1	Einleitung.....	196
6.3.2	Kurzdarstellung des PERSEUS-ICE Modells zur Strommarktmodellierung.....	197
6.4	Konzeption des Marktsimulationsmodells PERSEUS-MSM.....	199
6.4.1	Motivation und Zielsetzung.....	199
6.4.2	Vorteile der Kombination von Energie- und Stoffflussmodellen mit Ansätzen aus der Multi-Agenten Theorie.....	200
6.4.3	Abbildung des wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes.....	202
6.4.4	Methodik und Funktionsweise des Marktsimulationsmodells.....	204
6.4.5	Beispielhafte Darstellung der Anwendung des Marktsimulationsmodells.....	208
<b>7</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK.....</b>	<b>210</b>
7.1	Einleitung.....	210
7.2	Schlussfolgerungen zur methodischen Weiterentwicklung von PERSEUS-EVU.....	210
7.3	Schlussfolgerungen aus der Anwendung von PERSEUS-EVU.....	213
7.4	Schlussfolgerungen aus der Konzeption des Marktsimulationsmodells.....	215
7.5	Ausblick.....	216
7.5.1	Einleitung.....	216
7.5.2	Ausblick auf methodische Weiterentwicklungen für Planungsaufgaben bei Energieversorgungsunternehmen.....	216
7.5.3	Ausblick auf weitere Einsatzmöglichkeiten außerhalb der Planung von EVU.....	218
<b>8</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG.....</b>	<b>220</b>
	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>226</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Bild 2-1: Hierarchie der Datenstruktur .....	19
Bild 3-1: Vereinfachte Darstellung der in PERSEUS-EVU abgebildeten Preis-Absatz-Treppenfunktion .....	49
Bild 3-2: Beispielhafter Entscheidungsbaum für ein einfaches Investitionsplanungsproblem .....	63
Bild 3-3: Beispiel für einen dreistufigen Ereignisbaum .....	72
Bild 3-4: Beispiel für einen dreistufigen Ereignisbaum mit eineindeutiger Blatt-Pfad-Zuordnung .....	73
Bild 3-5: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Kraftwerkstypen.....	81
Bild 3-6: Entwicklung der Spotpreise für Rohöl (Brent).....	82
Bild 3-7: Entwicklung der Spotpreise für Kesselkohle frei Seehäfen Nordwest-Europa.....	83
Bild 3-8: Vergleich verschiedener Prognosen der Entwicklung des Weltmarktpreises für Steinkohle bis zum Jahr 2020 .....	83
Bild 3-9: Entwicklung der durchschnittlichen Erdgaspreise in der Europäischen Union.....	84
Bild 3-10: Einfachste Form eines Ereignisbaumes als Äquivalent zum zugehörigen deterministischen Modell.....	90
Bild 4-1: Netto-Engpassleistung der Kraftwerke der bundesdeutschen Stromversorger nach Energieträgern für das Jahr 1998.....	112
Bild 4-2: Netto-Erzeugung der bundesdeutschen Stromversorger nach Energieträgern für das Jahr 1998 .....	112
Bild 4-3: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	122
Bild 4-4: Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	123
Bild 4-5: Einlastung der Kraftwerke am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2000 (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm).....	125
Bild 4-6: Einlastung der Kraftwerke am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2030 (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm).....	126
Bild 4-7: Entwicklung der Elektrizitätsproduktion nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	126
Bild 4-8: Entwicklung der spezifischen CO <sub>2</sub> -, NO <sub>x</sub> -, und SO <sub>2</sub> -Emissionen der Elektrizitätsproduktion über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm).....	128



Bild 4-9: Entwicklung der jährlichen Erlöse und Ausgaben des beispielhaften EVU (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	129
Bild 4-10: Aufteilung der Ausgaben auf die einzelnen Ausgabenbestandteile über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	130
Bild 4-11: Entwicklung der Erlöse nach Marktsegmenten über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	130
Bild 4-12: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm) .....	131
Bild 4-13: Summe der diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm) .....	132
Bild 4-14: Summe der diskontierten Ausgaben im Jahr 2030 für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm).....	133
Bild 4-15: Installierte Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030 für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm).....	134
Bild 4-16: Preiskorridore (Erwartungswert und obere Grenze des 95 %-Konfidenz-Intervalls) für die mit stochastischen Preisniveaus abgebildeten Primärenergieträger.....	137
Bild 4-17: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	139
Bild 4-18: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2000 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	139
Bild 4-19: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2010 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	140
Bild 4-20: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2020 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	140
Bild 4-21: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2030 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	141
Bild 4-22: Erwartungswerte der gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	142

Bild 4-23: Erwartungswert und untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Gewinns über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	143
Bild 4-24: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm) .....	144
Bild 4-25: Erwartungswerte der gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm) .....	145
Bild 4-26: Erwartungswert und untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Gewinns über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm) .....	146
Bild 4-27: Achtstufiger Ereignisbaum mit 2 Verzweigungsstufen und zwei alternativen Pfaden pro Verzweigung (2+6[2]-Baum) .....	149
Bild 4-28: Achtstufiger Ereignisbaum mit 2 Verzweigungsstufen und drei alternativen Pfaden pro Verzweigung (2+6[3]-Baum) .....	150
Bild 4-29: Achtstufiger Ereignisbaum mit 3 Verzweigungsstufen und zwei alternativen Pfaden pro Verzweigung (3+5[2]-Baum) .....	150
Bild 4-30: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	152
Bild 4-31: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 2 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	152
Bild 4-32: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 3 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	153
Bild 4-33: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	153
Bild 4-34: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 des 2+6[3]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	155
Bild 4-35: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 9 des 2+6[3]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	155
Bild 4-36: Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern im Jahr 2030 für die 8 Pfade 3+5[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz) .....	156
Bild 4-37: Ausgaben und Gewinn im Jahr 2030 für die vier Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz) .....	158

Bild 4-38: Maximal-, Minimal- und Mittelwert der gesamten diskontierten Ausgaben für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz) ..... 158

Bild 4-39: Maximal-, Minimal- und Mittelwert des gesamten diskontierten Gewinns für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz) ..... 159

Bild 4-40: Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Jahr 2030 für die vier Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz) 159

Bild 4-41: Graphische Darstellung des Ereignisbaums für die Abbildung von unsicheren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben..... 161

Bild 4-42: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 (keine Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 165

Bild 4-43: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 166

Bild 4-44: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 7 (hohe Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 166

Bild 4-45: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes, reduzierte Windkraftpotentiale (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 167

Bild 4-46: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 (keine Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 168

Bild 4-47: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 169

Bild 4-48: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 7 (hohe Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 169

Bild 4-49: Entwicklung der spezifischen Emissionen von CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell) ..... 170

Bild 6-1: Abbildungsbereich des PERSEUS-ICE Modells ..... 198

Bild 6-2: Beispielhafte Darstellung der Modellstruktur des Marktsimulationsmodells ..... 203

Bild 6-3: Methodischer Aufbau des Marktsimulationsmodells ..... 206

Bild 6-4: Fließschema der Anwendung des Marktsimulationsmodells ..... 207

Bild 6-5: Ablauf des iterativen Simulationsverfahrens für zwei beispielhafte Akteure ..... 209

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Module der PERSEUS Modellfamilie .....	15
Tabelle 2-2: Parameter des PERSEUS-EVU Modells.....	21
Tabelle 2-3: Zuordnung der Bilanzierungsgleichungen zu den Produzenten-Typen ...	29
Tabelle 4-1: Überblick über mehrstufige stochastische Modelle mit langfristigem Planungshorizont.....	76
Tabelle 4-2: Anzahl der Knoten von Ereignisbäumen in Abhängigkeit von der Anzahl der Stufen und der Verzweigungen an den Knoten .....	91
Tabelle 5-1: Jahreshöchstlast in den Regelzonen der bundesdeutschen Verbundunternehmen im Jahr 1999 .....	113
Tabelle 5-2: Entwicklung des Bestandes an Kraftwerkskapazitäten im beispielhaften EVU Modell in 5-Jahres-Schritten (Netto-Engpassleistung in MW).....	114
Tabelle 5-3: Entwicklung der gesamten Nachfrage [PJ] nach Elektrizität in den abgebildeten Marktsegmenten über den Betrachtungszeitraum .....	119
Tabelle 5-4: Entwicklung der maximal ausschöpfbaren Marktanteile des beispielhaften EVU über den Betrachtungszeitraum.....	120
Tabelle 5-5: Entwicklung der Marktpreise für Elektrizität [Pf/kWh] über den Betrachtungszeitraum .....	121
Tabelle 5-6: Durchschnittliche Auslastung (in Volllaststunden pro Jahr) der Anlagen nach Energieträgern (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm) .....	124
Tabelle 5-7: Charakteristika der untersuchten Ereignisbäume .....	151
Tabelle 5-8: Jährliche Ausgaben, Erlöse und Gewinne für die Pfade des 2+6[2]- Ereignisbaumes [Milliarden DM <sub>2000</sub> ] (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz).....	154
Tabelle 5-9: CO <sub>2</sub> -Minderungsvorgaben der Knoten des Ereignisbaums in [Mio. t], bezogen auf die CO <sub>2</sub> -Emissionen im Jahr 2000 im Referenzfall.....	162
Tabelle 5-10: Wahrscheinlichkeiten $p$ der Knoten des Ereignisbaums .....	162
Tabelle 5-11: Anzahl der Zeilen, Spalten und Nicht-Null-Elemente sowie Speicherplatzbedarf der Matrizen verschiedener PERSEUS-EVU Modelle.....	172
Tabelle 6-1: Merkmale von Entscheidungsmodellen .....	192
Tabelle 6-2: Einordnung der Modellvarianten von PERSEUS-EVU .....	193

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland war, wie in anderen industrialisierten Ländern auch, über mehrere Jahrzehnte in hohem Maße durch staatliche Regulierung geprägt. Den Energieversorgungsunternehmen (EVU) wurde auf regional abgegrenzten Märkten eine Monopolstellung eingeräumt, die durch Konzessions- und Demarkationsverträge abgesichert wurde. Innerhalb der Demarkationsgebiete bestand für die EVU eine Anschluss- und Versorgungspflicht. Um einen Missbrauch der Monopolstellung auszuschließen, unterlagen die Elektrizitätspreise für Tarifkunden einer Preisgenehmigung durch die Wirtschaftsministerien der Bundesländer. Die Preise für Sondervertragskunden wurden gemäß dem Vergleichsmarktkonzept vom Kartellamt kontrolliert. Die Motivation für diese staatlichen Eingriffe geht auf die Auffassung zurück, dass die Elektrizitätsversorgung aufgrund ihrer Bedeutung für das wirtschaftliche und soziale Leben eine öffentliche Aufgabe darstellt. Darüber hinaus wurde häufig argumentiert, dass im Bereich der Elektrizitätsversorgung ein „natürliches“ Monopol vorliege<sup>1</sup>.

In den vergangenen Jahren wurde die Notwendigkeit einer derart weitgehenden Regulierung des Elektrizitätsmarktes, insbesondere in Hinblick auf die den EVU zugestandene Monopolstellung, zunehmend in Frage gestellt. Dabei wurde zum einen das Vorliegen eines natürlichen Monopols kritisch hinterfragt, zum anderen wurde die Wirksamkeit der staatlichen Kontrolle der EVU angezweifelt, wobei u. a. auf die Höhe des Kapitaleinsatzes und der Rückstellungen der Unternehmen sowie die im Vergleich mit dem europäischen Ausland höheren Strompreise verwiesen wurde.<sup>2</sup>

Auf europäischer Ebene wurden im gleichen Zeitraum die Bestrebungen verstärkt, auch im Bereich der Elektrizitätsversorgung einen europäischen Binnenmarkt zu schaffen. Das Ergebnis dieser Entwicklung stellt die Binnenmarktrichtlinie Strom [EC 1996] dar, die am 19. Februar 1997 in Kraft getreten ist. Um das Ziel eines länderübergreifenden Wettbewerbs auf den Elektrizitätsmärkten innerhalb der europäischen Union zu erreichen, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, die nationalen Märkte in mehreren Stufen dem Wettbewerb zu öffnen.<sup>3</sup> In der Bundesrepublik Deutschland wurde die durch die Binnenmarktrichtlinie Strom geforderte Liberalisierung des Elektrizitätssektors durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) umgesetzt. Das entsprechende Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts ist im April 1998 in Kraft getreten. Die im Gesetz festgelegte vollständige Öffnung des

---

<sup>1</sup> Vgl. bspw. [Varian 1989], [Pfaffenberger 1993, S. 232].

<sup>2</sup> Siehe u. a. [Pfaffenberger 1993, S. 256ff.].

<sup>3</sup> Vgl. zu den verschiedenen Elementen der Binnenmarktrichtlinie Strom [Wietschel 2000, S. 76ff.].

Elektrizitätsmarktes für den Wettbewerb geht dabei in wesentlichen Punkten über die Forderungen der Binnenmarktrichtlinie Strom hinaus.<sup>4</sup>

Die Energieversorgungsunternehmen sehen sich durch diese Veränderungen der Rahmenbedingungen mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Davon tangiert sind alle Unternehmensbereiche und –aufgaben, wobei die Investitions- und Produktionsprogrammplanung in besonderem Maße betroffen ist. Dies liegt zum einen daran, dass die Investitionsplanung der bundesdeutschen EVU vor der Liberalisierung stark von ihrer Monopolstellung beeinflusst war, zum anderen an der entscheidenden Bedeutung dieser Planungsaufgaben für den zukünftigen Unternehmenserfolg.

Schon vor der Liberalisierung war die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet, deren Hauptursachen in drei verschiedenen Bereichen liegen. Zunächst sind hier die technischen Charakteristika der Elektrizitätsversorgung zu nennen, die u. a. die Gleichzeitigkeit von Nachfrage und Erzeugung erforderlich machen. Weiterhin sind die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften von Anlagen zur Elektrizitätserzeugung von Bedeutung, insbesondere die lange Nutzungsdauer und die hohe Kapitalintensität. Der dritte Bereich ergibt sich aus der Notwendigkeit zur Berücksichtigung umweltpolitischer Vorgaben, die in den signifikanten Beiträgen der Elektrizitätserzeugung zu einer Reihe wichtiger Umweltprobleme wie der Versauerung von Gewässern und Böden und des sogenannten anthropogenen Treibhauseffekts begründet liegen.

Der Übergang vom regulierten zum wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt wirkt sich in zweifacher Hinsicht auf die langfristige Investitions- und Produktionsprogrammplanung aus. Zum einen wird die ohnehin hohe Planungskomplexität weiter erhöht, wobei in diesem Zusammenhang insbesondere die deutlich größeren Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung wichtiger Einflussgrößen – wie der Nachfrage nach Elektrizität und der Marktpreise – zu nennen sind.<sup>5</sup> Zum anderen steigt die Bedeutung der Investitions- und Produktionsprogrammplanung deutlich an, da ein EVU nur auf der Grundlage eines optimal zusammengesetzten Kraftwerksparks seine Wettbewerbsfähigkeit und damit den Unternehmenserfolg im liberalisierten Markt langfristig sichern kann.

Angesichts der aufgezeigten Wettbewerbsrelevanz, die der zukünftigen Ausgestaltung des Investitions- und Produktionsprogramms zukommt, gewinnt die Entscheidungsunterstützung bei den entsprechenden Planungsaufgaben stark an Bedeutung. Die Komplexität des Planungsproblems macht dabei den Einsatz von geeigneten entschei-

---

<sup>4</sup> Die wesentlichen Elemente des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechtes werden in [Wietschel 2000, S. 81ff] diskutiert.

<sup>5</sup> Bereits vor der Liberalisierung war die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU aufgrund der langen Betrachtungszeiträume von Unsicherheiten beeinflusst, z. B. in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Primärenergieträgerpreise.

dungsunterstützenden Instrumenten notwendig, da nur auf der Grundlage einer modellgestützten Analyse die vorhandenen Optimierungspotentiale ausgeschöpft werden können.

Die Bedeutung derartiger modellgestützter Ansätze wurde vereinzelt bereits vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes erkannt, wobei jedoch insbesondere die Anzahl der in der Praxis eingesetzten Modelle gering blieb. Aufgrund ihrer Ausrichtung auf die Rahmenbedingungen einer regulierten Elektrizitätsversorgung können die existierenden Ansätze nur eingeschränkt für die Ableitung einer Entscheidungsunterstützung im wettbewerblichen Umfeld liberalisierter Elektrizitätsmärkte eingesetzt werden.

## 1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Aus der aufgezeigten Problemstellung ergibt sich als Zielsetzung der vorliegenden Arbeit die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Instrumentes für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes. Um den Entscheidungsträgern im Unternehmen ein praxisgerechtes Werkzeug zur Verfügung stellen zu können, soll der zu entwickelnde modellgestützte Ansatz die folgenden Eigenschaften aufweisen:

- Der Ansatz muss die adäquate Abbildung der Entscheidungssituation eines im Wettbewerb stehenden EVU gewährleisten. Die Option zur Berücksichtigung neuer Bezugs- und Absatzmöglichkeiten, bspw. über Großhandelsmärkte für Elektrizität, die sich im liberalisierten Markt bieten, ist zu integrieren.
- Die beträchtlichen Unsicherheiten, die bei der langfristigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt auftreten, sollen unter Einsatz geeigneter methodischer Ansätze berücksichtigt werden können, um die Ableitung robuster Strategien zu ermöglichen.
- Der entwickelte Ansatz soll trotz der Komplexität der zugrunde liegenden Planungsaufgaben eine hohe Benutzerfreundlichkeit aufweisen, um den selbstständigen Einsatz in den für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung zuständigen Abteilungen der Unternehmen zu erlauben.

Um diese Zielsetzung zu erreichen, wird der folgende Lösungsweg eingeschlagen:

In Kapitel 2 werden zunächst die Besonderheiten diskutiert, durch die sich das Produkt Elektrizität, die Anlagen zu dessen Erzeugung sowie das Energiesystem, das durch diese Anlagen gebildet wird, auszeichnen. Ausgehend von diesen Spezifika werden die Notwendigkeit einer kombinierten Investitions- und Produktionsprogrammplanung aufgezeigt und die Motivation für den Einsatz entscheidungsunterstützender Ansätze dargelegt. Nach einem Überblick über existierende Modelle zur Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU wird ein bereits erfolgreich im regulierten Umfeld eingesetztes optimierendes Energie- und Stoffflussmodell vorgestellt, welches

die Grundlage für die Entwicklung eines für den wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt geeigneten Instrumentes bildet. Die Beschreibung schließt die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzten Erweiterungen des bestehenden Modells ein, die nicht in direktem Zusammenhang mit den sich aus der Liberalisierung ergebenden neuen Anforderungen stehen.

Die Entwicklung eines an die Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes angepassten entscheidungsunterstützenden Instruments wird in Kapitel 3 beschrieben. Dabei wird getrennt auf die drei Kernelemente des neuen Modells eingegangen:

- Einführung einer Gewinnmaximierung als Zielfunktion der Optimierung, die die Integration von neuen Bezugs- und Absatzmöglichkeiten auf Börsen und Spotmärkten für Elektrizität erlaubt.
- Implementierung der stochastischen Programmierung zur Berücksichtigung von Unsicherheiten.
- Entwicklung von benutzerfreundlichen Systemen für die Datenverwaltung und Ergebnisauswertung des Modells.

Für jedes der Elemente wird die Motivation für die Umsetzung der entsprechenden Änderungen und Erweiterungen aufgezeigt. Im Anschluss an die Diskussion möglicher Lösungsverfahren wird die modelltechnische Umsetzung der ausgewählten Ansätze dargestellt.

In Kapitel 4 wird die Anwendung des entwickelten Modells beschrieben. Wegen der großen Wettbewerbsrelevanz der Investitions- und Produktionsprogrammplanung kann dabei nicht auf das Energiesystem eines realen EVU zurückgegriffen werden. Daher wird ein beispielhaftes EVU eingeführt, dessen Energiesystemstruktur sich an der der Bundesrepublik Deutschland orientiert. Im Rahmen der Modellanwendung werden zunächst die verschiedenen entwickelten Elemente einzeln in Hinblick auf ihren Einfluss auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung analysiert. Danach werden unter Einsatz einer Modellversion, die alle im Rahmen dieser Arbeit neu eingeführten Elemente enthält, die Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung des exemplarischen EVU untersucht. Abschließend wird kurz auf die Anwendungen des Modells bei realen EVU eingegangen.

Auf der Grundlage der in den beiden vorangegangenen Kapiteln gewonnenen Erkenntnisse wird das entwickelte Modell in Kapitel 5 einer kritischen Würdigung unterzogen. Dabei werden insbesondere die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzten methodischen Neuerungen und Erweiterungen thematisiert. Danach wird eine Einordnung des neuen Modells in die bekannten Verfahren zur Investitionsplanung vorgenommen.



Aufgrund des Umstandes, dass für den Einsatz des entwickelten gewinnmaximierenden Ansatzes die Vorgabe der zukünftigen Entwicklung der Marktpreise für Elektrizität von großer Bedeutung ist, wird in Kapitel 6 auf die Konzeption eines neuartigen Marktsimulationsmodells eingegangen. Durch die Kombination der optimierenden Energie- und Stoffflussmodellierung mit Elementen der Multi-Agenten Theorie ermöglicht das neue Modell die Berücksichtigung des strategischen Verhaltens der verschiedenen Akteure im liberalisierten Elektrizitätsmarkt.

In Kapitel 7 werden Schlussfolgerungen aus der Modellentwicklung und Anwendung abgeleitet. Anschließend wird in einem Ausblick weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf herausgearbeitet. Die Arbeit endet mit einer Zusammenfassung in Kapitel 8.

## **2 Entscheidungsunterstützung für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen**

### **2.1 Einleitung**

Die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen<sup>6</sup> zeichnet sich durch einige Besonderheiten aus, die nicht nur die Notwendigkeit zum Einsatz geeigneter entscheidungsunterstützender Instrumente bedingen, sondern auch spezielle Anforderungen an die Ausgestaltung dieser Instrumente stellen. Im folgenden wird zunächst auf diese Besonderheiten und die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Entwicklung von Instrumenten zur Entscheidungsunterstützung eingegangen. Anschließend werden existierende, modellgestützte Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung diskutiert. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels wird einer dieser Ansätze, das PERSEUS-EVU Modell, ausführlich dargestellt.

### **2.2 Besonderheiten der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU und resultierende Anforderungen für die Entscheidungsunterstützung**

Die Investitionsplanung<sup>7</sup> von EVU wird maßgeblich bestimmt durch die Spezifika des Produktes Elektrizität<sup>8</sup> sowie die Eigenschaften der technischen Anlagen, die zu seiner Produktion eingesetzt werden. Darüber hinaus spielen die Charakteristika des Energiesystems, das durch die einzelnen Anlagen eines EVU gebildet wird, eine bedeutende Rolle. Im folgenden werden zunächst die Besonderheiten in diesen drei Bereichen aufgezeigt, um im Anschluss Rückschlüsse für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung zu ziehen.

Elektrizität zeichnet sich durch die folgenden Produktspezifika aus:<sup>9</sup>

- Die Verteilung der Energieform Elektrizität kann nur leitungsgebunden erfolgen.

---

<sup>6</sup> Unter der Bezeichnung Energieversorgungsunternehmen werden in der vorliegenden Arbeit Unternehmen verstanden, die Elektrizität und u. U. Wärme produzieren. Unternehmen, die mit dem Handel mit bzw. der Produktion von anderen Energieträgern befasst sind, werden nicht betrachtet.

<sup>7</sup> An dieser Stelle ist zunächst nur von der Investitionsplanung die Rede, da sich sowohl die Motivation für den Übergang zur Investitionsprogrammplanung als auch zu deren Verknüpfung mit der Produktionsprogrammplanung aus den im folgenden diskutierten Besonderheiten dieser Planungsaufgaben bei EVU ergibt.

<sup>8</sup> Das Produkt Wärme spielt bei der überwiegenden Mehrzahl der EVU eine untergeordnete Rolle, weshalb auf die Diskussion der Produktspezifika von Wärme verzichtet wird.

<sup>9</sup> Vgl. auch [Hensing et al. 1998, S. 112] und [Wietschel 2000, S. 65].

- Elektrizität kann nicht direkt, sondern nur durch Umwandlung in andere Energieformen, z. B. in Pumpspeicherkraftwerken, gespeichert werden.
- Aus der mangelnden Speicherbarkeit ergibt sich die Notwendigkeit, dass Erzeugung und Verbrauch zeitgleich stattfinden müssen<sup>10</sup>. Dies erfordert Mechanismen, die verhindern, dass die Nachfrage das Angebot übersteigt.
- In vielen Anwendungsbereichen kann Elektrizität nicht oder nur sehr eingeschränkt substituiert werden.
- Die Funktionsfähigkeit weiterer Bereiche des privaten, öffentlichen und wirtschaftlichen Lebens in industrialisierten Ländern ist von einer ausreichenden und zuverlässigen Verfügbarkeit von Elektrizität abhängig.
- Im europäischen Verbundnetz kann auf den verschiedenen Spannungsebenen Elektrizität quasi als homogenes Gut betrachtet werden, da Qualitätsmerkmale wie Spannungs- und Frequenzstabilität strengen Regeln unterliegen. Darüber hinaus kann ins Netz eingespeiste Elektrizität dem Erzeuger nicht mehr zugeordnet werden.

Anlagen zur Umwandlung anderer Energieformen in elektrische und/oder thermische Energie<sup>11</sup> sind vor allem durch die folgenden Eigenschaften gekennzeichnet:

- Lange technische Nutzungsdauern, die sich bei der Mehrzahl der Anlagentypen im Bereich zwischen 20 und 40 Jahren bewegen.
- Eine hohe Kapitalintensität, sowohl in Bezug auf die spezifischen Investitionen als auch auf die absoluten Investitionssummen, die bei der Mehrzahl der installierten Anlagen aufgrund ihrer Größe<sup>12</sup> involviert sind.
- Eine große Anzahl von alternativen Anlagentypen, die bei einer Investitionsentscheidung in Betracht gezogen werden müssen. Diese Anlagentypen unterscheiden sich in Hinblick auf technische, wirtschaftliche und umweltrelevante Charakteristika.

---

<sup>10</sup> Dies gilt auch, wenn Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden, da die durch Einsatz von Elektrizität aus anderen Kraftwerken gewonnene potentielle Energie zur Deckung der Nachfrage zeitgleich in Elektrizität umgewandelt werden muss.

<sup>11</sup> Für die Mehrzahl dieser Anlagen werden meist die Bezeichnungen Kraftwerk (bei reiner Elektrizitätsproduktion), Heizkraftwerk (bei gleichzeitiger Produktion von Elektrizität und Wärme) sowie Heizwerk (bei reiner Wärmeproduktion) verwendet. Einzelne Anlagentypen, z.B. zur Nutzung von Wind- oder Sonnenenergie, werden jedoch i. d. R. nicht als Kraftwerke bezeichnet, weshalb an dieser Stelle der Überbegriff Energieumwandlungsanlagen verwendet wird.

<sup>12</sup> Die spezifischen Investitionen in Energieumwandlungsanlagen sind i. d. R. durch hohe Größen-degressionseffekte gekennzeichnet (vgl. [Lüth 1997, S. 87]), die dazu führen, dass die durchschnittlichen Anlagengrößen sehr groß sind. Darüber hinaus gibt es viele Anlagentypen, z. B. Braunkohle- oder Kernkraftwerke, deren Bau auch unter technischen Gesichtspunkten nur ab gewissen Mindestgrößen sinnvoll ist.

- Den Anfall von unerwünschten Kuppelprodukten, bspw. in Form von Abwärme, verschiedenen Aschearten und Rauchgasen, bei der Umwandlung fossiler Energieträger in Elektrizität. Aufgrund der extrem großen Stoffumsätze bei der Elektrizitätsproduktion ergeben sich hieraus hohe Belastungen verschiedener Umweltmedien, vor allem durch Massenluftschadstoffe wie  $\text{SO}_x$  und  $\text{NO}_x$ , denen häufig nur durch die Installation von meist kapitalintensiven Minderungs-technologien entgegengewirkt werden kann und – aufgrund von gesetzlichen Vorgaben – in vielen Fällen auch muss. Zur Erfüllung verschärfter gesetzlicher Vorgaben ergibt sich häufig die Notwendigkeit, bestehende Anlagen im Laufe ihrer technischen Nutzungsdauer entsprechend nachzurüsten.<sup>13</sup>

Die Energiesysteme, die die Elektrizitätsversorgung in industrialisierten Ländern sicherstellen, weisen die folgenden grundlegenden Eigenschaften auf:

- Als Mechanismus zur Vermeidung einer das Angebot übersteigenden Nachfrage werden hohe Anforderungen an die Vorhaltung ausreichender Reservekapazitäten gestellt, da eine Rationierung auf der Nachfrageseite meist nur schwer realisierbar ist<sup>14</sup> und in vielen Anwendungsbereichen nicht auf die Akzeptanz der Verbraucher stoßen würde<sup>15</sup>.
- Die Notwendigkeit zur zeitgleichen Bereitstellung der nachgefragten Elektrizität erfordert Reservekapazitäten mit unterschiedlicher Reaktionszeit, um sowohl auf extrem kurzfristige Laständerungen im Sekunden- und Minutenbereich als auch auf längerfristige Änderungen der Nachfrage im Tagesverlauf reagieren zu können.<sup>16</sup>
- Die Nachfrage nach Elektrizität weist beträchtliche Schwankungen sowohl im Tagesverlauf als auch im Jahresverlauf auf, so dass sich die Notwendigkeit ergibt, Anlagen mit unterschiedlich starker Auslastung zu betreiben, was sich in beträchtlichem Maße auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auswirkt.
- Aufgrund der Vernetzung der Energiesysteme der einzelnen EVU bietet sich als Alternative zur Investition in eigene Energieumwandlungsanlagen der Elektrizitätsbezug von anderen Unternehmen an. Zusätzlich zu den bereits vor der Liberalisierung üblichen langfristigen Bezugsverträgen besteht nach der Deregulierung die Möglichkeit, Strom auf Großhandelsmärkten (z. B. Börsen) zu handeln.

---

<sup>13</sup> Vgl. [Rentz 1979].

<sup>14</sup> Eine Ausnahme stellen sogenannte abschaltbare Stromlieferverträge dar, die allerdings i. d. R. nur bei Industrieunternehmen zum Einsatz kommen, die die Abschaltung durch eigene Anlagen kompensieren bzw. einen zeitweisen Produktionsverzicht realisieren können.

<sup>15</sup> Eine drastische Möglichkeit zur Rationierung von Elektrizität über die Beschränkung der Nachfrage stellt die im Rahmen der kalifornischen Energiekrise im Winter 2000/2001 realisierte zyklische Abschaltung der Versorgung ganzer Gebiete dar (vgl. [Strom 2001]).

<sup>16</sup> Zu den Anforderungen an die Reservevorhaltung im westeuropäischen UCTE-Netz wird auf [UCTE 1999] verwiesen.

- Aufgrund der Beiträge der Elektrizitätsversorgung zu einer Reihe von wichtigen Umweltproblemen wie der Versauerung von Gewässern und Böden und dem anthropogenen Treibhauseffekt beziehen sich existierende und geplante umweltpolitische Vorgaben nicht nur auf einzelne Anlagen, sondern auch auf gesamte Energiesysteme, z. B. bei Treibhausgasminderungszielen.

Für die Investitionsplanung von Energieversorgungsunternehmen, die über ein aus mehreren Energieumwandlungsanlagen bestehendes Energiesystem verfügen, ergeben sich aus den aufgezeigten Besonderheiten die folgenden Rückwirkungen:

- Aufgrund der langen technischen Nutzungsdauer der Anlagen sowie der durch die hohe Kapitalintensität bedingten langen Amortisationszeiten ist es notwendig, im Rahmen der Investitionsplanung Änderungen der Eingangsdaten und Rahmenbedingungen im Zeitverlauf zu berücksichtigen. Daraus folgt, dass dynamische Investitionsrechenverfahren eingesetzt werden sollten.
- Eine Investitionsplanung auf der Grundlage von Einzelentscheidungen über Investitionsprojekte wird den gegebenen Anforderungen nicht gerecht. Die Identifikation eines technisch wie wirtschaftlich optimalen Investitionsprojekts erfordert die Berücksichtigung der Auswirkungen der entsprechenden Anlage auf den bestehenden und zukünftigen Kraftwerkspark. Dies ist nur im Rahmen einer Investitionsprogrammplanung realisierbar. Um die Auswirkungen auf das zukünftige Energiesystem über die gesamte Nutzungsdauer der neuen Anlage bei der Investitionsentscheidung berücksichtigen zu können, ist darüber hinaus ein langfristiger Zeithorizont der Programmplanung von 20 und mehr Jahren sinnvoll.<sup>17</sup>
- Allerdings greift auch eine reine Investitionsprogrammplanung zu kurz, da bei einer solchen Vorgehensweise die Produktion und damit die Auslastung für jede Anlage a priori vorgegeben werden muss. Ein Beispiel für eine solche Vorgehensweise, die in der Praxis Anwendung findet<sup>18</sup>, ist die Einteilung der Zubauoptionen in Kraftwerksklassen, die sich hinsichtlich ihrer Auslastung unterscheiden. Typischerweise werden Spitzenlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Grundlastkraftwerke unterschieden, wobei für diese Typen eine jeweils fixe Anzahl von Volllaststunden pro Jahr unterstellt wird. Gegenüber diesen Verfahren bietet eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung<sup>19</sup>, bei der eine auf die technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der Anlagen und des gesamten Energiesystems abgestimmte Auslastung für jede Anlage endogen im Rahmen der

---

<sup>17</sup> Aufgrund der Langfristigkeit der Betrachtungszeiträume sowie der zentralen Bedeutung des Kraftwerksparks für den Unternehmenserfolg wird die Investitionsplanung von EVU den strategischen Planungsaufgaben zugerechnet. Dies steht im Gegensatz zur Mehrzahl der übrigen Industriebranchen, in denen die Investitionsplanung eher im Bereich der taktischen Planung angesiedelt ist.

<sup>18</sup> Vgl. u. a. [Winje et al. 1991, S. 275ff.], [Willeke 1998].

<sup>19</sup> Die Umsetzbarkeit einer simultanen Investitions- und Produktionsprogrammplanung für Energieversorgungsunternehmen wird in [Wietschel 2000, S. 216ff.] aufgezeigt.

Investitionsplanung bestimmt wird, beträchtliche Optimierungspotentiale. Darüber hinaus bietet nur eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung die Möglichkeit, den Bezug eines Teiles der von einem EVU an seine Kunden zu liefernden Elektrizität von anderen EVU bzw. über Strombörsen und –spotmärkte adäquat zu berücksichtigen.

- Eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung für Energieversorgungsunternehmen ist sehr komplex. Dies gilt insbesondere, wenn die technischen Anforderungen der zeitgleichen Versorgung und der Reservevorhaltung sowie energie- und umweltpolitische Vorgaben adäquat berücksichtigt werden sollen. Eine Lösung des resultierenden Planungsproblems erfordert den Einsatz von geeigneten entscheidungsunterstützenden Instrumenten.

Der aufgezeigte Bedarf nach entscheidungsunterstützenden Instrumenten für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU hat bereits vor der Deregulierung der Elektrizitätsmärkte zur Entwicklung verschiedener Ansätze geführt.

### **2.3 Auswirkungen der Liberalisierung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU**

Um die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen aufzeigen zu können, wird zunächst auf die Auswirkungen der Rahmenbedingungen des regulierten Elektrizitätsmarktes auf diese Planungsaufgaben eingegangen.

Vor der Liberalisierung wurde den Energieversorgungsunternehmen (EVU) auf regional abgegrenzten Märkten eine Monopolstellung eingeräumt. Abgesichert wurde diese durch Konzessions- und Demarkationsverträge. Durch die Konzessionsverträge wurde den EVU von den Gebietskörperschaften das alleinige Wegerecht zugestanden, im Gegenzug entrichteten die Unternehmen die sogenannte Konzessionsabgabe. Durch die Demarkationsverträge sicherten sich die EVU gegenseitig zu, keine Kunden im Versorgungsgebiet eines anderen EVU zu beliefern.<sup>20</sup> Innerhalb der Demarkationsgebiete unterlagen die EVU einer Anschluss- und Versorgungspflicht zu den allgemeinen Tarifbedingungen.<sup>21</sup>

Um einen Missbrauch der Monopolstellung auszuschließen, waren die EVU zum einen einer Investitionsaufsicht durch die Wirtschaftsministerien der Bundesländer unterstellt. Veränderungen der Kapazitäten, z. B. durch Neubau, Erweiterung oder Stilllegung von Energieumwandlungsanlagen, mussten der Aufsicht angezeigt und konnten durch diese untersagt werden, wenn diese die Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes, die

---

<sup>20</sup> Vgl. auch [Schiffer 1997].

<sup>21</sup> Diese waren in der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) festgelegt, siehe [VDEW 1990a].

in der Gewährleistung einer kostengünstigen und sicheren Energieversorgung bestanden, gefährdet sahen. Zum anderen existierte eine Aufsicht sowohl für die Strompreise für Tarifikunden als auch für Sondervertragskunden. Die Preise für Sondervertragskunden wurden gemäß dem Vergleichsmarktkonzept<sup>22</sup> von der Missbrauchsaufsicht des Kartellamts kontrolliert. Die Elektrizitätspreise für Tarifikunden unterlagen einer Preisaufsicht, die von einem unabhängigen Referat des Wirtschaftsministeriums des jeweiligen Bundeslandes wahrgenommen wurde. Im Rahmen der Preisgenehmigung wurde die Kostenstruktur eines EVU überprüft. Auf dieser Grundlage wurde unter Berücksichtigung des prognostizierten Stromabsatzes sowie eines angemessenen Gewinns für das EVU der Elektrizitätspreis für Tarifikunden festgelegt.<sup>23</sup>

Bereits im Jahr 1991 kritisierte die von der Bundesregierung eingesetzte Deregulierungskommission die bestehenden Regulierungsmechanismen [Deregulierungskommission 1991]. Die Kritik bezog sich u. a. auf

- die Überforderung der staatlichen Kontrollinstanzen,
- den zu hohen Kapitaleinsatz der EVU und die zu großen Kapazitäten sowie
- die zu hohen Abschreibungsraten und Rückstellungen.

Der Grund für den hohen Kapitaleinsatz liegt im sogenannten Averch-Johnson Effekt [Averch et al. 1992], der bei einer Regulierung auftritt, die eine angemessene Rendite zugrundelegt (sogenannte Rate of Return-Regulierung)<sup>24</sup>. Dieser Effekt führt dazu, dass ein derart reguliertes Unternehmen den maximalen Gewinn nicht bei kostenminimaler Produktion erreicht. Vielmehr ergibt sich das Gewinnmaximum für ein gegenüber dem Kostenminimum kapitalintensiveres Faktoreinsatzverhältnis.

Neben dem Anreiz zur Installation kapitalintensiver Anlagen war für die Investitionsplanung von EVU im regulierten Markt vor allem die Tatsache von Bedeutung, dass ein Investitionsprojekt lediglich der Überprüfung der Aufsichtsbehörden standhalten musste. Sobald der Neubau eines Kraftwerkes genehmigt war, konnte das EVU die der Preisgenehmigung zugrundeliegende Kostenstruktur entsprechend anpassen. Somit war eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals garantiert. Die Aufsichtsbehörden waren aufgrund der mangelnden personellen Ausstattung kaum in der Lage zu überprüfen, ob eine geplante Investition die kostengünstigste Alternative darstellte und mussten sich i. d. R. auf die von den Unternehmen zur Verfügung gestellten Informationen verlassen. Aus der Sicht der EVU lag daher eine Situation vor, in der –

---

<sup>22</sup> Das Vergleichsmarktkonzept besagt, dass sich die Preise eines EVU von den Preisen anderer EVU für vergleichbare Kunden nicht gravierend unterscheiden dürfen, es sei denn, es liegen „dem EVU nicht zurechenbare Gründe“ für eine Preisabweichung vor (vgl. [Arzt 1991, S. 239f.]).

<sup>23</sup> Eine detaillierte Darstellung der Mechanismen der Preisaufsicht findet sich in [Pfaffenberger 1993, S. 63f.].

<sup>24</sup> In der Bundesrepublik lag strenggenommen keine Rate of Return-Regulierung vor, die Praxis der Regulierung wies jedoch Parallelen zu diesem in den USA weit verbreiteten Ansatz auf (vgl. [Pfaffenberger 1993, S. 237ff.]).

selbst wenn man von den Vorteilen kapitalintensiver Anlagen absieht – kein wirklicher Anreiz bestand, aufwendige Verfahren für die Bestimmung des optimalen Kraftwerksparks einzusetzen.

Eine weitere Besonderheit des regulierten Umfelds bestand in der weitgehenden Planungssicherheit, die die Energieversorgungsunternehmen auch in Hinblick auf langfristige Planungsaufgaben wie die Investitionsplanung hatten. Insbesondere bestanden weder in Bezug auf die zukünftige Nachfrage noch auf die Elektrizitätspreise relevante Unsicherheiten. Selbst die Risiken der Primärenergieträgerpreisentwicklungen auf den Weltmärkten hatten eine nur untergeordnete Bedeutung, da bei Preissteigerungen die entsprechenden Mehrbelastungen über höhere Tarife abgefangen werden konnten.

Nach der Deregulierung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes sehen sich die EVU mit einer völlig neuen Situation konfrontiert. Der intensive Wettbewerb, der nicht nur im Großkundenbereich, sondern auch bei den ehemaligen Tarifkunden wie Haushalten und Kleinverbrauchern eingetreten ist, zwingt die Unternehmen dazu, vorhandene wirtschaftliche Optimierpotentiale zu bestimmen und auszunutzen.<sup>25</sup> Dies gilt nicht nur für den operativen und taktischen Bereich, sondern auch für strategische Planungsaufgaben wie die Investitions- und Produktionsprogrammplanung, da nur durch deren optimale Ausgestaltung der langfristige wirtschaftliche Erfolg im wettbewerblichen Markt gesichert werden kann.

Neben ihrer steigenden Bedeutung ist die langfristige Planung im liberalisierten Markt durch das Auftreten von signifikanten Unsicherheiten in Bezug auf eine Reihe von wichtigen Einflussgrößen gekennzeichnet. Zu nennen sind hier vor allem die Entwicklung der Nachfrage sowie der Marktpreise für Elektrizität. Auch die unsicheren Primärenergieträgerpreise gewinnen an Relevanz, da die entsprechenden Risiken im wettbewerblichen Markt nicht mehr an die Kunden weitergegeben werden können, ohne einen Verlust von Marktanteilen befürchten zu müssen. Weitere Unsicherheiten betreffen die zukünftige Ausgestaltung der Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes, u. a. in Hinblick auf die Regelung des Netzzuganges sowie die Einführung umweltpolitischer Vorgaben. Darüber hinaus haben auch die Deregulierung des Gasmarktes sowie der Strommärkte in anderen europäischen Ländern einen Einfluss auf den bundesdeutschen Elektrizitätsmarkt.

Im Rahmen der Beschreibung der Weiterentwicklung des PERSEUS-EVU Modells für den liberalisierten Elektrizitätsmarkt in Kapitel 3 wird auf verschiedene Aspekte der Investitions- und Produktionsprogrammplanung im wettbewerblichen Umfeld näher eingegangen.

---

<sup>25</sup> Die durch die Liberalisierung induzierten Rationalisierungszwänge lassen sich u. a. an den deutlichen Personaleinsparungen der EVU nachvollziehen (vgl. u.a. [VDEW 1999a]).



## 2.4 Existierende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Anzahl der entscheidungsunterstützenden Instrumente für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im Vergleich zu Modellen für kurzfristigere Planungsaufgaben gering ist<sup>26</sup>. In [Lüth 1997, S. 9ff.] und [Wietschel 2000, S. 120ff.] werden existierende Ansätze für die verschiedenen Planungsaufgaben von EVU beschrieben. Dabei wird auch auf Modelle für die Investitionsprogrammplanung eingegangen, die, wie in der Energiewirtschaft üblich, als Modelle zur Kraftwerks- oder Kapazitätsausbauplanung<sup>27</sup> bezeichnet werden.<sup>28</sup>

Von besonderer Bedeutung für die vorliegende Arbeit ist das PERSEUS-EVU Modell, das in [Fichtner 1999] entwickelt wurde und das die Grundlage für die im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Erweiterungen und Weiterentwicklungen für den Einsatz unter den Rahmenbedingungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt bildet. Bevor in Kapitel 3 auf diese Änderungen eingegangen wird, wird das Modell im folgenden Abschnitt beschrieben.

## 2.5 Das PERSEUS-EVU Modell

### 2.5.1 Einleitung

Im Bereich der Energiesystemanalyse auf nationaler Ebene werden bereits seit geraumer Zeit Modellsysteme eingesetzt, die unter anderem Entscheidungsunterstützung bei der Gestaltung der zukünftigen Struktur des Kraftwerksparks eines Landes geben sollen, einer Fragestellung, die gewisse Parallelen zur Investitionsplanung in der Energiewirtschaft aufweist. Auslöser für die Intensivierung der Entwicklung und des Einsatzes derartiger Energiemodelle waren die beiden Ölkrisen in den 70er Jahren. Dementsprechend bestand die Motivation für die Anwendung der Modelle zunächst darin, die Abhängigkeit der Industrienationen von importiertem Mineralöl durch eine Umgestaltung der nationalen Energiesysteme zu verringern. In den 80er Jahren wurden viele dieser Modelle erweitert, um die Berücksichtigung der Umweltauswirkungen der Energieumwandlung zu ermöglichen. Dabei standen vor allem die Emissionen von Schwefeloxiden ( $\text{SO}_x$ ) und Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ) im Vordergrund. Beispiele für international weit verbreitete Modelle dieser Art, die

---

<sup>26</sup> Vgl. [VDEW 1990b] und [Verstege et al. 1997].

<sup>27</sup> In manchen Publikationen auch als Systemplanung oder Strukturplanung bezeichnet.

<sup>28</sup> Dort nicht berücksichtigt ist ein neuer Ansatz, der erstmals in [Ardone et al. 1999] vorgestellt wurde. Ansätze zur Behandlung langfristiger Planungsaufgaben in der Energiesystemanalyse, die die Berücksichtigung von Unsicherheiten erlauben, werden in Kapitel 3.3.2.3.6 diskutiert.

häufig unter dem Begriff Energie-Emissions-Modelle zusammengefasst werden, sind MARKAL (Market Allocation Model), MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impact) und EFOM-ENV (Energy Flow Optimisation Model - Environment) (vgl. u. a. [Van der Voort et al. 1984] und [Rentz et al. 1990]), eine Weiterentwicklung des EFOM-Modells [Finon 1974].

Auf der Grundlage des EFOM-ENV Modells entstand am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) im Zuge von zahlreichen Arbeiten (z. B. [Oder 1994], [Wietschel 1995], [Lüth 1997], [Schöttle 1998], [Fichtner 1999], [Ardone 1999]) die Modellfamilie PERSEUS (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply). Die PERSEUS Modelle lassen sich als technologiebasierte, optimierende Energie- und Stoffflussmodelle klassifizieren. Die verschiedenen Module der PERSEUS-Familie unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der verwendeten methodischen Ansätze als auch in Bezug auf die untersuchte Fragestellung. Die wichtigsten methodischen Unterscheidungsmerkmale der verschiedenen Modelle sind dabei das eingesetzte Optimierungsverfahren, die verwendete Zielfunktion sowie das Aggregationsniveau der Eingangsdaten.

In Bezug auf das Anwendungsgebiet unterscheiden sich die Modelle vor allem in Hinblick auf die im Zentrum der Analyse stehende Fragestellung sowie den betrachteten Bilanzraum. Ein Überblick über die derzeit verfügbaren methodischen und anwendungsorientierten Module der PERSEUS-Modellfamilie – inklusive der im Rahmen dieser Arbeit eingeführten Erweiterungen – findet sich in Tabelle 2-1.

Speziell für den Einsatz bei Unternehmen der Energiewirtschaft wurde das PERSEUS-EVU (EnergieVersorgungsUnternehmen) Modell [Fichtner 1999] entwickelt. PERSEUS-EVU zielt darauf ab, Entscheidungsunterstützung für EVU bei strategischen Fragestellungen unter Berücksichtigung umweltrelevanter Auswirkungen der Energieumwandlung zu geben. Dabei lassen sich mit dem Modell sowohl Optionen auf der Energieangebotsseite untersuchen, wie der Neubau von Kraftwerken oder der Abschluss eines Elektrizitätsbezugsvertrages mit einem anderen EVU, als auch vom betrachteten Unternehmen initiierte Maßnahmen auf der Energienachfrageseite. Beispiele hierfür sind die Unterstützung der Kunden beim Erwerb von besonders energieeffizienten Elektrogeräten im Rahmen eines Least-Cost-Planning (LCP) bzw. Integrated Resource Planning (IRP) Programmes (vgl. [Schöttle 1998] und [Rentz et al. 1997b]) und die Bewertung von Anlagencontracting-Konzepten [Wietschel et al. 1999].

Tabelle 2-1: Module der PERSEUS Modellfamilie

	<b>Aktuelle Anwendungen</b>	<b>Quellen</b>
<b>Methodische Module</b>		
<b>Optimierungsverfahren</b>		
Lineare Programmierung	Verschiedene Länder, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	u.a. [Rentz et al. 1995]
Dekompositions-Algorithmus	Deutschland, Russland, Indonesien, Indien	u.a. [Rentz et al. 1998a]
Iterative Optimierung	Deutschland	[Wietschel 1995]
Unschärfe lineare Optimierung	Litauen	[Oder 1994]
Gemischt-Ganzzahlige lineare Programmierung	Slowenien, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG	[Lüth 1997], [Fichtner 1999], [Göbel et al. 2001]
Stochastische lineare Programmierung	Energieversorgungsunternehmen (EVU)	[Göbel et al. 2000c]
<b>Zielfunktion</b>		
Ausgabenminimierung	Verschiedene Länder, Regionen u. EVU	[Wietschel et al. 1997b]
Gewinnmaximierung	Energieversorgungsunternehmen	[Göbel et al. 2000a]
Emissionsminimierung	Verschiedene Länder	[Ardone 1999]
<b>Aggregationsniveau der Daten</b>		
Disaggregierte Modellierung von Umwandlungsprozessen und Lastverläufen	Norddeutschland, Baden-Württemberg, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG	u. a. [Rentz et al. 1998c]
Aggregierte Modellierung	Verschiedene Länder	[Fichtner et al. 1997]
<b>Anwendungsorientierte Module</b>		
<b>Einsatzschwerpunkt</b>		
Emissionsminderungsstrategien	Verschiedene Länder	[Rentz et al. 1994]
LCP/IRP-Strategien	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Schöttle 1998]
Strategien für den Einsatz flexibler Instrumente zum Klimaschutz	Deutschland, Russland, Indonesien, Indien	[Rentz et al. 1998a], [Göbel et al. 1998]
Externe Kosten	Deutschland, Slowenien	[Lüth 1997]
Kapazitätsausbau- und -rückbauplanung	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Göbel et al. 2000b]
Anlagen-Contracting	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	[Rentz et al. 1998b]
Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten	Deutschland, Baden-Württemberg	[Dreher et al. 2000]
Ausgestaltung von Verwertungsnetzwerken	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Frank et al. 2000]
<b>Bilanzraum</b>		
Nation	Verschiedene Länder	[Rentz et al. 1997a]
Region	Norddeutschland, Baden-Württemberg	[Rentz et al. 2001]
Sektor	Holzoberflächenbehandlung	[Wietschel et al. 1997a]
Unternehmen	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	[Wietschel et al. 1999]
Unternehmensübergreifende Verwertungsnetzwerke	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe	[Fichtner et al. 2000]

Wie sich unter anderem an der Ausrichtung des Modells auf eine integrierte Betrachtung der Angebots- und Nachfrageseite eines EVU ablesen lässt<sup>29</sup>, wurde das PERSEUS-EVU Modell ursprünglich unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Energiemarktes entwickelt und angewendet. Um das Modell zu einem adäquaten entscheidungsunterstützenden Instrument für EVU im liberalisierten Energiemarkt weiterzuentwickeln, sind daher verschiedene Erweiterungen und Anpassungen am bestehenden Modell vorzunehmen.

Im folgenden wird zunächst das ursprüngliche PERSEUS-EVU Modell [Fichtner 1999] vorgestellt, das die Grundlage der Version für den liberalisierten Elektrizitätsmarkt bildet. Dabei wird auch auf die im Rahmen dieser Arbeit realisierten Erweiterungen, die nicht im unmittelbaren Zusammenhang mit der Anpassung des Modells an die neuen Rahmenbedingungen nach der Deregulierung stehen, eingegangen. An den entsprechenden Stellen wird darüber hinaus kurz der für einen Einsatz unter wettbewerblichen Rahmenbedingungen notwendig erscheinende Änderungsbedarf diskutiert. Die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung werden in Kapitel 2.3 aufgezeigt. Ausführlich werden sowohl die Motivation für diese Änderungen als auch die bei der Umsetzung verwendeten methodischen Ansätze in Kapitel 3 dargestellt.

## 2.5.2 Einsatzbereich

Das Ziel der Entwicklung des PERSEUS-EVU Modell war und ist es, ein problemadäquates entscheidungsunterstützendes Instrument für strategische Planungsaufgaben bei Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung stellen zu können. Das Modell eignet sich grundsätzlich für die Analyse verschiedener Fragestellungen.

Im Mittelpunkt steht dabei die Erarbeitung von Investitions- und Produktionsprogrammen, in der Terminologie der Energiewirtschaft sind dies die Bereiche der Kraftwerks- oder Kapazitätsausbauplanung sowie der langfristigen Energieeinsatzplanung. In diesem Zusammenhang können auch Desinvestitionsentscheidungen in die Optimierung integriert werden. Darüber hinaus ist es möglich, Optionen auf der Nachfrageseite des EVU, z. B. im Rahmen von LCP/IRP Programmen, Anlagen- und Einsparcontractingangeboten sowie Lastmanagementmaßnahmen zu untersuchen. Weiterhin kann PERSEUS-EVU aufgrund der detaillierten Darstellung der Nachfrageseite zur Bestimmung der Ausgaben, die bei der Versorgung von einzelnen (Groß-)Kunden oder Kundengruppen anfallen, eingesetzt werden. Auf der Grundlage

---

<sup>29</sup> Die einer solchen Vorgehensweise zugrundeliegenden LCP- bzw. IRP-Konzepte sind unter den Bedingungen regulierter Elektrizitätsmärkte entwickelt worden, um einen möglichst effizienten Einsatz natürlicher Ressourcen zu erreichen. Auf die Rahmenbedingungen eines wettbewerblichen Marktes lassen sich diese Ansätze nur beschränkt übertragen, wie sich auch an dem seit der Liberalisierung des bundesdeutschen Energiemarktes stark zurückgegangenen Interesse von EVU an der Unterstützung nachfrageseitiger Programme zur Energieeinsparung ablesen lässt (vgl. [Rentz et al. 1997b, S. 198]).

dieser Informationen kann eine Entscheidungsunterstützung bei der Bewertung von Kundenbeziehungen und bei Preisverhandlungen geboten werden. Das Stoff- und Energieflusskonzept des Modells ermöglicht es, bei allen Analysen die umweltrelevanten Auswirkungen der erarbeiteten Strategien zu berücksichtigen. Auch die Entwicklung von effizienten Strategien zur Verringerung der Umweltauswirkungen kann unterstützt werden. Aufgrund der Tatsache, dass die Emissionen sämtlicher in das Modell integrierter Treibhausgase und Schadstoffe in beliebiger Granularität (bis hin zu einzelnen Anlagen bzw. Anlagenkomponenten) bilanziert werden können, kann PERSEUS-EVU auch als Umweltinformationssystem genutzt werden.

### 2.5.3 Methodik

Das PERSEUS-EVU Modell basiert auf der gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierung. Aufgrund des gegenüber der linearen Optimierung weit höheren Ressourcen- und Rechenzeitbedarfs bei gemischt-ganzzahliger Modellierung ist dem Anwender die Verwendung des durch entsprechende Gleichungen implementierten erweiterten Funktionsumfangs freigestellt.<sup>30</sup>

Um den zeitlichen Veränderungen des abgebildeten Energiesystems, der Eingangsdaten und der Rahmenbedingungen Rechnung tragen zu können, ist der betrachtete Planungszeitraum des Modell in mehrere Zeitperioden unterteilt.<sup>31</sup> Die Länge des gesamten Planungszeitraums sowie Anzahl und Länge dieser Perioden können vom Modellanwender frei gewählt werden.<sup>32</sup> Üblicherweise liegt der Zeithorizont des Modells zwischen 5 und 50 Jahren. Im Allgemeinen wird den im Modell verwendeten Parametern für eine einzelne Zeitperiode ein fester Wert zugeordnet.

Die Zielfunktion der Optimierung besteht in der Minimierung der entscheidungsrelevanten Ausgaben des betrachteten EVU.

---

<sup>30</sup> Vgl. hierzu die mathematische Modellbeschreibung in Abschnitt 2.5.4, in der die verfügbaren Gleichungen mit ganzzahligen Variablen beschrieben werden. Neben dem Verzicht auf die Verwendung der entsprechenden Funktionen hat der Anwender auch die Möglichkeit, die einem gemischt-ganzzahligen Problem zugehörige relaxierte Lösung zu berechnen. Dadurch, dass bei der Bestimmung der relaxierten Lösung die Ganzzahligkeitsbedingungen für die diskreten Variablen aufgehoben werden, ergibt sich in diesem Fall ein lineares Problem.

<sup>31</sup> Diese Art der Abbildung von zeitlich veränderlichen Systemen im Rahmen der (gemischt-ganzzahligen) linearen Optimierung wird in Abgrenzung zur dynamischen Optimierung (vgl. [Neumann et al. 1993, S. 593ff.]) auch als quasi-dynamisch bezeichnet.

<sup>32</sup> Aufgrund der derzeit im Modell realisierten Berechnung des Kapitalwerts (siehe z. B. Gleichung (2.1)) kann die Länge der Zeitperioden nur in Schritten von mindestens einem Jahr variiert werden. D. h., die Mindestdauer einer Zeitperiode beträgt ein Jahr. Längere Perioden können sich nur über ganzzahlige Vielfache eines Jahres erstrecken. Grundsätzlich können im PERSEUS-EVU Modells jedoch auch unterjährige Zeitperioden abgebildet werden, falls die Kapitalwertberechnung entsprechend angepasst wird.

Einzelne Kraftwerkstechnologien bzw. verschiedene Bänder der Energiebezugsverträge mit anderen Versorgungsunternehmen werden mit Hilfe technischer, ökonomischer und umweltrelevanter Parameter abgebildet.

Kraftwerke können dabei je nach gewünschtem Detaillierungsgrad entweder zu Kraftwerkstypen aggregiert, als eine technische Einheit oder in einzelne Komponenten zerlegt modelliert werden. Über Transport- und Verteilungsanlagen sind die Anlagen(-bestandteile) durch Energie- und Stoffflüsse miteinander verknüpft.

Da es zu aufwendig wäre, die Nachfrage nach Strom, Wärme und Gas im Versorgungsgebiet des untersuchten EVU für alle 365 Tage eines Jahres zu integrieren, werden jeweils typische Wochentage näher untersucht. Für diese Tage wird der Lastverlauf in repräsentative Zeitbereiche (Intervalle) unterteilt. Um die benötigte maximale Kapazität hinreichend genau nachzubilden, kann die Nachfrage an dem Tag, an dem die maximale Last anliegt (der sogenannte 'Maxtag'), in das Modell integriert werden. Anzahl und Einteilung der typischen Tage können flexibel an den jeweiligen Anwendungsfall angepasst werden.

Des Weiteren ist es möglich, zu jedem Zeitpunkt eine differenzierte Charakterisierung des jeweiligen Energieflusses, bspw. bezüglich Emissionen, Preisen oder Minimal- und Maximalflüssen, vorzugeben. Dies soll die exakte Nachbildung von Energieimport- und Energieexportmöglichkeiten des betrachteten Energieversorgers ermöglichen, um dadurch Spezifika von Abnahme- bzw. Lieferverträgen berücksichtigen zu können. Insbesondere lassen sich so Differenzierungen in den Bezugsverträgen nach Leistungs- und Lastbereichen, aber auch nach Nieder- und Hochtarifzeiten in das Modell integrieren.

Die Betrachtungsweise der Energienachfrage mit Hilfe von Lastgängen u. a. auch für Wärme eröffnet die Möglichkeit zur Nachbildung der jeweiligen Nah- und Fernwärmeversorgung. Bestehende Wärmenetze und Wärmebezugsverträge lassen sich ebenso abbilden wie die Option, neue Wärmenetze zu errichten, wobei jeweils die lokalen Bedarfsstrukturen zu berücksichtigen sind. Durch die integrative Betrachtungsweise werden dabei Auswirkungen für die - eventuell auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gestützte - Stromerzeugung des betrachteten Energieversorgers mit in die Betrachtung einbezogen.

Mit Hilfe von Emissionsfaktoren für die wichtigsten Luftschadstoffe und Treibhausgase kann die optimale Energiesystemstruktur unter Berücksichtigung vorgegebener Emissionsschranken ermittelt werden.

Im folgenden Abschnitt wird die mathematische Formulierung des Optimiermodells, d. h. die Zielfunktion sowie die wichtigsten Nebenbedingungen, vorgestellt.

## 2.5.4 Mathematische Beschreibung des Modells

### 2.5.4.1 Einleitung

Im PERSEUS-EVU Modell werden Energieumwandlungstechnologien auf der Basis vier verschiedener hierarchischer Ebenen abgebildet. Diese Ebenen werden als Sektoren (engl. sector), Produzenten (producer), Anlagen (units) und Prozesse (process) bezeichnet (siehe Bild Bild 2-1).



Bild 2-1: Hierarchie der Datenstruktur

Die oberste Ebene der Datenhierarchie bilden die Sektoren, deren Funktion im wesentlichen in der geeigneten Strukturierung der verschiedenen Elemente des abgebildeten Energiesystems liegt. Eine sinnvolle Einteilung eines typischen Modells für große EVU (Verbundunternehmen) unterscheidet z. B. zwischen den Bereichen Kraftwerkspark, Übertragungssystem (Netz) und Nachfrage auf Sektorebene.

Die zweite Ebene, die Produzenten, sind die Knoten des das modellierte Energiesystem abbildenden Netzwerks. Diese Knoten werden durch Energie- und Stoffflüsse verbunden. Flüsse können nur zwischen verschiedenen Produzenten fließen. Innerhalb der einem Produzenten zugehörigen Elemente sind keine Flüsse erlaubt. Aus diesem Grund werden in den Produzenten typischerweise Elemente, die im Energiesystem eine ähnliche Funktion innehaben und daher häufig gleiche Energie- und Stoffflüsse aufnehmen bzw. abgeben, zusammengefasst. In einem Modell für ein großes EVU sind dies im Sektor Kraftwerkspark beispielsweise alle steinkohle- oder alle erdgasbefeuereten Kraftwerke.

Unterhalb der Produzentenebene sind die Anlagen angeordnet. Anlagen stellen die Energie- und Stoffumwandlungstechnologien des Energiesystems dar. In einem EVU-

Modell sind Anlagen typischerweise Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke. Sämtliche eine Technologie charakterisierende Parameter, die sich auf die Kapazität der Technologie – z. B. die installierte Nettoleistung eines Kraftwerks – beziehen, sind auf Anlagenebene definiert.

Die Prozessebene, die unterste Ebene der Datenhierarchie des PERSEUS-EVU Modells, dient dazu, einer Anlage mehrere verschiedene Betriebsweisen zuordnen zu können. Ein typisches Beispiel für die Notwendigkeit einer solchen Modellierungsoption ist ein Heizkraftwerk. In Abhängigkeit von der Konfiguration des Kraftwerks und der Art der verwendeten Turbinen ist es z. B. möglich, ein solches Kraftwerk neben dem Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung auch zur reinen Elektrizitätserzeugung einzusetzen. Eine andere Möglichkeit ist die Abbildung eines Kraftwerks, das alternativ mit verschiedenen Energieträgern bzw. Energieträgerkombinationen befeuert werden kann. Innerhalb der Prozesse findet die eigentliche Umwandlung der Energie- und Stoffflüsse statt. Sämtliche Parameter, die sich auf die Aktivität einer Technologie – z. B. die in einem Kraftwerk geleistete Arbeit – beziehen, werden auf der Prozessebene vereinbart.

#### **2.5.4.2 Modellparameter**

Auf der Basis dieser Datenstruktur werden sämtliche Energie- und Stoffflüsse sowie Energieumwandlungstechnologien im Modell abgebildet und durch eine Vielzahl von technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parametern charakterisiert. In Tabelle 2-2 sind die wichtigsten Parameter und ihre Funktion im Modell beschrieben. Dabei ist zu beachten, dass eine Reihe von Parametern zur Charakterisierung von Anlagen und Prozessen, die im ursprünglichen PERSEUS-EVU Modell für den gesamte Betrachtungshorizont des Modells lediglich mit einem festen Wert belegt werden konnten, im Rahmen dieser Arbeit zu periodenabhängigen Parametern geändert wurden<sup>33</sup>. Diese Modelländerung wurde u. a. durch neue Anforderungen, die sich aus der Liberalisierung des Energiemarktes ergaben, notwendig. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die Handhabung des sich durch diese Änderung ergebenden vielfachen Datenaufkommens erst durch die Einführung des datenbankbasierten Datenverwaltungssystems (vgl. Kap. 3.4.2) für das PERSEUS-EVU Modell möglich wurde.

---

<sup>33</sup> Die entsprechenden Parameter sind in der Tabelle durch \* gekennzeichnet.



Tabelle 2-2: Parameter des PERSEUS-EVU Modells

Parameter-name	Bezeichnung im Modell	Bezugselement	Zeitlicher Bezug	Beschreibung
<b>Technische Parameter</b>				
Energie- bzw. Stoff-Input *	Name des jew. Stoffes bzw. Energieträgers	Prozess	Periode	Definition eines Stoffes o. Energieträgers als Prozessinput und Festlegung des entsprechenden Anteils am Gesamtinput des Prozesses <sup>(i)</sup>
Energie- bzw. Stoff-Output *	Name des jew. Stoffes bzw. Energieträgers	Prozess	Periode	Definition eines Stoffes o. Energieträgers als Prozessoutput und Festlegung des entsprechenden Anteils am Gesamtoutput des Prozesses <sup>(i)</sup>
Wirkungsgrad *	EFFICIENCY	Prozess	Periode	Wirkungsgrad eines Prozesses als Verhältnis von Output zu Input
Verfügbarkeit *	AVAILABILITY	Anlage	Periode	Leistungsverfügbarkeit einer Anlage als Anteil der verfügbaren Leistung an der Nennleistung [MW]
Maximale Volllaststunden **	FLH_MAX	Prozess	Periode	Obere Grenze für die Jahresarbeit eines Prozesse ausgedrückt in Volllaststunden [h/a]
Minimale Volllaststunden **	FLH_MIN	Prozess	Periode	Untere Grenze für die Jahresarbeit eines Prozesse ausgedrückt in Volllaststunden [h/a]
Laständerungsgeschwindigkeit *	LOAD_SP	Prozess	Periode	Maximale Geschwindigkeit für die Änderung der Last eines Prozesses als Anteil an der Gesamtleistung der Anlage [1/h]
Mindestleistung	MIN	Anlage	Periode	Untere Schranke für die installierte Leistung einer Anlage [MW]
Maximalleistung	MAX	Anlage	Periode	Obere Schranke für die installierte Leistung einer Anlage [MW]
Verbleibende Leistung	RES	Anlage	Periode	Vor Beginn des Betrachtungszeitraums installierte Leistung einer Anlage [MW]
Technische Nutzungsdauer *	LIFE_TEC	Anlage	Periode	Zeitraum, den eine Anlage ab ihrer Inbetriebnahme im Modell zur Verfügung steht [a]
Eigenverbrauch *	INT_CONS	Prozess	Periode	Eigenverbrauch eines Prozesse als Anteil des Prozesslevels
Blockgröße *	CAPACITY	Anlage	Periode	Blockgröße für diskret modellierte Anlagen, nur Vielfache der Blockgröße sind zulässig [MW]
Flusswirkungsgrad	F_EFF	Fluss	Periode, Intervall	Wirkungsgrad eines Energie-/Stofffl. als Verhältnis von Output zu Input
Maximales Flussniveau	FLMAX	Fluss	Periode, Intervall	Obere Schranke für den Level eines Energie- bzw. Stoffflusses [PJ]
Minimales Flussniveau	FLMIN	Fluss	Periode, Intervall	Untere Schranke für den Level eines Energie- bzw. Stoffflusses [PJ]
Personalbedarf **	PERS_FAC	Anlage	Periode	Spezifischer Personalbedarf einer Anlage [Personen/kW]

Parametername	Bezeichnung im Modell	Bezugselement	Zeitlicher Bezug	Beschreibung
<b>Wirtschaftliche Parameter</b>				
Investition *	COST_INV	Anlage	Periode	Spezifische Investition einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie [DM/kW] bzw. [DM/GJ/a]
Fixe Ausgaben *	COST_FIX	Anlage	Periode	Spezifische fixe Ausgaben einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie [DM/kW] bzw. [DM/GJ/a]
Variable Ausgaben *	COST_VAR	Prozess	Periode	Variable Ausgaben (ohne Ausgaben für Flüsse) eines Prozesses [DM/kWh] bzw. [DM/GJ]
Wirtschaftl. Nutzungsdauer **	EC_LIFE	Anlage	Periode	Zeitraum, der bei der Berechnung der Annuitäten einer Investition in eine Anlage berücksichtigt wird [a]
Bezugspreise für Energie- u. Stoffflüsse	PPRIC	Fluss	Periode, Intervall	Bezugspreis für Energie- bzw. Stoffflüsse [DM/kWh] bzw. [DM/GJ]
Variable Ausgaben für Flüsse	CTVAR	Fluss	Periode, Intervall	Variable Ausgaben für Energie- bzw. Stoffflüsse [DM/kWh] bzw. [DM/GJ]
Verkaufspreise für Flüsse **	SELL	Fluss	Periode, Intervall	Verkaufspreise für Energie- bzw. Stoffflüsse [DM/kWh] bzw. [DM/GJ]
Durchleitungsentgelte **	TRANS	Fluss	Periode, Intervall	Durchleitungsentgelte für Energie- bzw. Stoffflüsse [DM/kWh] bzw. [DM/GJ]
Emissionssteuern **	[Emissionsname]_TAX	Emission	Periode	Steuern auf Emissionen [DM/t] oder [DM/kt]
<b>Umweltrelevante Parameter</b>				
Emissionsfaktoren *	Name der jeweiligen Emission	Prozess	Periode	Emissionsfaktoren eines Prozesses als Verhältnis der Emissionsmenge zum Prozessinput [t/PJ] o. [kt/PJ] <sup>(ii)</sup>
Emissionsfaktoren für Flüsse	Name der jeweiligen Emission	Fluss	Periode, Intervall	Emissionsfaktoren von Energie- bzw. Stoffflüssen als Verhältnis der Emissionsmenge zum Flussniveau [t/PJ] oder [kt/PJ] <sup>(ii)</sup>
Quoten für umweltfreundliche Energieträger bzw. Technologien **	[Energieträger kürzel]_QUOTA, z.B. REN_QUOTA COG_QUOTA SOL_QUOTA	Modell	Periode	Quoten für den Einsatz umweltfreundlicher Energieträger bzw. Umwandlungstechnologien als Anteil an der produzierten oder abgesetzten Endenergiemenge (bspw. Strom) des betrachteten Unternehmens

\* Parameter, die neu als periodenabhängig definiert wurden.

\*\* Parameter, die neu eingeführt wurden.

(i) Modelltechnisch gesehen können beliebig viele In- bzw. Outputs definiert werden, in den Eingabemasken des Datenverwaltungssystems sind derzeit jeweils drei Möglichkeiten vorgesehen.

(ii) Im Prinzip können Emissionsfaktoren für beliebig viele Schadstoffe, Treibhausgase o. ä. vorgegeben werden. Derzeit sind die folgenden Emissionsfaktoren abgebildet (in Klammern das im Modell verwendete Kürzel): Methan (CH<sub>4</sub>), Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Kohlenmonoxid (CO), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Salzsäure (HCL), Lachgas (N<sub>2</sub>O), Ammoniak (NH<sub>3</sub>), Stickoxide (NO<sub>x</sub>),

Staub/Partikel (PAR), Staub/Partikel < 10  $\mu\text{m}$  (PM10), Schwefeloxide (SOX), flüchtige organische Verbindungen (VOC).

### 2.5.4.3 Darstellung der in den Gleichungen verwendeten Bezeichnungen

Die mathematische Darstellung des Gleichungssystems des PERSEUS-EVU Modells erfordert die Verwendung einer Vielzahl von Indizes, Indexmengen, Modellparametern und Variablen<sup>34</sup>, die im folgenden dargestellt sind. Dabei wird auf die Darstellung der jeweiligen Einheiten verzichtet<sup>35</sup>.

#### Indizes<sup>36</sup>:

t	:= Zeitindex
ev	:= Ereignisindex
br	:= Index für Zweige des Ereignisbaumes
f	:= Index für Flüsse im Netzwerk
seas	:= Index für zeitliche Untergliederung (z. B. Sommerwerktag 8.00 - 10.00 Uhr)
prod	:= Index für Produzenten
p	:= Index für Prozesse
k	:= Index für Emissionen
u	:= Index für Anlagen
$u_c$	:= Index für kontinuierlich betrachtete Anlagen
$u_d$	:= Index für einzeln betrachtete Anlagen
str	:= Index für Pumpspeichersysteme
$p_{prod}$	:= Index für Prozesse, die dem gleichen Produzenten zugeordnet sind
$p_{prod_u}$	:= Index für Prozesse zum gleichen Produzenten wie Anlage u
$p_u$	:= Index für Prozesse zur Anlage u
$p_{voll}$	:= Index der Prozesse, die den Betrieb bei maximalem Wirkungsgrad abbilden
$p_{u_p}$	:= Index der Prozesse zur gleichen Anlage wie der Prozess p
$u_{c,prod}$	:= Index für kontinuierlich betrachtete Anlagen, die dem gleichen Produzenten zugeordnet sind
ein	:= Index für Summe der Flüsse in einen Prozess
aus	:= Index für Summe der Flüsse aus einem Prozess
ni	:= Index für Summe der Flüsse in das Netzwerk <sup>37</sup>
no	:= Index für Summe der Flüsse aus dem Netzwerk

<sup>34</sup> Die aufgeführten Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen stellen nur einen zum Verständnis der aufgeführten Gleichungen notwendigen Ausschnitt der im Modell definierten Größen dar.

<sup>35</sup> Aus diesem Grunde wird in den folgenden Ausführungen auf die Darstellung von Umwandlungsfaktoren, bspw. von PJ in GWh, wie sie im Modell berücksichtigt werden, verzichtet.

<sup>36</sup> Wird in einer Ungleichung / in der Zielfunktion der gleiche Index mehrmals benötigt, wird der jeweilige Index mit einem zusätzlichen Strich gekennzeichnet (z. B.  $prod'$  in der Zielfunktion).

<sup>37</sup> Lediglich in der Zielfunktion wird zwischen in das Netzwerk eingehenden (aus einer sogenannten Ressourcenkategorie) bzw. aus dem Netzwerk ausgehenden Flüssen (in eine sogenannte Demandkategorie) und Flüssen zwischen zwei Produzenten unterschieden. Im weiteren werden dann in das Netzwerk eingehende bzw. aus dem Netzwerk ausgehende Flüsse als Sonderfall der Flüsse zwischen zwei Produzenten angesehen und in den Ungleichungen nicht mehr gesondert betrachtet.

Indexmengen:

T	:= Perioden
EV	:= Ereignisse
BR	:= Zweige des Ereignisbaumes
S	:= Zeitintervalle
P	:= Prozesse
$P_{GG}$	:= Prozesse, die in Grundlast betrieben werden müssen
$P_A$	:= Energieangebotsseitige Prozesse
$P_N$	:= Energienachfrageseitige Prozesse
U	:= Anlagen
$U_c$	:= Kontinuierlich betrachtete Anlagen
$U_d$	:= Einzeln betrachtete Anlagen
$U_{RB}$	:= Anlagen für die die Möglichkeit eines vorzeitigen Rückbaus integriert wird
$U_{c,L\ddot{A}}$	:= Kontinuierlich betrachtete Anlagen für die Laständerungsgeschwindigkeiten zu berücksichtigen sind
$U_{c,ML}$	:= Kontinuierlich betrachtete Anlagen für die Mindestlasten berücksichtigt werden
$U_{c,WL}$	:= Kontinuierlich betrachtete Anlagen für die ein von der Last abhängiger Wirkungsgrad zu berücksichtigen ist
$U_A$	:= Energieangebotsseitige Anlagen
$U_N$	:= Energienachfrageseitige Anlagen
PROD	:= Produzenten
$PROD_1$	:= Produzenten, die weder einen saisonal untergliederten Input aufnehmen noch einen saisonal untergliederten Output produzieren (Typ 1)
$PROD_2$	:= Produzenten, die zwar einen saisonal untergliederten Input aufnehmen, aber keinen saisonal untergliederten Output produzieren (Typ 2)
$PROD_3$	:= Produzenten, die zwar einen saisonal untergliederten Output produzieren, aber keinen saisonal untergliederten Input aufnehmen (Typ 3)
$PROD_4$	:= Produzenten, die saisonal differenzierte Stoff- bzw. Energieflüsse aufnehmen und, da sie keinen Prozess beinhalten, unverändert weiterleiten (Typ 4)
$PROD_5$	:= Produzenten, die saisonale Energieflüsse mit unterschiedlichen Lastverläufen aufnehmen und abgeben (Typ 5)
$PROD_{2,fo}$	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Output haben
$PROD_{2,fi}$	:= Produzenten des Typs 2, die den Fluss f als Input haben
$PROD_{3,fo}$	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Output haben
$PROD_{3,fi}$	:= Produzenten des Typs 3, die den Fluss f als Input haben
$PROD_{5,fo}$	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Output haben
$PROD_{5,fi}$	:= Produzenten des Typs 5, die den Fluss f als Input haben
STR	:= Pumpspeichersysteme
F	:= Flüsse
K	:= Emissionen

Modellparameter

ant	:= Anteil der Nachfrage in einem spezifischen Zeitintervall
D	:= Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
$D_{max}$	:= Obergrenze für die Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
$D_{min}$	:= Untergrenze für die Nachfrage nach Nutzenergie / Stoffen
os	:= Anteil der Kapazität einer Anlage, der für den Betrieb mit maximalem Wirkungsgrad zu erreichen ist
mika	:= Anteil der Kapazität der Anlage, der für den Betrieb der Anlage zu erreichen ist
mal	:= genau fixierter Marktanteil

amin	:= minimaler Marktanteil
amax	:= maximaler Marktanteil
reserv	:= zur Verfügung stehendes Mengenpotential eines Stoffes
gs	:= Laständerungsgeschwindigkeit
Cvar	:= Spezifische variable Ausgaben auf Stoff- und Energieflüssen
Cvar_a	:= Spezifische variable Ausgaben je Aktivitätsniveau
Cfix	:= Spezifische fixe Ausgaben je Anlagenkapazität
Cinv	:= Spezifische über die Annuitätenmethode aufgeteilte Investition
Cnet	:= Netznutzungsentgelt für Stoff- und Energieflüsse
Pwork	:= Arbeitspreis für Stoff- und Energieflüsse
Pnet	:= Netznutzungsentgelt für Stoff- und Energieflüsse
Ppow	:= Leistungspreis für Stoff- und Energieflüsse
h	:= Stunden
hyear	:= Stunden eines Jahres
days <sub>seas</sub>	:= Anzahl der zu dem entsprechenden Zeitabschnitt seas gehörenden Tage
per_year	:= Anzahl der Jahre einer Periode
v	:= Verfügbarkeit
Cp <sub>n</sub>	:= Kapazität der einzeln betrachteten Technologien
Cp <sub>o</sub>	:= Noch vorhandene einzeln betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
Cap <sub>o</sub>	:= Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer vor dem Betrachtungszeitraum installierten Anlage
FLHmax	:= Maximale Volllaststunden einer Anlage
FLHmin	:= Minimale Volllaststunden einer Anlage
TAX <sub>k</sub>	:= Emissionssteuer
$\alpha_t$	:= Abzinsungsfaktor (unter Berücksichtigung der Periodenlänge)
$\beta$	:= Umsetzungszahl für Input-Flüsse = Inputanteil von f, falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst
$\xi$	:= Gewichtungsfaktor für den Investitions-Strafterm
$\gamma$	:= Risikoaversionskoeffizient für die einstufige stochastische Programmierung
$\psi$	:= Risikoaversionskoeffizient für die mehrstufige stochastische Programmierung
$\sigma$	:= Standardabweichung
Z <sub><math>\alpha</math></sub>	:= Parameter zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeit, mit der eine Nebenbedingung erfüllt werden muss
prob <sub>ev</sub>	:= Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses
E <sub>k</sub>	:= Emissionsfaktoren für an Flüsse gekoppelte Emissionen
E <sub>max</sub>	:= jährliche Emissionsobergrenze
Etot <sub>max</sub>	:= Emissionsobergrenze für den gesamten Betrachtungszeitraum
$\Omega$	:= Kapazitätsbezugszahl des Prozesses p
$\delta$	:= Umsetzungszahl für Output-Flüsse = 1/Outputanteil von f, falls f Output des Prozesses p ist = 1, sonst
$\Gamma$	:= 1/ $\delta$ (wenn f Output des Prozesses p ist)
$\Phi$	:= Verwendung des Flusses = -1/Wirkungsgrad des Prozesses p, falls f Input des Prozesses p ist = 1, falls f Output des Prozesses p ist = 0, sonst

Variablen

$PROF_{ev}$  := Gewinn für ein Ereignis

$COST_{ev}$  := Ausgaben für ein Ereignis

positive Variablen

PL := Aktivitätsniveau

$Cap_n$  := Noch vorhandene kontinuierlich betrachtete Kapazität einer im Betrachtungszeitraum installierten Anlage

X := Energie- / Stofffluss

ML := Maximale Höhe eines Energie- / Stoffflusses

$d^+$  := positive Abweichungen vom Erwartungswert

$d^-$  := negative Abweichungen vom Erwartungswert

$d_{tot}$  := gesamte Abweichungen vom Erwartungswert

ganzzahlige Variablen

Z := Zahl der im Betrachtungszeitraum neu installierten, noch vorhandenen, einzeln betrachteten Technologien

**2.5.4.4 Zielfunktion**

Die Zielfunktion des PERSEUS-EVU Modells (Gl. (2.1)) ist die Minimierung der Summe der diskontierten Ausgaben des EVU innerhalb des Betrachtungszeitraums zur Befriedigung des exogen vorgegebenem Nutz- bzw. Endenergie- und Stoffbedarfs. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte war diese Zielfunktion aufgrund der Gebietsmonopole der Versorgungsunternehmen und der regulierten Preise gut geeignet. Unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Energiemarktes ist dagegen sowohl der Ansatz der Ausgabenminimierung als auch die feste Vorgabe der Nachfrage nach Nutz- bzw. Endenergie kritisch zu überprüfen. In Kapitel 3.2 wird auf diese Problematik näher eingegangen.

Alle in der Zielfunktion berücksichtigten Ausgaben werden vom 31. Dezember des Jahres, in dem der jeweilige Ausgabenbestandteil anfällt, auf den 1. Januar des ersten Jahres des Betrachtungszeitraumes (Basisjahr) diskontiert. Der Zielfunktionswert ergibt sich aus der Addition der diskontierten Ausgaben für alle berücksichtigten Jahre.

Die in der Zielfunktion berücksichtigten Optimiervariablen sind die Kapazitäten und Aktivitäten<sup>38</sup> der modellierten Energieumwandlungstechnologien sowie die Niveaus der Energie- und Stoffflüsse in das System (Inputflüsse) und innerhalb des Systems (Intermediärflüsse). Um zu Ausgabentermen zu gelangen, werden diese Variablen mit entsprechenden Ausgabenkoeffizienten multipliziert. Bei den Kapazitätsvariablen sind dies die spezifischen Investitionen<sup>39</sup> sowie die spezifischen fixen

<sup>38</sup> In Zusammenhang mit diesem Begriff wird auf die Aktivitätsanalyse [Koopmans 1951] verwiesen. Die aktivitätsanalytische Fundierung der Energie- und Stoffflussmodellierung wird ausführlich in [Wietschel 2000, S. 100ff.] diskutiert.

<sup>39</sup> Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Nutzungsdauer von Anlagen über den Betrachtungszeitraum hinaus reichen kann, wird die Investition unter Anwendung der Annuitätenmethode über die Nutzungsdauer der entsprechenden Anlage aufgeteilt.

Ausgabenbestandteile. Den Aktivitäten der Technologien sind variable Ausgabenbestandteile zugeordnet, allerdings ohne die variablen Ausgaben für die Flüsse (z. B. für Inputenergieträger), da diese den Flussvariablen zugeordnet sind.

min

$$\sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[ \begin{aligned} & \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot C_{var_{ni,f,t,seas}} + \right. \right. \\ & \left. \left. X_{no,f,t,seas} \cdot (C_{var_{no,f,t,seas}} + C_{net_{no,f,t,seas}}) \right] \right] \\ & + \sum_{seas \in S} \left[ \begin{aligned} & \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot \right. \\ & \left. C_{var_{prod',prod,f,t,seas}} \right] \\ & + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot C_{var\_a_{p,t,seas}} \right] \end{aligned} \right] \\ & + \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot (C_{fix_{u_c,t}} + C_{inv_{u_c,t}}) + Cap_{o,u_c,t} \cdot C_{fix_{u_c,t}} \right] \\ & + \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot (C_{fix_{u_d,t}} + C_{inv_{u_d,t}}) + Cp_{o,u_d,t} \cdot C_{fix_{u_d,t}} \right] \end{aligned} \right] \quad (2.1)$$

### 2.5.4.5 Deckung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen

Die treibende Kraft des PERSEUS-EVU Modells ist die Befriedigung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen. Dazu wird mit Hilfe der Nebenbedingung (2.2) sichergestellt, dass der Output eines bestimmten Energie- bzw. Stoffflusses zu jedem Zeitpunkt größer oder gleich der exogen vorgegebenen Nachfrage nach diesem Energie- und Stofffluss ist. Wie bereits erwähnt, ist die exogene Vorgabe von festen Nachfrageniveaus für die Anwendung des Modells auf dem Wettbewerb ausgesetzte Unternehmen kritisch zu hinterfragen (siehe hierzu Kapitel 3.2.1).

$$X_{no,f,t,seas} \geq D_{f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (2.2)$$

### 2.5.4.6 Bilanzierungsgleichungen

Ein wichtiges Grundgerüst eines Energie- und Stoffflussmodells wie PERSEUS-EVU wird von den Bilanzierungsgleichungen gebildet, die sicherstellen, dass die Energie- bzw. Stoffbilanz an jedem Knoten des Netzwerks, welches das modellierte Energiesystem repräsentiert, eingehalten wird.

Aufgrund der detaillierten und flexiblen Abbildung des zeitlichen Anfalls der Energie- und Stoffflüsse sowie der Nutzung der Energieumwandlungstechnologien besteht die Notwendigkeit, auf der Ebene der Produzenten, also der Knoten der Netzwerkstruktur, eine Unterscheidung in fünf Typen zu treffen. Diese Typeneinteilung erfordert

wiederum die Einführung mehrerer verschiedener Bilanzierungsgleichungen, die alle nach dem in Gleichung (2.3) dargestellten Schema aufgebaut sind.

$$X_{\text{ein},p,f,t,\text{seas}} + \left( PL_{p,t,\text{seas}} \cdot \Phi_{f,p} \right) \cdot \left( \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} \right) = X_{\text{aus},p,f,t,\text{seas}} \quad (2.3)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall \text{seas} \in S; \forall t \in T$$

Die Unterscheidung der Produzenten richtet sich nach ihrer Funktion, wobei auf der Input- und der Outputseite jeweils zwischen Stoff- und Energieflüssen mit oder ohne saisonale Differenzierung unterschieden wird. Daraus ergibt sich folgende Untergliederung:

- Typ 1: Produzenten, die weder einen saisonal differenzierten Input aufnehmen noch einen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 2: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen, aber keinen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 3: Produzenten, die einen saisonal nicht differenzierten Input aufnehmen, aber einen saisonal differenzierten Output produzieren.
- Typ 4: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und, da sie weder Anlage noch Prozess enthalten, die Inputflüsse unverändert weiterleiten.
- Typ 5: Produzenten, die einen saisonal differenzierten Input aufnehmen und durch Umwandlung der entsprechenden Flüsse in den Anlagen bzw. Prozessen des Produzenten einen Output mit einer anderen saisonalen Differenzierung produzieren.<sup>40</sup>

Die Zuordnung der sechs verschiedenen Bilanzierungsgleichungen zu den input- bzw. outputseitigen Flüsse der Produzenten-Typen ist in Tabelle 2-3 dargestellt.

<sup>40</sup> Zur Veranschaulichung folgende Beispiele unter der Annahme, dass im Modell Kohle, Kohlestaub und Kälte ohne, Elektrizität und Dampf bzw. Wärme mit Lastkurve abgebildet werden: Typ 1: Kohlemühle, Typ 2: Kühlschränke, Typ 3: Kohlekraftwerk, Typ 4: Hochspannungsleitungen, Typ 5: von verschiedenen Turbinen oder Kesseln gespeiste Dampfsammelschiene (vgl. [Fichtner 1999, S. 76]).



Tabelle 2-3: Zuordnung der Bilanzierungsgleichungen zu den Produzenten-Typen

Produzenten-Typ	1		2		3		4		5	
	Input	Output	Input	Output	Input	Output	Input	Output	Input	Output
(2.4)	X	X		X						
(2.5)			X				X	X		
(2.6)						X				X
(2.7)					X					
(2.8)									X	

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \frac{\beta_{f,p}}{\delta_{f,p}} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t} \quad (2.4)$$

$$\forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_1; \forall prod \in PROD_{2,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t,seas} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot ant_{p,seas} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t,seas} \quad (2.5)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_4; \forall prod \in PROD_{2,fi}$$

$$\sum_{P_{prod}} PL_{p,t,seas} \cdot \frac{1}{\delta_{f,p}} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t,seas} \quad (2.6)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{3,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t} + \sum_{P_{prod}} PL_{p,t} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} = \sum_{prod'} X_{prod,prod',f,t} \quad (2.7)$$

$$\forall t \in T, \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{3,fi}; \forall prod \in PROD_{5,fo}$$

$$\sum_{prod'} X_{prod',prod,f,t,seas} = \sum_{P_{prod}} PL_{p,t,seas} \cdot \Phi_{f,p} \cdot \beta_{f,p} \cdot (-1) \quad (2.8)$$

$$\forall seas \in S; \forall t \in T; \forall f \in F; \forall prod \in PROD_{5,fi}$$

### 2.5.4.7 Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen

Abgesehen von der Festlegung der Nachfrage nach Energie- und Stoffflüssen (siehe Kap. 2.5.4.5), die durch eine untere Schranke für die entsprechenden Output-Flüsse realisiert wird, können sämtliche im PERSEUS-EVU Modell auftretenden Flüsse sowohl nach oben als auch nach unten beschränkt werden. Auch die Festlegung eines festen Flussniveaus ist möglich. Diese Beschränkungen können sich dabei zum einen auf die gesamte während eines Jahres anfallende Energie bzw. Stoffmenge beziehen, zum anderen ist es möglich, das Flussniveau in einzelnen Zeitintervallen bzw. Zeitsegmenten<sup>41</sup> zu beschränken. Aufgrund der Tatsache, dass die Flussniveaus Variablen des Optimierproblems sind, ist es nicht notwendig, für die Beschränkung einzelner Flüsse explizit Gleichungen in das Modell zu integrieren. Vielmehr werden direkt die oberen bzw. unteren Schranken oder das Flussniveau der entsprechenden Variablen zugewiesen.

### 2.5.4.8 Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Um zu gewährleisten, dass zu jedem Zeitpunkt genügend Kapazität einer Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologie zur Verfügung steht, um den erforderlichen Prozesslevel<sup>42</sup> erfüllen zu können, sind die Kapazitätsgleichungen (2.9) und (2.10) in das PERSEUS-EVU Modell integriert. Da diese Gleichungen für alle Zeitintervalle gelten, wird die Kapazitätsuntergrenze einer Anlage bestimmt durch dasjenige Zeitintervall, in dem die höchste Leistung (als Summe der Leistungen der der Anlage zugehörigen Prozesse) anliegt.

---


$$(Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot v_{u_c} \cdot h_{year} \geq \sum_{p_{uc}} PL_{t,seas,p_{uc}} \cdot \left(\frac{h_{year}}{h_{seas}}\right) \cdot \Omega_{p_{uc}} \quad (2.9)$$

$$\forall seas \in S; \forall u_c \in U_c; \forall t \in T$$


---

---


$$(Cp_{o,u_d,t} + Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t}) \cdot v_{u_d} \cdot h_{year} \geq \sum_{p_{ud}} PL_{t,seas,p_{ud}} \cdot \left(\frac{h_{year}}{h_{seas}}\right) \cdot \Omega_{p_{ud}} \quad (2.10)$$

$$\forall seas \in S; \forall u_d \in U_d; \forall t \in T$$


---

<sup>41</sup> Als Zeitsegment wird die Kombination eines Zeitintervalls und einer Periode bezeichnet (Bsp.: Zeitintervall: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr, Periode: Jahr 2005, entsprechendes Zeitsegment: Sommersonntag von 9:00 bis 11:00 Uhr im Jahr 2005).

<sup>42</sup> Als Prozesslevel wird die Aktivität eines Prozesses bezeichnet. Bspw. entspricht bei einem Kraftwerk der Prozesslevel der geleisteten Arbeit im jeweiligen Zeitintervall.

### 2.5.4.9 Beschränkung der Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Aufgrund der Tatsache, dass die Kapazitäten von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien Variablen des Optimierproblems von PERSEUS-EVU sind, ist die Vorgehensweise bei der Beschränkung von Anlagenkapazitäten analog zu der bei der Beschränkung von Energie- und Stoffflüssen. Auch in diesem Fall werden obere bzw. untere Schranken oder ein festes Kapazitätsniveau direkt als Vorgabe für die entsprechende Variable definiert. Da die Kapazitätsvariablen im Gegensatz zu den Flussvariablen nicht saisonal differenziert sind, sondern jeweils für eine Periode definiert werden, sind auch die Beschränkungen nur auf Periodenebene möglich.

Bei diskret betrachteten Anlagen, d. h. Anlagen, die nur in Vielfachen einer vorgegebenen Blockgröße installiert werden können, besteht zum einen die Möglichkeit, die Anzahl der Blöcke zu beschränken. Zum anderen können wie bei kontinuierlich betrachteten Kapazitäten absolute Schranken vorgegeben werden, die durch eine ganzzahlige Division durch die Blockgröße in die entsprechende Vorgabe für die ganzzahligen Variablen umgerechnet werden.

Neben der Beschränkung der Gesamtkapazität einer Anlage ist es über entsprechende Gleichungen auch möglich, den maximalen Zubau einer Anlage bzw. einer Gruppe von Anlagen innerhalb einer Periode oder über den gesamten Betrachtungszeitraum zu beschränken.

### 2.5.4.10 Beschränkung des Einsatzes von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien

Auch die Prozesslevel der einer Anlage zugeordneten Prozesse stellen Variablen des Optimierproblems dar und könnten dementsprechend unmittelbar beschränkt werden. In der Praxis werden derartige Vorgaben jedoch in der Regel über entsprechende Flussbeschränkungen des Prozessoutputs realisiert. Eine weitere Möglichkeit zur Vorgabe eines minimalen bzw. maximalen jährlichen Prozesslevels bieten die im Rahmen dieser Arbeit neu implementierten Volllaststundengleichungen (Gl. (2.11) und (2.12)). In Anlehnung an die in der Energiewirtschaft gebräuchliche Charakterisierung der von einem Kraftwerk geleisteten Jahresarbeit durch die Anzahl an Stunden, die im Volllastbetrieb zur Erreichung dieser Arbeit benötigt worden wären, bieten diese Gleichungen die Möglichkeit, die von einem Prozesses im Laufe eines Jahres geleistete Arbeit nach oben und unten zu beschränken.

---


$$3,6 \cdot 10^{-6} \cdot FLHmax_{u,t} \cdot CAP_{u,t} \leq \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \quad \forall u,t \quad (2.11)$$


---

$$3,6 \cdot 10^{-6} \cdot FLHmin_{u,t} \cdot CAP_{u,t} \geq \sum_{p \in P_u} PL_{p,t} \quad \forall u,t \quad (2.12)$$


---

Die Integration von sogenannten Ausschlussgleichungen ermöglicht darüber hinaus, den Betrieb einzelner Anlagen in bestimmten Zeitintervallen oder Zeitsegmenten auszuschließen bzw. nur in ausgewählten Zeitintervallen/-segmenten zuzulassen. Mit Hilfe dieser Gleichungen ist es beispielsweise möglich, photovoltaische oder solarthermische Anlagen in den Nachtstunden von der Elektrizitäts- bzw. Wärme- produktion auszuschließen. Eine andere Einsatzmöglichkeit der Ausschluss- gleichungen besteht darin, nicht verschiebbare Stillstandszeiten einzelner Anlagen – z. B. für Revisionen – abzubilden. Bei einer genügend genauen Unterteilung der Zeitintervalle innerhalb des Jahres bietet das PERSEUS-EVU Modell allerdings auch die Möglichkeit, eine grobe Planung von verschiebbaren Stillstands- bzw. Revisions- zeiten im Rahmen der Optimierung zu realisieren (siehe hierzu Kapitel 7.5.2).

Aufgrund des Umstandes, dass die reale Lastkurve durch die flexible Einteilung der Zeitintervalle im Modell recht genau nachgebildet werden kann, ist es nicht notwendig, eine exogene Klassifizierung von Kraftwerkstechnologien in Anlagen für den Grund-, Mittel- und Spitzenlastbetrieb vorzunehmen. Die Einlastung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien erfolgt im PERSEUS-EVU Modell auf Basis der verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Parameter wie Laständerungs- geschwindigkeiten, variable Ausgaben und Brennstoffausgaben. Die Vorgabe von maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten, angegeben als Anteil der Nennleistung, um den die Last innerhalb einer Stunde geändert werden kann, wird durch die Gleichungen (2.13) und (2.14) realisiert.

---


$$\left( (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot gs_{u_c} \cdot 0,5 \cdot \left( \frac{h_{seas}}{days_{seas}} + \frac{h_{(seas+1)}}{days_{(seas+1)}} \right) \right) \quad (2.13)$$

$$+ \frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{seas}} \geq \frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,(seas+1)} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{(seas+1)}}$$

$$\forall u_c \in U_{c,L\ddot{A}}, \forall t \in T, \forall seas \in S$$


---

$$- \left( (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot gs_{u_c} \cdot 0,5 \cdot \left( \frac{h_{seas}}{days_{seas}} + \frac{h_{(seas+1)}}{days_{(seas+1)}} \right) \right) \quad (2.14)$$

$$+ \frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{seas}} \leq \frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,(seas+1)} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{(seas+1)}}$$

$$\forall u_c \in U_{c,L\ddot{A}}, \forall t \in T, \forall seas \in S$$


---

Unter bestimmten Rahmenbedingungen kann es jedoch sinnvoll bzw. notwendig sein, gewisse Kraftwerke oder Kraftwerkskomponenten unabhängig von der Optimierung auf bestimmte Lastbereiche festzulegen, wobei insbesondere der reine Grundlastbetrieb von Interesse ist. Aus diesem Grund kann mit Hilfe von Gleichung (2.15) gewährleistet werden, dass Anlagen in jedem Zeitintervall eines Jahres einen gleichbleibenden Prozesslevel haben.

---


$$\frac{PL_{p,t,seas}}{h_{seas}} = \frac{\sum_{seas} PL_{p,t,seas}}{\sum_{seas} h_{seas}} \quad \forall seas \in S, \quad \forall p \in P_{GG}, \quad \forall t \in T \quad (2.15)$$


---

In Abhängigkeit vom Detaillierungsgrad der Intervalleinteilung kann durch modifizierte Versionen von Gleichung (2.15) ein Grundlastbetrieb auch für ausgewählte Mengen von Zeitintervallen, die bspw. der Winter- oder Sommersaison entsprechen, vorgegeben werden.

Auch bei der Bestimmung der notwendigen Kapazitäten zur Deckung kurzfristiger Lastspitzen ist es unter Umständen notwendig, zusätzliche Vorgaben zu machen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn durch eine relativ aggregierte Darstellung der Lastkurve Informationen über extreme Lastspitzen verloren gehen. Aus diesem Grund kann im PERSEUS-EVU Modell für jede Periode ein Faktor vorgegeben werden, der bestimmt, welcher Anteil der Höchstlast durch kurzfristige Lastspitzen verursacht wird und dementsprechend durch geeignete Technologien (z. B. Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerke) gedeckt werden muss.

#### 2.5.4.11 Abbildung der Energiespeicherung

Die Abbildung der Speicherung von Energie, die von Umwandlungsanlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitgestellt und erst zu einem späteren Zeitpunkt genutzt wird, kann im PERSEUS-EVU Modell realisiert werden. Besondere Praxisrelevanz hat dies für die Abbildung von Pumpspeicherkraftwerken, in denen Elektrizität genutzt wird, um – i. d. R. zu Schwachlastzeiten – Wasser auf ein höheres Niveau zu pumpen und die entsprechende potentielle Energie später – i. d. R. zur Deckung von Lastspitzen – mit Turbinen wieder in Elektrizität umzuwandeln.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde die bereits existierende Speichergleichung derart erweitert, dass nicht nur ein, sondern beliebig viele voneinander unabhängige Speichersysteme, die von unterschiedlichen Kraftwerken gespeist werden und unterschiedliche Nachfrager beliefern, modelliert werden können (siehe Gleichung (2.16)).

---


$$X_{str,no,f,t} = X_{str,ni,f,t} \quad \forall str \in STR; \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \quad (2.16)$$


---

In Gleichung (2.16) erfolgt die Bilanzierung der dem Speicher zufließenden und abfließenden Energiemengen über den Zeitraum eines Jahres. In Abhängigkeit vom

Aggregationsgrad der Intervalleinteilung können jedoch auch kürzere Zeiträume gewählt werden.

#### **2.5.4.12 Abbildung von Reservekapazitäten**

Die Gewährleistung einer sicheren Elektrizitätsversorgung ist eine der grundlegenden Aufgaben der Energiewirtschaft. Selbst kurzfristige Ausfallzeiten können bei Unternehmen und Haushalten zu erheblichen Problemen sowohl technischer wie auch ökonomischer Art führen. Deshalb gibt es auf den verschiedenen Niveaus der Elektrizitätswirtschaft festgelegte Vorgaben über die bereitzuhaltenden Reservekapazitäten, die im Falle eines unplanmäßigen Ausfalls anderer Kapazitäten kurzfristig zum Einsatz kommen können.<sup>43</sup>

In Abhängigkeit von der Größe des betrachteten Unternehmens und seiner Position am Markt (z. B. Verbundunternehmen oder Stadtwerk) können verschiedene Optionen zur Modellierung der notwendigen Reserveleistung ausgewählt werden.

Die einfachste Option, die benötigte Reserveleistung zu berücksichtigen, besteht in der Verwendung des Verfügbarkeitsfaktors. Durch die Angabe eines Verfügbarkeitsfaktors kleiner eins für die modellierten Energieumwandlungstechnologien wird die zu jedem Zeitpunkt verfügbare Leistung entsprechend gemindert, so dass mehr Leistung installiert werden muss, um eine bestimmte Last zu decken. Der Nachteil dieses insbesondere bei nationalen Energiemodellen wie EFOM-ENV weitverbreiteten Ansatzes ist, dass die Anlagen stets nur mit dem der Verfügbarkeit entsprechenden Anteil an der installierten Leistung betrieben werden können, auch zu Zeiten, in denen eine Anlage voll verfügbar ist. Als Folge müssen unter Umständen andere Anlagen höher ausgelastet oder zusätzlich betrieben werden. Durch die resultierende, nicht realitätsgetreue Einlastung können sich Fehler bei der Berechnung der variablen Ausgaben und der Ausgaben für Brennstoffe ergeben.

Aus diesem Grund bietet das PERSEUS-EVU Modell ein alternatives Verfahren zur Gewährleistung einer ausreichenden Reserveleistung. So kann ein Faktor angegeben werden, um den die gesamte im betrachteten Energiesystem installierte Leistung über der maximalen Last liegen muss. Bei diesem Verfahren können zusätzlich bestimmte Kapazitäten, deren Leistung nicht gesichert zur Verfügung steht, wie z. B. Solar- oder Windkraftanlagen, von der Berechnung der entsprechenden Gesamtleistung ausgeschlossen werden.

#### **2.5.4.13 Spezielle Gleichungen zur Technologimodellierung**

Um eine noch realitätsnähere Modellierung von Energie- und Stoffumwandlungstechnologien zu ermöglichen, als dies in einem rein linearen Energie- und Stoffflussmodell umsetzbar ist, sind verschiedene Gleichungen, die ganzzahlige oder

---

<sup>43</sup> Vgl. [UCTE 1999].

binäre Variablen enthalten, in das Modellsystem integriert worden (vgl. [Lüth 1997], [Fichtner 1999]).

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Berücksichtigung einer Mindestlast (als Anteil an der gesamten installierten Leistung einer Anlage), unterhalb derer eine Anlage nicht gefahren werden kann. Zum Beispiel kann ein 500 MW-Steinkohle-Kraftwerk i. d. R. nicht bei einer anliegenden Last von nur 50 MW gefahren werden, sondern erst ab rund 150 MW (Mindestlast). Um zu verhindern, dass Kraftwerke in einzelnen Zeitintervallen mit Lasten unterhalb der Mindestlast eingeplant werden können, ist eine entsprechende Gleichung (Gleichung (2.17)<sup>44</sup>) integriert. Dazu wird ein Anteil der installierten Leistung einer Anlage – z. B. 30 % – spezifiziert, unterhalb dessen ein Betrieb der Anlage nicht möglich ist. Oberhalb der Mindestlast kann jeder Wert bis zur installierten Leistung angenommen werden<sup>45</sup>.

$$\frac{\sum_{p_{u_c}} (PL_{p_{u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}})}{h_{seas}} + \frac{NT_{u_c,t,seas}}{h_{seas}} \geq (Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t}) \cdot mika_{u_c}$$

$$\forall u_c \in U_{c,ML}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S \quad (2.17)$$

wobei für fixierte  $t=t^*$  und  $seas=seas^*$  gilt

$$NT_{u_c,t^*,seas^*} = 0 \quad \text{falls} \quad \exists PL_{p_{u_c},t^*,seas^*} > 0,$$

$$NT_{u_c,t^*,seas^*} > 0 \quad \text{falls} \quad \forall PL_{p_{u_c},t^*,seas^*} = 0.$$

Um Wirkungsgradverlusten, die bei einem Teillastbetrieb von Anlagen auftreten, Rechnung tragen zu können, sind in PERSEUS-EVU Gleichungen integriert, die eine Approximation der Last-Wirkungsgrad-Kurve durch eine stückweise lineare Funktion erlauben. Dabei ist für jedes Stück dieser Kurve eine spezielle Gleichung notwendig. Beispielhaft ist in Gleichung (2.18) die Beschränkung des Betriebes bei Vollast-Wirkungsgrad auf den Bereich oberhalb einer vorgegebenen Last dargestellt.

<sup>44</sup> Der Lesbarkeit wegen ist nur die Gleichung für kontinuierlich betrachtete Anlagen aufgeführt.

<sup>45</sup> Sind bei einem diskret betrachteten Anlagentyp mehrere Blöcke dieses Typs installiert, so bezieht sich der Mindestlast-Anteil auf die vorgegebene Blockgröße und nicht auf die gesamte installierte Leistung des Anlagentyps. Bei Mindestlasten von über 50 % kann dies dazu führen, dass unzulässige Lastniveaus angenommen werden können (Bsp.: zwei 500 MW-Blöcke mit 60 % Mindestlast  $\Rightarrow$  Mindestlast eines Blockes 300 MW, Mindestlast bei Betrieb beider Blöcke 600 MW, d.h. der Lastbereich zwischen 500 und 600 MW, der in Realität nicht verfügbar ist, könnte im Modell unzulässigerweise eingeplant werden). Da die Mindestlasten von Kraftwerken allerdings i. d. R. unter 50 % liegen (vgl. z. B. [Weinzierl 1994]), stellt dies in der Praxis kein Problem dar.

$$\frac{\sum_{P_{voll,u_c}} \left( PL_{p_{voll,u_c},t,seas} \cdot \Omega_{p_{u_c}} \right)}{h_{seas}} + \frac{NV_{u_c,t,seas}}{h_{seas}} \geq \left( Cap_{o,u_c,t} + Cap_{n,u_c,t} \right) \cdot os_u$$

$$\forall u_c \in U_{c,WL}, \quad \forall t \in T, \quad \forall seas \in S \quad (2.18)$$

wobei für fixierte  $t=t^*$  und  $seas=seas^*$  gilt

$$NV_{u_c,t^*,seas^*} = 0 \quad \text{falls} \quad \exists PL_{p_{voll,u_c},t^*,seas^*} > 0,$$

$$NV_{u_c,t^*,seas^*} > 0 \quad \text{falls} \quad \forall PL_{p_{voll,u_c},t^*,seas^*} = 0.$$

#### 2.5.4.14 Abbildung verschiedener Betriebsweisen von Turbinen

Das PERSEUS-EVU Modell bietet die Möglichkeit, verschiedene Betriebsweisen von Turbinen abzubilden. Dies ist insbesondere für die Modellierung von Entnahme- und Anzapfkondensationsturbinen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, von Bedeutung. Durch die Vorgabe mehrerer Prozesse, die einer Anlage zugeordnet werden, können unterschiedliche Betriebsarten wie reine Elektrizitätsproduktion oder maximale Wärmeauskopplung adäquat nachgebildet werden. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise bei der Modellierung der in Frage kommenden Betriebsarten verschiedener Turbinentypen findet sich in [Fichtner 1999, S. 83f.].

#### 2.5.4.15 Spezielle Gleichungen zur Modellierung von Bezugsverträgen

Wird das PERSEUS-EVU Modell eingesetzt, um das Energiesystem kleinerer EVU mit relativ geringem Anteil der eigenen Erzeugung am Stromabsatz, beispielsweise Stadtwerke, abzubilden, so gewinnt die realitätsgetreue Abbildung des Elektrizitäts- bzw. Wärmebezugs von Vorlieferanten stark an Bedeutung. In diesem Bereich bietet die flexible Einteilung in Zeitintervalle die Möglichkeit, auch komplexe Konstellationen in existierenden Bezugsverträgen nachzubilden, wobei in bestimmten Fällen ganzzahlige bzw. binäre Variablen verwendet werden müssen [Fichtner 1999].

So können für die modellierten Bezugverträge bzw. -bänder Mindestabnahmeverpflichtungen oder Höchstabnahmeschranken sowohl auf Arbeits- als auch auf Leistungsebene vorgegeben werden. Für diese Vorgaben sind auch Kopplungen an Kennzahlen aus den Vorperioden möglich, wie z. B. die aufgetretene Höchstlast im Netzgebiet oder die gesamte abgenommene Arbeit im Vorjahr. Darüber hinaus ist es möglich, die Vorgaben für verschiedene Bezugsbänder miteinander zu koppeln, etwa für den Fall, dass sich die zu bestellende Reserveleistung an der bestellten Leistung in anderen Bezugsbändern orientiert. Weiterhin kann die Nutzung bestimmter Bänder an Bedingungen für andere Bänder geknüpft werden, z. B. falls der Bezug aus Mittel- bzw. Spitzenlastbändern erst bei voller Nutzung der bestellten Leistung eines Grundlastbandes möglich ist. Auch die zeitliche Beschränkung der Nutzung



bestimmter Bezugsbänder, beispielsweise beim Spitzenlastbezug, kann abgebildet werden.

#### **2.5.4.16 Abbildung von Ertüchtigungsmaßnahmen, Stilllegungsausgaben und vorzeitigen Rückbaumaßnahmen**

In Anbetracht der mit der Installation von Neuanlagen verbundenen hohen Investitionen ist es im Bereich der Elektrizitätswirtschaft von besonderem Interesse, die Nutzungsdauer bestehender Anlagen durch entsprechende Maßnahmen zu verlängern. Aus diesem Grunde bietet das PERSEUS-EVU Modell die Möglichkeit, derartige Ertüchtigungsmaßnahmen durch Angabe der entsprechenden spezifischen Investitionen sowie der technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Parameter der ertüchtigten Anlage abzubilden [Lüth 1997].

Weiterhin ist gerade in der derzeitigen, durch Überkapazitäten in den europäischen Energiesystemen gekennzeichneten Situation auch der vorzeitige Rückbau von bestehenden Anlagen, d. h. die Stilllegung vor dem eigentlichen Ende der vorgegebenen technischen Nutzungsdauer, von Interesse, da durch eine solche Maßnahme die fixen Ausgaben eingespart werden können. Daher ist diese Option im Modell vorgesehen, wobei angegeben werden kann, ob und ab welchem Zeitpunkt ein vorzeitiger Rückbau einer bestimmten Anlage zugelassen ist. Zusätzlich können die unter Umständen mit der Stilllegung bzw. dem Abriss einer Anlage verbundenen Ausgaben integriert werden.

#### **2.5.4.17 Abbildung umweltrelevanter Vorgaben**

Im PERSEUS-EVU Modell können Emissionsfaktoren für eine beliebige Anzahl von Schadstoffen, Treibhausgasen etc. berücksichtigt werden. Dabei können Emissionsfaktoren sowohl Energie- bzw. Stoffumwandlungstechnologien als auch Energie- bzw. Stoffflüssen zugeordnet werden.

Neben der Bilanzierung der Emissionen bietet das Modell die Möglichkeit, verschiedene Beschränkungen als Nebenbedingungen einzuführen, um umweltrelevante Zielsetzungen bei der Analyse von Energiesystemen berücksichtigen zu können. Zum einen lassen sich die gesamten Emissionen jedes abgebildeten Schadstoffes/Treibhausgases einzeln beschränken. Die entsprechende Nebenbedingung ist in Gleichung (2.19) dargestellt.

Zum anderen können die Emissionen einzelner Anlagen (z. B. Kraftwerke oder Kraftwerkskomponenten) oder bestimmter Flüsse beschränkt werden [Lüth 1997]. Auch die Beschränkung der Emissionen einer Gruppe von Anlagen oder Flüssen ist möglich.

$$\sum_{seas \in S} \left[ \begin{array}{l} \sum_{f \in F} X_{ni,f,t,seas} \cdot E_k + \sum_{p \in P} X_{aus,p,k,t,seas} \\ - \sum_{p \in P} X_{ein,p,k,t,seas} + \sum_{f \in F} \sum_{p \in P} \sum_{p' \in P} X_{p',p,f,t,seas} \cdot E_k \\ + \sum_{f \in F} X_{no,f,t,seas} \cdot E_k \end{array} \right] \leq E_{\max,k,t} \quad (2.19)$$

$$\forall k \in K; \forall t \in T$$

Kombinierte Minderungsstrategien für verschiedene Emissionen können über die simultane Vorgabe von Beschränkungen für die jeweiligen Emissionen analysiert werden. Dadurch ist es möglich, Synergieeffekte bei der Vorgabe von Minderungszielen für verschiedene Emissionen (sogenannten Multi-Pollutant-Ansätzen [UN-ECE 1999]) zu identifizieren.

Darüber hinaus bietet das PERSEUS-EVU Modell auch die Möglichkeit, die Emissionen verschiedener Schadstoffe bzw. Treibhausgase unter Verwendung von Gewichtungsfaktoren zu summieren und die gewichtete Summe zu beschränken. Diese Option findet insbesondere im Rahmen der Bestimmung von Treibhausgasminderungsstrategien ihre Anwendung, indem die Emissionen aller im Modell integrierten Treibhausgase über die sogenannten Global Warming Potential (GWP) Faktoren gemäss ihrer Klimawirksamkeit auf das bedeutendste Treibhausgas CO<sub>2</sub> bezogen werden<sup>46</sup>. Die Beschränkung des so errechneten GWP-Wertes erlaubt es, die gesamte Treibhausgaswirksamkeit aller im Energiesystem emittierten Treibhausgase zu bilanzieren und zu beschränken.

Wie in [Ardone 1999] aufgezeigt wird, ist die Verwendung der GWP-Methodik zur Bewertung von Treibhausgasen mit einigen Problemen behaftet, die ihren Ursprung darin haben, dass die Dimensionen Zeit und Treibhausgasaktivität zu einer einzigen, dimensionslosen Größe zusammengefasst werden<sup>47</sup>. Aus diesem Grund ist im PERSEUS-EVU Modell eine alternative Methodik zur Bewertung der Emissionen von Treibhausgasen integriert, die auf der Verwendung von Radiative Forcing Faktoren, die die momentane Treibhausgaswirksamkeit der verschiedenen Gase ausdrücken, basiert. Um das Forcing einer zum Zeitpunkt  $\tau$  emittierten Masse eines Treibhausgases zu einem späteren Zeitpunkt  $t$  bestimmen zu können, sind die entsprechenden

<sup>46</sup> Das GWP bezieht die Treibhauswirksamkeit einer emittierten Masseneinheit eines Gases innerhalb eines bestimmten Zeitraums (i. d. R. 100 Jahre) auf die Treibhausgaswirksamkeit derselben Masse des Referenzgases CO<sub>2</sub> im gleichen Zeitraum und ermöglicht es so, die Emissionen verschiedener Treibhausgase zu einer gewichteten Summe zusammenzufassen (vgl. [Houghton et al. 1990]).

<sup>47</sup> So kann ein hoher GWP-Faktor zum einen bedeuten, dass ein Treibhausgas während einer relativ kurzen Verweildauer in der Atmosphäre eine hohe Treibhausaktivität hat, zum anderen, dass ein Treibhausgas mit einer niedrigeren Aktivität entsprechend länger in der Atmosphäre verweilt.

Abklingfunktionen integriert. Im Gegensatz zur GWP-Methodik wird beim Radiative Forcing-Ansatz also die Klimawirksamkeit einer zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Atmosphäre vorhandenen Treibhausgasmenge berücksichtigt.

Neben der Vorgabe von Emissionsbeschränkungen bietet das PERSEUS-EVU Modell auch die Möglichkeit, umweltrelevanten Auswirkungen der abgebildeten Energie- und Stoffumwandlungsprozesse über die Internalisierung der externen Kosten von Schadstoff- bzw. Treibhausgasemissionen und des Ressourcenverbrauchs Rechnung zu tragen. Dazu werden die entsprechenden externen Kosten als zusätzliche Ausgabe in die Zielfunktion der Optimierung miteinbezogen. Da derzeit allerdings kein Konsens über die angemessenen Höhe externer Kosten besteht<sup>48</sup>, wird diese Vorgehensweise eher selten eingesetzt.

Eine ähnliche Vorgehensweise wie bei der Berücksichtigung externer Kosten wird bei der Integration von Energie- bzw. Emissionssteuern im Modell realisiert. Auch hier werden die entsprechenden zusätzlichen Ausgabenbestandteile in der Zielfunktion berücksichtigt. Prinzipiell kann jedem im Modell abgebildeten Schadstoff bzw. Treibhausgas eine auf die emittierte Menge bezogene Steuer zugeordnet werden. Bei der Integration einer Energiesteuer kann für die verschiedenen Primär-, Sekundär- und Endenergieträger festgelegt werden, ob und in welcher Höhe sie von einer solchen Steuer betroffen sind. Die durch die Steuer verursachten Belastungen für das EVU werden als zusätzlicher Ausgabenterm in die Zielfunktion integriert. Beispielhaft ist in Gleichung (2.20) die ausgabenminimierende Zielfunktion mit integrierter CO<sub>2</sub>-Steuer widergegeben.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde darüber hinaus die Möglichkeit geschaffen, neben Energie- bzw. Emissionssteuern mit der Vorgabe von Mindestquoten für den Einsatz umweltfreundlicher Energieträger bzw. Energieumwandlungstechnologien zur Elektrizitäts- und/oder Wärmeerzeugung ein weiteres derzeit diskutiertes umweltpolitisches Instrument<sup>49</sup> abzubilden. Die Quoten können sich dabei entweder auf die gesamte Elektrizitäts- und/oder Wärmeabgabe des EVU an seine Kunden oder auf die gesamte von Anlagen des EVU bereitgestellte Elektrizitäts- und/oder Wärmemenge beziehen. Verschiedene weitere Möglichkeiten zur Integration umweltpolitischer Instrumente in Modelle der PERSEUS-Familie werden in [Dreher et al. 2000] diskutiert.

---

<sup>48</sup> Vgl. u. a. [Edison 1994], [CEC 1995].

<sup>49</sup> Vgl. bspw. [Drillisch 1999].

min

$$\begin{aligned}
 & \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot C^{var}_{ni,f,t,seas} + \right. \right. \\
 & \left. \left. X_{no,f,t,seas} \cdot (C^{var}_{no,f,t,seas} + C^{net}_{no,f,t,seas}) \right] \right] \\
 & + \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot \right. \right. \\
 & \left. \left. C^{var}_{prod',prod,f,t,seas} \right] + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot C^{var}_{-a,p,t,seas} \right] \right] \\
 & \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot (C^{fix}_{u_c,t} + C^{inv}_{u_c,t}) + Cap_{o,u_c,t} \cdot C^{fix}_{u_c,t} \right] \\
 & + \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot (C^{fix}_{u_d,t} + C^{inv}_{u_d,t}) + Cp_{o,u_d,t} \cdot C^{fix}_{u_d,t} \right] \\
 & + \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{f \in F} X_{ni,f,t,seas} \cdot E_{CO_2} + \sum_{f \in F} X_{no,f,t,seas} \cdot E_{CO_2} \right. \\
 & \left. + \sum_{p \in P} X_{aus,p,CO_2,t,seas} - \sum_{p \in P} X_{ein,p,CO_2,t,seas} \right. \\
 & \left. + \sum_{f \in F} \sum_{p \in P} \sum_{p' \in P} X_{p',p,f,t,seas} \cdot E_{CO_2} \right] \cdot Tax_{CO_2,t}
 \end{aligned} \tag{2.20}$$

#### 2.5.4.18 Beschränkung des Verhältnisses zwischen den Outputs von Prozessen, Anlagen und Produzenten

Das PERSEUS-EVU Modell bietet die Option, das Verhältnis zwischen dem Output eines Prozesses und dem der übergeordneten Anlage (siehe Gleichungen (2.21) bis (2.23)) sowie dem Output einer Anlage und dem des übergeordneten Produzenten (siehe Gleichungen (2.24) bis (2.26)) vorzugeben bzw. nach oben oder nach unten zu beschränken. Dadurch können einerseits technische Spezifika (z. B. die Stützfeuerung durch einen zweiten Energieträger), andererseits Entscheidungen, die das EVU nicht unter Beachtung des Zielfunktionskriteriums (Gewinnmaximierung bzw. Ausgabenminimierung) trifft, nachgebildet werden.

---


$$\Gamma_{f,p} \cdot PL_{p,t} = \text{mal}_{f,p,t} \cdot \sum_{p'_{u_p}} (\Gamma_{f,p'_{u_p}} \cdot P_{p'_{u_p},t}) \quad (2.21)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

---


$$\Gamma_{f,p} \cdot PL_{p,t} \geq \text{amin}_{f,p,t} \cdot \sum_{p'_{u_p}} (\Gamma_{f,p'_{u_p}} \cdot P_{p'_{u_p},t}) \quad (2.22)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

---


$$\Gamma_{f,p} \cdot PL_{p,t} \leq \text{amax}_{f,p,t} \cdot \sum_{p'_{u_p}} (\Gamma_{f,p'_{u_p}} \cdot P_{p'_{u_p},t}) \quad (2.23)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

---


$$\sum_{p_u} (\Gamma_{f,p_u} \cdot PL_{p_u,t}) = \text{mal}_{f,u,t} \cdot \sum_{p_{\text{prod}_u}} (\Gamma_{f,p_{\text{prod}_u}} \cdot PL_{p_{\text{prod}_u},t}) \quad (2.24)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

---


$$\sum_{p_u} (\Gamma_{f,p_u} \cdot PL_{p_u,t}) \geq \text{amin}_{f,u,t} \cdot \sum_{p_{\text{prod}_u}} (\Gamma_{f,p_{\text{prod}_u}} \cdot PL_{p_{\text{prod}_u},t}) \quad (2.25)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

---


$$\sum_{p_u} (\Gamma_{f,p_u} \cdot PL_{p_u,t}) \leq \text{amax}_{f,u,t} \cdot \sum_{p_{\text{prod}_u}} (\Gamma_{f,p_{\text{prod}_u}} \cdot PL_{p_{\text{prod}_u},t}) \quad (2.26)$$

$$\forall f \in F; \forall p \in P; \forall t \in T$$


---

## **3 Modellerweiterungen zur Anpassung an die Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes**

### **3.1 Einleitung**

In diesem Kapitel werden verschiedene Änderungen und Erweiterungen des in Kapitel 2.5 vorgestellten PERSEUS-EVU Modells vorgestellt, die darauf abzielen, die Eignung des Modells für den Einsatz als entscheidungsunterstützendes Instrument für die Kapazitätsausbau- und -einsatzplanung von EVU in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt zu verbessern. Dabei werden mit der Einführung einer Gewinnmaximierung als alternativer Zielfunktion (Abschnitt 3.2) und der Integration von Risiken mit Hilfe der stochastischen Programmierung (Abschnitt 3.3) zunächst die methodischen Erweiterungen des eigentlichen Optimiermodells diskutiert, bevor in Abschnitt 3.4 auf die Entwicklung einer benutzerfreundlichen Oberfläche für das PERSEUS-EVU Modell eingegangen wird.

Der Aufbau der einzelnen Abschnitte dieses Kapitels folgt einem einheitlichen Schema. Zunächst wird die Motivation für die Modellerweiterungen aufgezeigt, indem die sich durch die Liberalisierung der Energiemärkte ergebenden neuen Anforderungen an entscheidungsunterstützende Modelle den bisher im PERSEUS-EVU Modell eingesetzten Ansätzen gegenübergestellt werden. Darauf aufbauend werden mögliche Lösungsansätze für die aufgezeigte Problemstellung diskutiert und anhand von vorher definierten Kriterien geeignete Verfahren bestimmt. Im Anschluss wird auf die ausgewählten Lösungsansätze näher eingegangen und es wird deren modelltechnische Umsetzung aufgezeigt.

### **3.2 Einführung einer Gewinnmaximierung als alternativer Zielfunktion**

#### **3.2.1 Ausgangslage und Motivation**

Die mit großem Abstand am häufigsten eingesetzte Zielfunktion im Bereich der optimierenden, technologiebasierten Energiesystemmodelle<sup>50</sup> ist die der Minimierung der entscheidungsrelevanten Ausgaben<sup>51</sup> zur Erfüllung einer exogen vorgegebenen Nachfrage nach Nutz- bzw. Endenergie. Die Wahl dieser Zielfunktion ist dabei in

---

<sup>50</sup> Vgl. Abschnitt 2.5.1

<sup>51</sup> In der Literatur zu Energiesystemmodellen ist häufig nicht von Ausgaben- sondern von Kostenminimierung die Rede, auch wenn diese Bezeichnung strenggenommen nicht korrekt ist. Aufgrund der Langfristigkeit der Betrachtungszeiträume in derartigen Modellen, die sich meist über mehrere Jahrzehnte erstrecken, können jedoch i. d. R. die variablen und fixen Ausgaben mit den variablen und fixen Kosten gleichgesetzt werden. Allerdings ist zu beachten, dass ausgabenungleiche Kostenarten, z. B. kalkulatorische Zinsen, nicht berücksichtigt werden.

bisherigen Anwendungen in der Regel weitgehend unabhängig vom betrachteten Bilanzraum (z. B. Nation oder Region) sowie dem Ziel der Untersuchung.<sup>52</sup> Dies liegt u. a. darin begründet, dass bisher die Mehrzahl der Energiesystemmodelle weniger zur Entscheidungsunterstützung bei EVU als vielmehr zur Unterstützung für politische Entscheidungsträger beim Entwurf von energie- und umweltpolitischen Instrumenten eingesetzt wurde. Aufgrund des derartigen Studien im allgemeinen zugrunde liegenden normativen Ansatzes ist die Betrachtung der Ausgaben als Zielwert der Optimierung durchaus plausibel, da i. d. R. Strategien erarbeitet werden sollen, mit deren Hilfe vorgegebene energie- bzw. umweltpolitische Ziele, wie z. B. Emissionsminderungs-raten, in ökonomisch effizienter Weise erreicht werden können.

Die Verwendung der Ausgabenminimierung als Zielfunktion geht bei der über-wiegenden Zahl der Modelle einher mit der exogenen Vorgabe der Nachfrage nach Nutz- oder Endenergie. Dieser Ansatz wird auch bei Modellen für die Unterstützung von politischen Entscheidungsträgern teilweise kritisch beurteilt.<sup>53</sup> Der Kritik liegt die Argumentation zugrunde, dass Nachfragereaktionen der Verbraucher, die sich als Folge eines geänderten Preisniveaus für Nutz- bzw. Endenergie ergeben können, nicht berücksichtigt werden. Da diese Preise maßgeblich durch das im Rahmen der Optimierung bestimmte Energiesystem determiniert werden, wird gefordert, entsprechende Rückwirkungen in Form von Preiselastizitäten der Energienachfrage in Energiesystemmodelle zu integrieren.

Für den Fall der Bundesrepublik Deutschland hat eine intensive Analyse der Preis-elastizitäten der Nutzenergienachfrage in den verschiedenen Nachfragesektoren jedoch ergeben, dass sich diese Elastizitäten im Bereich zwischen  $-0,05$  und  $-0,2$  bewegen [Rentz et al. 1999]. Auf Basis dieser Ergebnisse ist der Verzicht auf die Integration von Rückwirkungen der Energiepreise auf die Nachfrage bei den Modellen, die auf der Vorgabe der Nutzenergienachfrage basieren, vertretbar.

Soll mit Hilfe von Energiesystemmodellen dagegen nicht Politikunterstützung, sondern Entscheidungsunterstützung auf Unternehmensebenen erarbeitet werden, so ist die Verwendung eines ausgabenminimierenden Ansatzes mit exogener Vorgabe des Energienachfrageniveaus kritisch zu hinterfragen. In [Fichtner 1999] wurde diese Fragestellung untersucht und anhand des PERSEUS-EVU Modells gezeigt, dass die Ausgabenminimierung sich auch zur Nachbildung der Entscheidungssituation eines EVU in einem regulierten Energiemarkt eignet. Die Gründe dafür liegen darin, dass aufgrund der gesicherten Demarkationsgebiete die von einem EVU zukünftig zu befriedigende Nachfrage hinreichend genau abgeschätzt werden kann und dass bei der Vorgabe der Nachfrage nach Nutzenergie, wie oben gezeigt, die Vernachlässigung von Preiselastizitäten der Energienachfrage zulässig ist.

---

<sup>52</sup> Vgl. u. a. [United Nations Environment Program (Hrsg.) 1994], [Rentz et al. 1998a], [Hoster 1996].

<sup>53</sup> Vgl. zur Kritik an Energiesystemmodellen mit normativer Ausrichtung u. a. [Jochem 1997], [Welsch 1996, S. 8ff.], [United Nations Environment Program (Hrsg. 1992, S. 32ff.).

In einem liberalisierten Energiemarkt dagegen ist ein Energieversorgungsunternehmen mit einer völlig anderen Situation konfrontiert. Durch die Aufhebung der Demarkationsgebiete ist es den Kunden möglich, ihren Versorger frei zu wählen. Dies führt dazu, dass die Voraussetzungen, die in einem regulierten Energiemarkt die Verwendung eines ausgabenminimierenden Ansatzes auch zur Entscheidungsunterstützung von EVU erlaubten, nicht mehr gültig sind. Zum einen ist eine hinreichend genaue Abschätzung der Nachfrage nach Elektrizität, die ein EVU in zukünftigen Jahren zu decken hat, aufgrund der Möglichkeiten der Nachfrager zum Versorgerwechsel nicht mehr möglich. Zum anderen genügt es aufgrund der Wechselmöglichkeiten nicht mehr, die Preiselastizitäten der gesamten Nutz- bzw. Endenergienachfrage in einer Region zu berücksichtigen, vielmehr sind Preis-Absatzbeziehungen für das modellierte EVU zu betrachten.

Diese neuen Anforderungen führen zum Ergebnis, dass zur Nachbildung der Entscheidungssituation eines EVU im liberalisierten Energiemarkt eine alternative Zielfunktion eingesetzt werden muss. Dabei können aus den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Energiemarktes sowie dem sich einem EVU bei der langfristigen Kapazitätsausbau- und Einsatzplanung stellenden Planungsproblem die folgenden Anforderungen an die Zielfunktion eines entscheidungsunterstützenden Ansatzes abgeleitet werden:

- Möglichkeit zur Berücksichtigung von Nachfragereaktionen auf Preisänderungen des EVU
- Möglichkeit zur Berücksichtigung von Bezugs- und Absatzmöglichkeiten auf Großhandelsmärkten für Elektrizität
- Möglichkeit zur Integration verschiedener Produkte (z. B. Elektrizität, Wärme, „grüne“ Elektrizität), die das EVU anbieten kann
- Verwendung eines Zielkriteriums, das die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer Kundenbeziehung für das EVU erlaubt
- Möglichkeit zur Berücksichtigung der strategischen Zielsetzungen des EVU

Im folgenden Abschnitt werden verschiedene Ansätze auf ihre Eignung für die Lösung der aufgezeigten Problemstellung diskutiert.

### **3.2.2 Diskussion möglicher Lösungsansätze**

Aufgrund der Tatsache, dass die Erwirtschaftung eines Gewinns in der Regel eine der grundlegenden Zielsetzungen unternehmerischer Tätigkeit ist, stellt die Gewinnmaximierung eine naheliegende und weitverbreitete Zielfunktion für die Investitions- bzw. Investitions- und Produktionsplanung dar.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> Vgl. bspw. [Götze et al. 1995, S. 241ff.]



Zur Realisierung einer Gewinnmaximierung im PERSEUS-EVU Modell ist es notwendig, neben der bereits enthaltenen Ausgabenseite auch die Erlösseite in die Zielfunktion zu integrieren. Da im Modell nur das Energiesystem des EVU abgebildet wird, können auch nur die entsprechenden Ausgaben (vgl. Gl. (2.1)) und die Erlöse aus dem Verkauf von Strom bzw. Wärme sowie die eingenommenen Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden. Der sich als Differenz dieser Größen ergebende Gewinn kann aufgrund der Tatsache, dass lediglich Teile des gesamten Geschäftsfelds eines EVU modelliert werden, nicht mit dem Unternehmensgewinn gleichgesetzt werden.<sup>55</sup> Ein derartiger gewinnmaximierender Ansatz wird den ersten vier der fünf angeführten Anforderungen gerecht.

Auch die Fragestellung, ob die strategischen Ziele eines EVU durch eine Gewinnmaximierung hinreichend genau nachgebildet werden können, kann im Allgemeinen bejaht werden. Dies gilt insbesondere, wenn berücksichtigt wird, dass einer Reihe von möglichen Zielgrößen, die als Grundlage der langfristigen Planung eines EVU dienen können, im Gleichungssystem des PERSEUS-EVU Modells mit Hilfe von entsprechenden Nebenbedingungen Rechnung getragen werden kann. Dies gilt zum Beispiel für mögliche Vorgaben hinsichtlich des angestrebten Marktanteils in bestimmten Marktsegmenten oder bezüglich der zukünftigen Zusammensetzung der eingesetzten Primärenergieträger.

Kritisch anzumerken ist, dass bei Verwendung einer Gewinnmaximierung keinerlei Informationen bezüglich der Rentabilität der verschiedenen möglichen Investitions- und Produktionsprogramme in die Optimierung eingehen. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der hohen Kapitalintensität von energietechnischen Anlagen problematisch. So kann die Gewinnmaximierung unter Umständen zu Entscheidungen führen, die sich nicht notwendigerweise mit den Zielsetzungen eines Entscheidungsträgers im EVU decken müssen, etwa für den Fall, dass ein Investitions- und Produktionsprogramm, das einen geringfügig höheren Gewinn abwirft, mit einer deutlich höheren Investitionssumme verbunden ist.

Die Verwendung einer Rentabilitätskennziffer<sup>56</sup> als alleinigem Zielkriterium der Optimierung ist allerdings angesichts der Tatsache, dass der Absatz in einem Wettbewerbsmarkt nicht als vorgegeben angesehen werden kann, ebenfalls nicht zielführend. So wird ein Entscheidungsträger im EVU sich in der Regel nicht für ein Investitions- und Produktionsprogramm entscheiden, das zwar eine höhere Rentabilität in Bezug auf das eingesetzte Kapital, aber einen deutlich niedrigeren Gewinn verspricht. Zum anderen führt die Verwendung einer Rentabilitätsmaximierung aufgrund der Tatsache, dass zur Berechnung der Rentabilität mit einer Ergebnisgröße und einer Kapital- oder Vermögensgröße zwei endogene, von Optimiervariablen abhängige Größen dividiert

---

<sup>55</sup> Der Begriff des Gewinns ist in der Betriebswirtschaftslehre nicht eindeutig definiert, vielmehr existieren verschiedene Gewinnbegriffe (vgl. bspw. [Wöhe 2000, S. 45f.]).

<sup>56</sup> Vgl. zu den verschiedenen Rentabilitätskennziffern bspw. [Wöhe 2000, S. 1089].

werden müssen, zu einem nichtlinearen Optimierproblem. Bei den Modellgrößen, die mit einer problemadäquaten Abbildung des Energiesystems eines EVU einhergehen<sup>57</sup>, ergeben sich durch den Übergang zur nichtlinearen Optimierung nicht mehr praxisgerechte Rechenzeiten. Darüber hinaus ist die Erreichung des globalen Optimums im Gegensatz zur linearen bzw. gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung nicht sichergestellt.

Aus diesem Grund ist auch die Verwendung eines kombinierten Gewinn- und Rentabilitätsmaßes, das durch Variation der Gewichtung der beiden Zielgrößen Abhilfe für die beschriebenen Probleme bei der Abbildung der Entscheidungssituation schaffen könnte, in einem linearen Modell nicht möglich. Eine im Rahmen der (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung realisierbare Lösung für diese Problematik besteht darin, bei der Gewinnmaximierung eine mit einem Gewichtungsfaktor multiplizierte Ergebnis- bzw. Kapitalgröße als Strafterm von der Gewinnsumme abzuziehen. Dabei sind im PERSEUS-EVU Modell von den in verschiedenen Rentabilitätsmaßen verwendeten Größen lediglich der Umsatz und das Gesamtkapital bekannt. Es stellt sich allerdings die Frage, ob die Wahl einer dieser Größen sinnvoll ist, da bei beiden der vollständige Ausgabenterm eingeht. Aufgrund der im Vergleich zu üblichen rentabilitätsanalytischen Untersuchungen sehr langen Betrachtungszeiträume der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU erscheint es zielführender, nur das langfristig gebundene Kapital in einen Strafterm einzubeziehen. Die Motivation hierfür liegt darin, dass über kurz- und mittelfristig abbaubare Ausgabenbestandteile nur bedingt bei der langfristigen Planung entschieden wird, da sie erst im Rahmen der kurz- und mittelfristigen Planung endgültig festgelegt werden. Aus diesem Grund werden in dem im Rahmen dieser Arbeit implementierten Strafterm nur die Investitionen berücksichtigt. Im Gegensatz zu kurz- bzw. mittelfristig abbaubaren Ausgaben wie den variablen Ausgaben und Brennstoffausgaben bzw. den fixen Ausgaben sind einmal getätigte Investitionen in Energieumwandlungsanlagen weitgehend irreversibel. Ein Investitions- und Produktionsprogramm, bei dem irreversible Ausgaben im Verhältnis zu anderen Ausgaben dominieren, ist durch ein hohes Risiko für das EVU gekennzeichnet. Dieses Risiko ergibt sich daraus, dass ein großer Anteil von langfristig gebundenem Kapital die Möglichkeiten der Unternehmens, auf veränderte Rahmenbedingungen zu reagieren, stark einschränkt. Die Integration eines zusätzlichen Investitions-Strafterms in die gewinnmaximierende Zielfunktion, der eine höhere Gewichtung der Investitionen gegenüber anderen Ausgabenbestandteilen erlaubt, kann in derartigen Fällen Abhilfe schaffen.

Eine solche Vorgehensweise führt strenggenommen zu einem multikriteriellen Entscheidungsproblem (vgl. [Zimmermann et al. 1991]), da zwei Zielkriterien – Gewinn und Investitionssumme – in gewichteter Form in die Zielfunktion eingehen.

---

<sup>57</sup> Vgl. Kapitel 4.7.

Als Entscheidungsproblem mit mehreren Zielsetzungen kann das vorliegende Modell der Klasse der Vektoroptimiermodelle [Neumann et al. 1993, S. 135ff.] (häufig auch als Multi Objective Decision Making (MODM) Modelle bezeichnet [Hwang et al. 1979a]) zugeordnet werden, bei denen eine Lösung innerhalb eines durch Nebenbedingungen eingegrenzten, meist stetigen<sup>58</sup> Lösungsraums gesucht wird.<sup>59</sup>

Grundsätzlich kommen bei einem derartigen Problem nur funktional effiziente Lösungen in Frage, d. h. Lösungen, die der Bedingung genügen, dass keine andere zulässige Lösung existiert, bei der eines der Zielkriterien einen größeren (bei einer Maximierung) bzw. kleineren (bei einer Minimierung) Wert annehmen kann, ohne dass sich gleichzeitig der Wert mindestens eines anderen Zielkriteriums verkleinert bzw. vergrößert. Während für die Determinierung der funktional effizienten Lösungen exakte und objektive mathematische Verfahren zur Verfügung stehen, sind bei der Wahl einer bestimmten Lösung aus dieser Lösungsmenge die subjektiven Präferenzen des Entscheidungsträger mit einzubeziehen. In einem Vektoroptimiermodell können diese Präferenzen durch den verschiedenen Zielkriterien zugeordnete Gewichtungsfaktoren abgebildet werden. Die Vorgehensweisen zur Bestimmung dieser Gewichtungsfaktoren und damit zur Auswahl einer speziellen funktional effizienten Lösung lassen sich nach dem Zeitpunkt unterteilen, zu dem die Informationen über die Präferenzen des Entscheidungsträgers ausgewertet werden.

Wird ein (vollständiger) Satz von funktional effizienten Lösungen bestimmt und erst im Anschluss daran eine Lösung ausgewählt, so liegt die Information *a posteriori* vor. Sind dagegen die Präferenzen des Entscheidungsträgers und die sie widerspiegelnden Gewichtungsfaktoren bereits im voraus bekannt, wird dies als *a priori* Information bezeichnet. Werden die Gewichtungsfaktoren im Rahmen des Optimiervorgangs in einem iterativen Prozess bestimmt, spricht man von *progressiver* Information.

Aufgrund der Tatsache, dass im vorliegenden Modell nur zwei Zielkriterien verwendet werden und die Vektoroptimierung nicht im Mittelpunkt dieser Arbeit steht, würde eine ausführliche Diskussion der verschiedenen Verfahren zur Bestimmung von funktional effizienten Lösungen und Gewichtungsfaktoren zu weit führen. Detaillierte Beschreibungen der verschiedenen Ansätze finden sich u. a. in [Zimmermann et al. 1991]. Die Diskussion, welche Vorgehensweise für die hier betrachtete Fragestellung zielführend ist, wird im Rahmen der kritischen Würdigung des Modells (Kapitel 5) sowie bei der Darstellung der Modellergebnisse in Kapitel 4 geführt.

---

<sup>58</sup> Im vorliegenden Fall ist der Lösungsraum nur bei rein linearen Modellen stetig, nicht aber bei gemischt-ganzzahliger Optimierung.

<sup>59</sup> Werden dagegen nur diskrete Handlungsalternativen betrachtet, so ergibt sich ein Multi Attribute Decision Making Problem (MADM) [Hwang et al. 1979b]. Für eine Investitionsprogrammplanung sind MADM-Ansätze im Gegensatz zur Vektoroptimierung nicht geeignet. Die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Systems für die integrierte Technikbewertung für Probleme dieser Art wird in [Geldermann, 1999] ausführlich diskutiert.

Aufgrund dieser Problematik wird in das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-EVU Modell für den liberalisierten Energiemarkt sowohl die monokriterielle Zielfunktion der Gewinnmaximierung als auch die auf zwei Kriterien basierende Kombination aus Gewinnmaximierung und Investitionsminimierung integriert. Bei der Anwendung des Modells in Kapitel 4.3 wird auf die Fragestellung, ob und bei welchen Gewichtungsfaktoren sich relevante Unterschiede zwischen den beiden Ansätzen ergeben, eingegangen werden.

Eine weitere Problemstellung, die bei der Anwendung der beiden ausgewählten Ansätze auftritt, ist auf die erste in Abschnitt 3.2.2 aufgeführte Anforderung, dass die Möglichkeit zur Berücksichtigung von Nachfragereaktionen auf Preisänderungen des EVU gegeben sein muss, zurückzuführen. Zur Erfüllung dieser Anforderung sind die funktionalen Beziehungen zwischen den Preisen des EVU für verschiedene Produkte sowie in verschiedenen Marktsegmenten zu integrieren. In der Praxis ist die Bestimmung derartiger Preis-Absatz-Funktionen allerdings nur selten realisierbar. Dies liegt darin begründet, dass empirische Daten, aus denen Preis-Absatz-Funktionen abgeleitet werden können, i. d. R. nicht in ausreichender Quantität und Qualität vorliegen. Dieser Datenmangel betrifft nicht nur die Bestimmung von Preis-Absatz-Funktionen für Elektrizität, sondern auch für Produkte in anderen Industriebranchen (vgl. [Wöhe 2000, S. 550]). Für den bundesdeutschen bzw. europäischen Elektrizitätsmarkt gilt dies in besonderem Maße, da aufgrund der erst kürzlich erfolgten Umstellung von regulierten auf marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen kaum entsprechende Erfahrungen vorliegen.

Ein weiteres Problem bei der Integration von Preis-Absatz-Funktionen besteht darin, dass, wenn derartige Funktionen bestimmt werden können, deren direkte Integration in das Modell zu einem nichtlinearen Problem führt. Wie bereits weiter oben ausgeführt, ist der Übergang von der gemischt-ganzzahligen linearen zur nichtlinearen Programmierung für das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte entscheidungsunterstützende Modell aufgrund der langen Rechenzeiten und der im Gegensatz zur (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung nicht gesicherten Erreichung des globalen Optimums nicht zielführend. Eine Möglichkeit, diese Problematik zu umgehen, besteht in der Anwendung eines Dekompositionsansatzes, wie er in [Wietschel 2000, S. 174ff.] vorgeschlagen wird. Allerdings ist auch bei diesem Ansatz die Bestimmung von Preis-Absatz-Funktionen eine Grundvoraussetzung.

Zur Lösung der beiden beschriebenen Problemfelder bei der Berücksichtigung von Preis-Absatz-Beziehungen wird der folgende Ansatz gewählt. Die Nachfrage nach Elektrizität bzw. Wärme wird in geeignete, ausreichend homogene Marktsegmente unterteilt. Besonders bedeutende Kunden können dabei durch eigene Marktsegmente abgebildet werden, während kleinere Kunden zu Gruppen zusammengefasst werden. So könnten beispielsweise alle kleinen Industriebetriebe mit Einschichtbetrieb, die sich

innerhalb des Netzgebietes des EVU befinden, im Modell durch ein Marktsegment repräsentiert werden.

Die Marktsegmente werden für die einzelnen Perioden des Optimierungszeitraums durch feste Preisniveaus und Absatzober- und -untergrenzen charakterisiert. Liegen nähere Informationen über den Zusammenhang zwischen Preisen und Absatz innerhalb eines bestimmten Segments vor, so können diese weiter unterteilt werden und die entsprechenden Preis-Absatz-Beziehungen durch Treppenfunktionen angenähert werden. Wird die Nachfrage über alle Segmente aufgetragen, so ergibt sich ebenfalls eine Treppenfunktion, die als Nachbildung der Preis-Absatz-Funktion für das betrachtete EVU interpretiert werden kann. Beispielhaft sind diese Zusammenhänge in Bild 3-1 dargestellt.

An dieser Stelle sollte angemerkt werden, dass die gewählte Vorgehensweise nicht ohne weiteres als universell einsetzbare Lösung für die bestehenden Probleme bei der Bestimmung von Preis-Absatz-Funktionen interpretiert werden sollte. Vielmehr wird mit Hilfe eines auf die vorliegende Problemstellung angepassten Ansatzes versucht, auf Basis von besser verfügbaren Informationen wie marktüblichen Preisen in verschiedenen Nachfragesegmenten sowie den zugehörigen Marktvolumina, eine möglichst praxisgerechte Umsetzung eines gewinnmaximierenden Modells zu gewährleisten. Eine ausführliche Diskussion der Grenzen dieser Vorgehensweise wird im Rahmen der kritischen Würdigung des Modells in Kapitel 5.1 geführt.

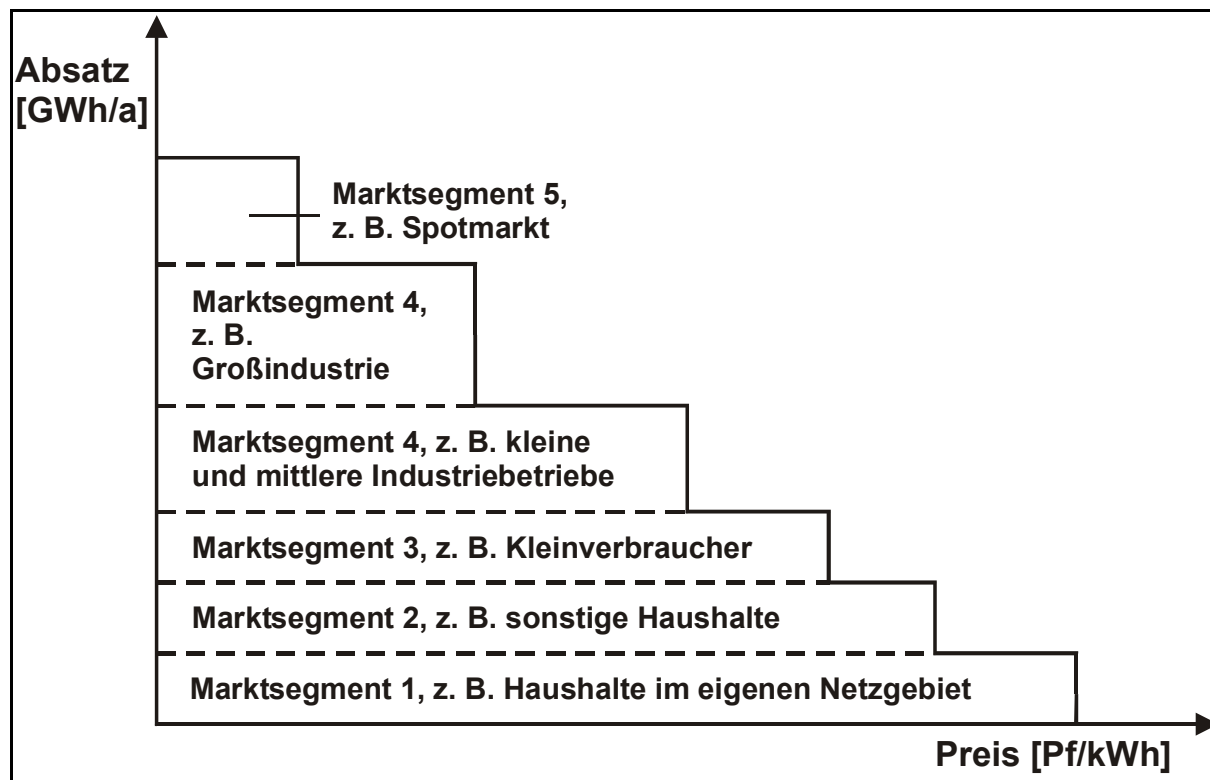


Bild 3-1: Vereinfachte Darstellung der in PERSEUS-EVU abgebildeten Preis-Absatz-Treppenfunktion

Es ist offensichtlich, dass eine Grundvoraussetzung für die Praktikabilität dieser Vorgehensweise in der Bestimmung belastbarer Daten zu den Marktpreisen in verschiedenen Marktsegmenten besteht. Neben der Auswertung empirischer Daten spielen in diesem Bereich, insbesondere zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Preisniveaus, sogenannte Marktpreismodelle eine wichtige Rolle. Solche Marktpreismodelle werden derzeit sowohl im wissenschaftlichen Bereich (vgl. [Enzensberger et al. 2000] und [Kreuzberg 1999]) als auch von Unternehmensberatungen [Grobbel 1999] und Energieversorgungsunternehmen entwickelt und eingesetzt. Aufgrund der Bedeutung der Ergebnisse derartiger Modelle für den entwickelten Ansatz wird in Kapitel 6 näher auf existierende Ansätze eingegangen und die Konzeption eines neuartigen Simulationsmodells auf der Basis einer Kombination von Energie- und Stoffflussmodellen mit Multi-Agenten-Systemen beschrieben.

### 3.2.3 Modelltechnische Umsetzung

Wie im vorangegangenen Abschnitt erwähnt, ist es für die Umsetzung der alternativen Zielfunktionen im Modell zunächst notwendig, die Erlösseite des betrachteten EVU zu integrieren. Aufgrund der Tatsache, dass Elektrizitäts- bzw. Wärmelieferungen an die Kunden im PERSEUS-EVU Modell schon immer als Flüsse abgebildet wurden, bedeutet dies, dass zur Abbildung arbeitsabhängiger, d. h. variabler Preiskomponenten lediglich ein neues Flusscharakteristikum eingeführt werden muss. Dieses Flusscharakteristikum „SELL“ (vgl. Tabelle 2-2) gibt den Arbeitspreis für die Strom- bzw. Wärmelieferung im jeweiligen Marktsegment in Pf/kWh an.

Die Abbildung einer fixen, leistungsabhängigen Komponente eines Elektrizitäts- bzw. Wärmeliefervertrages gestaltet sich dagegen aufwendiger. Da sich die leistungsabhängige Komponente i. d. R. an der maximal benötigten Leistung bemisst, wird das Intervall, in dem die höchste Last anliegt, bestimmt<sup>60</sup>. In der Zielfunktion wird die in diesem Intervall anliegende Last mit dem vorgegebenen Leistungspreis multipliziert und im Erlösterm berücksichtigt.

Aufgrund der Flexibilität, die das Konzept der Nachbildung des Energiesystems des EVU durch ein Energie- und Stoffflussnetzwerk im PERSEUS-EVU Modell bietet, ist die Aufteilung der Nachfrage in geeignete Marktsegmente problemlos zu bewerkstelligen. Die in Gleichung (2.2) angegebene Nebenbedingung zur Nachfragebefriedigung wird so geändert, dass die Vorgabe von Absatzober- und -untergrenzen ermöglicht wird (siehe Gleichung (3.1)).

---

<sup>60</sup> Alternativ besteht die Möglichkeit, die leistungsabhängige Preiskomponente auf eine andere Kenngröße, wie z. B. die durchschnittliche Last, oder einen bestimmten Anteil einer Kenngröße (bspw. 80 % der Höchstlast) zu beziehen. Auf die formelhafte Darstellung dieser Varianten wird an dieser Stelle verzichtet.

$$\begin{aligned} X_{no,f,t,seas} &\geq D_{min,f,t,seas} \\ X_{no,f,t,seas} &\leq D_{max,f,t,seas} \quad \forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T \end{aligned} \quad (3.1)$$

Die Frage, ob Netznutzungsentgelte, die andere Anbieter an das betrachtete EVU abführen müssen, im Rahmen der Optimierung berücksichtigt werden sollen, hängt von der Verknüpfung der Bereiche Elektrizitätsbereitstellung (Kraftwerkspark) und Elektrizitätsübertragung (Netz) innerhalb des EVU ab.

Aufgrund der Tatsache, dass die vertikal integrierten EVU dazu verpflichtet sind, ihre verschiedenen Bereiche (Erzeugung, Übertragung, Verteilung) zu entflechten und sicherzustellen, dass es keine Ungleichbehandlung zwischen eigenen Unternehmensteilen und Dritten gibt, könnte theoretisch auf die Integration von Netznutzungsentgelten auf der Erlösseite verzichtet werden, während auf der Ausgabenseite auch Netznutzungsentgelte für das eigene Netz zu berücksichtigen wären. Da es fraglich scheint, ob diese Vorgehensweise sich in der Praxis durchsetzen wird, bietet das PERSEUS-EVU Modell neben der Option, für jegliche Netznutzung die entsprechenden Entgelte auf der Ausgabenseite anzugeben, auch die Möglichkeit, die Erlöse aus dem Netzbereich des betrachteten EVU auf der Erlösseite zu integrieren. Durch diese Vorgehensweise soll den möglichen Anforderungen der Entscheidungsträger in diesem Bereich Rechnung getragen werden.

Die Integration von Netznutzungsentgelten auf der Ausgabenseite ist für beide Varianten notwendig.<sup>61</sup> Zu diesem Zweck wird ein neues Flusscharakteristikum definiert, das die Angabe von entsprechenden Entgelten in Pf/kWh erlaubt. Diese Entgelte werden mit dem zugehörigen Flussniveau multipliziert und gehen als zusätzlicher Ausgabenterm in die Zielfunktion ein.<sup>62</sup>

Um die Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten auf der Erlösseite zu realisieren, ist es notwendig, bei der Unterteilung der Nachfrage nach Elektrizität<sup>63</sup> zwischen Marktsegmenten innerhalb und außerhalb des eigenen Netzgebietes zu unterscheiden. Für die Marktsegmente außerhalb des eigenen Netzgebietes wird die im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Vorgabe der oberen und unteren Grenze des vom EVU beim angenommenen Preisniveau erreichbaren Absatzes verwendet. Für Markt-

<sup>61</sup> Um eine realitätsnahe Abbildung von Durchleitungsentgelten zu gewährleisten, ist es notwendig, bei der Aufteilung der Nachfrage in Marktsegmente eine geeignete regionale Unterteilung zu wählen.

<sup>62</sup> Im Modell können Netznutzungsentgelte – sowohl ausgaben- als einnahmenseitig – für alle Flussarten (Input-, Intermediär- und Exportflüsse) vorgegeben werden. Da im Regelfall in der Praxis lediglich Entgelte auf Flüssen zu den Endabnehmern (Exportflüsse) berücksichtigt werden müssen, wird in der formelhaften Darstellung der Zielfunktion der Übersichtlichkeit halber auf die Darstellung der anderen beiden Varianten verzichtet.

<sup>63</sup> Im Bereich der Wärme- bzw. Dampfnetze ist eine analoge Vorgehensweise möglich, allerdings spielt ein Netzzugang Dritter in diesem Bereich aufgrund der notwendigen Nähe der Bereitstellungsanlagen eine eher untergeordnete Rolle.

segmente innerhalb des eigenen Netzgebietes dagegen wird die gesamte Nachfrage als fester Level vorgegeben. Diese Nachfrage (oder ein Teil davon) kann zum einen vom betrachteten EVU selbst gedeckt werden, wobei die entsprechenden Ausgaben und Erlöse in die Zielfunktion eingehen. Zum anderen kann die (Teil-)Nachfrage von Drittanbietern gedeckt werden. In diesem Fall fallen weder Ausgaben für die Bereitstellung noch Verkaufserlöse an, dafür sind die Einnahmen aus den vom Drittanbieter zu zahlenden Netznutzungsentgelten in der Zielfunktion zu berücksichtigen.

Die beiden neuen Zielfunktionen - Gewinnmaximierung mit und ohne Investitions-Strafterm - basieren auf der Zielfunktion des ausgabenminimierenden PERSEUS-EVU Modells (Gleichung (2.1)). Die gesamte alte Zielfunktion wird als negativer Term, der alle im Energiesystem anfallenden entscheidungsrelevanten Ausgaben enthält, in die neuen Zielfunktionen übernommen. Zusätzlich werden auf der Ausgabenseite die anfallenden Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Als positiver Term werden die Erlöse aus dem Verkauf von Elektrizität und Wärme sowie eingenommene Netznutzungsentgelte neu integriert. Im Gegensatz zur reinen Gewinnmaximierung (Gleichung (3.2)) wird bei der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm (Gleichung (3.3)) zusätzlich ein weiterer negativer Term aufgenommen, in dem die anfallenden Investitionen mit einem Faktor  $\xi$  gewichtet werden.

$\max$

$$\sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[ \begin{aligned} & \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,t,seas,int} \cdot P_{work_{no,f,t,seas}} + \right. \right. \\ & \left. \left. X_{no,f,t,seas,ext} \cdot P_{net_{no,f,t,seas}} \right] + ML_{no,f,t} \cdot P_{pow_{no,f,t}} \right] \\ & - \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot C_{var_{ni,f,t,seas}} + \right. \right. \\ & \left. \left. X_{no,f,t,seas} \cdot (C_{var_{no,f,t,seas}} + C_{net_{no,f,t,seas}}) \right] \right] \\ & - \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot C_{var_{prod',prod,f,t,seas}} \right] \right] \\ & + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot C_{var\_a_{p,t,seas}} \right] \\ & - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot (C_{fix_{u_c,t}} + C_{inv_{u_c,t}}) + Cap_{o,u_c,t} \cdot C_{fix_{u_c,t}} \right] \\ & - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot (C_{fix_{u_d,t}} + C_{inv_{u_d,t}}) + Cp_{o,u_d,t} \cdot C_{fix_{u_d,t}} \right] \end{aligned} \right] \quad (3.2)$$



---

max

$$\begin{aligned}
& \left[ \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,t,seas,int} \cdot P_{work_{no,f,t,seas}} + \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. X_{no,f,t,seas,ext} \cdot P_{net_{no,f,t,seas}} \right] + ML_{no,f,t} \cdot P_{pow_{no,f,t}} \right] \right] \\
& - \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot C_{var_{ni,f,t,seas}} + \right. \right. \\
& \left. \left. X_{no,f,t,seas} \cdot (C_{var_{no,f,t,seas}} + C_{net_{no,f,t,seas}}) \right] \right] \\
& \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot C_{var_{prod',prod,f,t,seas}} \right] \right] \\
& + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot C_{var_{-a_{p,t,seas}}} \right] \\
& - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot (C_{fix_{u_c,t}} + C_{inv_{u_c,t}}) + Cap_{o,u_c,t} \cdot C_{fix_{u_c,t}} \right] \\
& - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot (C_{fix_{u_d,t}} + C_{inv_{u_d,t}}) + Cp_{o,u_d,t} \cdot C_{fix_{u_d,t}} \right] \\
& - \xi \cdot \left\{ \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot C_{inv_{u_c,t}} \right] + \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot C_{inv_{u_d,t}} \right] \right\}
\end{aligned} \tag{3.3}$$


---

### 3.3 Berücksichtigung von Unsicherheiten

#### 3.3.1 Ausgangslage und Motivation

Im Bereich der langfristigen, strategischen Planung sind Entscheidungen unter Sicherheit die Ausnahme. Die Datenbasis, die als Grundlage für die Entscheidungsfindung dient, besteht in der Regel zu wesentlichen Teilen aus Projektionen bzw. Prognosen von Eingangsgrößen und Annahmen über zukünftige Rahmenbedingungen. Bei der im Mittelpunkt dieser Arbeit stehenden Investitions- und Produktionsprogrammplanung in der Energiewirtschaft spielen derartige Unsicherheiten aufgrund der dabei betrachteten langen Zeithorizonte, die sich i. Allg. über mehrere Jahrzehnte erstrecken, eine besonders wichtige Rolle.

Dies liegt vor allem an der im Vergleich zu anderen Industriesektoren extrem langen Nutzungsdauer der Anlagen, die i. d. R. zwischen 20 und 50 Jahren beträgt. Je länger der Zeitraum ist, in dem eine einmal getroffene Investitionsentscheidung die wirtschaftliche Lage des Unternehmens beeinflusst, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Annahmen zur Datenbasis, auf deren Grundlage die Entscheidung getroffen worden ist, mit Unsicherheiten behaftet sind.

Trotz dieser Problemstellung basieren die in Kapitel 2.4 angesprochenen Modelle zur langfristigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU auf deterministischen Ansätzen. Die Berücksichtigung von Unsicherheiten hinsichtlich der Eingangsdaten und Rahmenbedingungen, die die Grundlage für die Planung bilden, können meist nur über „aufgepfropfte“ Ansätze, wie Korrekturverfahren oder Sensitivitätsanalyse, abgedeckt werden. Deren Eignung, insbesondere bei mehreren zu berücksichtigenden unsicheren Faktoren, ist kritisch zu beurteilen. Unter den Rahmenbedingungen eines regulierten Energiemarktes ließ sich der Verzicht auf die explizite Integration von Unsicherheiten in den methodischen Ansätzen von entscheidungsunterstützenden Modellen in diesem Bereich dadurch rechtfertigen, dass im Vergleich zu anderen Branchen weniger relevante Unsicherheiten zu berücksichtigen waren, da mit dem Nachfrage- und dem Preisrisiko zwei der bedeutendsten Risiken keine entscheidende Rolle spielten.<sup>64</sup>

So war vor der Liberalisierung wegen der gesicherten Demarkationsgebiete der einzelnen EVU die Nachfrage nach Elektrizität bzw. Wärme gut abschätzbar. Darüber hinaus bestand aufgrund der für die verschiedenen Kundengruppen verwendeten Preissetzungsverfahren<sup>65</sup> kein relevantes Preisrisiko für die Energieversorger. Von den verbleibenden Unsicherheiten, wurden i. d. R. nur diejenigen in Bezug auf die Primärenergieträgerpreisentwicklung mit Hilfe der oben erwähnten Ansätze berücksichtigt. Andere Unsicherheiten, z. B. hinsichtlich der technischen Parameter von Neuanlagen, werden in der Mehrzahl der Fälle von den entsprechenden Lieferanten abgedeckt, so dass auf ihre Integration verzichtet werden kann. Unsicherheiten, die sich aus möglichen Veränderungen der relevanten energie- bzw. umweltpolitischen Rahmenbedingungen ergeben, wurden in den meisten Modellen ebenfalls vernachlässigt oder über die Szenarioanalyse abgedeckt.

Nach der Liberalisierung der Energiemärkte ergibt sich eine völlig neue Situation. Neben den Unsicherheiten in Bezug auf die Primärenergieträgerpreise und die politischen Rahmenbedingungen sind nun auch beträchtliche Preis- und Nachfrage Risiken zu berücksichtigen. Zusammenfassend lassen sich die mit der Integration von Unsicherheiten verknüpften Anforderungen an ein entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU im liberalisierten Energiemarkt wie folgt darstellen:

---

<sup>64</sup> Unsicherheit bei Entscheidungssituationen wird i. d. R. in Risiko und Ungewissheit unterteilt (vgl. bspw. [Götze et al. 1995, S. 311] und [Kruschwitz 1998, S. 233]). Während in einer Risikosituation den verschiedenen möglichen Umweltzuständen objektive oder subjektive Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können, ist dies bei einer Ungewissheitssituation nicht der Fall. Da für die Integration von Unsicherheiten in entscheidungsunterstützende Modelle wie PERSEUS-EVU die Quantifizierung der entsprechenden Wahrscheinlichkeiten notwendig sind, liegt strenggenommen immer eine Risikosituation vor. Da in der Literatur zu Entscheidungsmodellen dennoch häufig der Überbegriff Unsicherheit verwendet wird, wird auch im folgenden z. T. dieser Begriff eingesetzt.

<sup>65</sup> Vgl. zu den Preissetzungsverfahren im regulierten bundesdeutschen Elektrizitätsmarkt bspw. [Schulz 1996] und [Wietschel 2000, S. 73].

- Möglichkeit zur gleichzeitigen Integration von mehreren unsicheren Parametern.
- Identifikation von robusten Strategien, d. h. Strategien, die den Unternehmenserfolg über eine möglichst große Bandbreite an möglichen Realisierungen der unsicheren Parameter gewährleisten.
- Nachvollziehbarkeit und Transparenz der Ergebnisse für Entscheidungsträger.
- Möglichst einfache Anwendbarkeit auch durch Nicht-Modellentwickler.
- Akzeptabler Rechenzeitbedarf für Anwendungen im Unternehmen.

Vor diesem Hintergrund ist es geboten, die in Modellen zur Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU bisher verwendeten Ansätze zur Einbeziehung von unsicheren bzw. risikobehafteten Eingangsgrößen und Rahmenbedingungen neu zu bewerten und gegebenenfalls alternative Verfahren auf ihre Eignung zu untersuchen. Dabei werden im folgenden Kapitel sowohl Ansätze aus dem Bereich der Investitions- und Produktionsprogrammplanung als auch energiesystemanalytische Verfahren berücksichtigt.

### **3.3.2 Diskussion möglicher Lösungsansätze**

#### **3.3.2.1 Einleitung**

In diesem Kapitel werden mögliche Lösungsansätze für die im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Problemstellung diskutiert, wobei Verfahren aus zwei Bereichen in Betracht gezogen werden. Zunächst werden Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Investitions- bzw. der Investitions- und Produktionsprogrammplanung herangezogen, wobei aufgrund der Besonderheiten bei der Investitionsplanung in der Energiewirtschaft – lange Nutzungsdauer und hohe Kapitalintensität der Anlagen – insbesondere Ansätze, die in diesem Bereich zum Einsatz kommen, abgedeckt werden. Im Anschluss daran wird die Problematik aus Sicht der Energiesystemanalyse beleuchtet und entsprechende Verfahren, die in Energiesystemmodellen aus verschiedenen Anwendungsbereichen eingesetzt werden bzw. für einen entsprechenden Einsatz geeignet erscheinen, werden untersucht.

#### **3.3.2.2 Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung**

##### **3.3.2.2.1 Bestands- und Entwicklungsflexibilität**

Eine der wichtigsten Möglichkeiten für ein Unternehmen, sich gegen Unsicherheiten abzusichern, ist es, sich durch Korrektur von einmal getroffenen Entscheidungen auf die neue Situation einzustellen. Dies wird durch eine möglichst hohe Flexibilität des Investitionsobjektes erreicht. Dabei kann zwischen Bestandsflexibilität und Entwicklungsflexibilität unterschieden werden [Jacob et al. 1994]. Die Entwicklungsflexibilität, die auf schrittweisen technischen Anpassungen eines Investitionsobjektes –

z. B. durch Modulbauweise – ausgerichtet ist, ist bei großtechnischen Energieumwandlungsanlagen nur in bestimmten Fällen gegeben. Ein Beispiel ist die Erweiterung eines gasbefeuerten Dampfturbinenkraftwerks zu einer Gas- und Dampfturbinenanlage. Eine weitere Möglichkeit besteht in der nachträglichen Umrüstung eines gasbefeuerten GuD-Kraftwerkes zu einem kohlebefeueten GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung. Diese zweite Möglichkeit wird ausführlich in [Schleef 1999] beschrieben und in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit unter verschiedenen Rahmenannahmen analysiert. Dabei stellt sich allerdings heraus, dass eine derartige Umrüstung nur bei sehr stark ansteigenden Erdgaspreisen wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Die Bestandsflexibilität, die die Möglichkeiten zur Anpassung einer Investition an veränderte Rahmenbedingungen ohne technische Modifikationen beschreibt, wird im allgemeinen durch eine möglichst flexible Auslegung von Anlagen in Hinblick auf das hergestellte Produkt und die Ausbringungsmenge sichergestellt. Flexibilität hinsichtlich des Produktes kann bei Energieumwandlungsanlagen allerdings nur sehr eingeschränkt realisiert werden, lediglich bei entsprechend ausgelegten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) kann das Verhältnis von Elektrizität und Wärme in gewissen Grenzen variiert werden. In vielen Fällen kann auch bei derartigen KWK-Anlagen diese Möglichkeit nur beschränkt ausgeschöpft werden, da der Wärmebedarf, z. B. für Nah- oder Fernwärmenetze oder Prozesswärme in der Industrie, i. d. R. fest vorgegeben ist. Bei Kraftwerken, die derzeit bei der großtechnischen Elektrizitätserzeugung in der Bundesrepublik Deutschland deutlich dominieren<sup>66</sup>, besteht nur die Möglichkeit, die erzeugte Strommenge durch Anpassung der Intensität und/oder der Betriebszeiten zu variieren. Aufgrund der technischen Gegebenheiten bei Kraftwerken gibt es allerdings in der Regel nur einen relativ schmalen Lastbereich, in dem ein Kraftwerk unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal betrieben werden kann, so dass eine Intensitätsanpassung häufig nur beschränkt sinnvoll ist. Auch eine zeitliche Anpassung ist aufgrund des völligen Ausfalls von Einnahmen während der Stillstandszeiten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten häufig unattraktiv, insbesondere bei für den Grundlastbetrieb ausgelegten Anlagen wie Braunkohle- oder Kernkraftwerken, die durch hohe spezifische Investitionen und vergleichsweise geringe variable Kosten gekennzeichnet sind. In dieser Beziehung weisen erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke deutlich vorteilhaftere Eigenschaften aus, da bei ihnen den höheren Brennstoffkosten deutlich niedrigere spezifische Investitionen gegenüberstehen.

Aufgrund der beschriebenen Einschränkungen bei der flexiblen Auslegung von Kraftwerksparks ergibt sich die Notwendigkeit, mögliche Änderungen der Rahmenbedingungen, die eine Investitionsentscheidung beeinflussen, bereits im Entscheidungsprozess zu berücksichtigen, um so zu robusten Lösungen zu gelangen. Eine robuste Lösung zeichnet sich dadurch aus, dass sie zwar nicht notwendigerweise in einem

---

<sup>66</sup> Vgl. auch Kapitel 4.2.1

bestimmten Fall optimal ist, aber in möglichst vielen – idealerweise allen – für möglich erachteten Fällen gute oder zumindest befriedigende Ergebnisse liefert. Zur Bestimmung einer solchen robusten Lösung müssen die Risiken, die mit einer Entscheidungssituation verbunden sind, bei der Entscheidungsfindung adäquat berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck stehen eine Reihe verschiedener Verfahren zur Verfügung, die im folgenden beschrieben und auf ihre Eignung für die vorliegende Fragestellung der Berücksichtigung von risikobehafteten Eingangsgrößen bei der Investitionsplanung in der Energiewirtschaft in liberalisierten Märkten untersucht werden.

### 3.3.2.2 Korrekturverfahren

In der Praxis werden häufig Korrekturverfahren eingesetzt, um Unsicherheiten der Eingangsgrößen ohne größeren methodischen Aufwand Rechnung zu tragen. Korrekturverfahren basieren auf der Verwendung von Risikozuschlägen oder -abschlägen für die mit Unsicherheiten behafteten Parameter. Neben der Einfachheit der Anwendung liegt ein weiterer Vorteil der Korrekturverfahren darin, dass sie im Prinzip mit allen Methoden zur Entscheidungsunterstützung bei Investitionsentscheidungen kombiniert werden können, da die im Normalfall verwendeten deterministischen Werte lediglich durch „konservativere“ oder „pessimistischere“ Schätzungen ersetzt werden. Häufig wird auch ein höherer Kalkulationszinssatz verwendet, um pauschal den Einfluss unsicherer Einsatzgrößen abzudecken. Aus methodischer Sicht ist diese Vorgehensweise abzulehnen, da verschiedene unsichere Einflussgrößen zu einem einzigen Wert zusammengefasst werden, ohne dass ein nachvollziehbarer Zusammenhang besteht. Auch die Verwendung von Korrekturfaktoren für einzelne unsichere Parameter ist kritisch zu beurteilen, da die Information über den als am wahrscheinlichsten eingeschätzten Wert des jeweiligen Parameters und das dem Parameter zugeordnete Risiko in einer einzigen Größe zusammengefasst werden. Weiterhin können keinerlei Informationen über die Art und Form der Verteilung unsicherer Einflussgrößen berücksichtigt werden. In den meisten Fällen wird bei der Anwendung von Korrekturverfahren ohnehin darauf verzichtet, die betrachteten Unsicherheitsfaktoren detaillierten Analysen hinsichtlich der kausalen und quantitativen Zusammenhänge zu unterziehen. Das liegt zum einen darin begründet, dass solche Analysen aufgrund des damit verbundenen Aufwandes den Hauptvorteil des Korrekturverfahrens, die einfache Anwendbarkeit, zunichte macht. Zum anderen gewinnt man bei der Durchführung derartiger Analysen i. d. R. so viele Informationen über die unsicheren Parameter, dass die Anwendung eines methodisch besser fundierten Verfahrens mit relativ kleinem Mehraufwand zu bewerkstelligen ist.

Auch [Blohm et al. 1988, S. 220] kommen zu dem Ergebnis, dass Korrekturverfahren als Instrument zur Bewertung von Investitionsprojekten nicht geeignet sind. [Willeke 1998, S. 1149] zieht für den auch in dieser Arbeit behandelten Fall der Investitionsplanung in der Energiewirtschaft den gleichen Schluss.

### 3.3.2.2.3 Sensitivitätsanalyse

Eine weiteres, häufig eingesetztes Verfahren zur Untersuchung des Einflusses unsicherer Einflussgrößen bei der Investitionsplanung ist die Sensitivitätsanalyse. Dabei wird jeweils ein Parameter variiert und der Einfluss dieser Variation auf das Ergebnis der Berechnung bestimmt. Auch dieses Verfahren kann im Prinzip mit allen Methoden der Investitionsrechnung kombiniert werden. Da die mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen erzielten Ergebnisse Aufschluss darüber geben, wie groß der Einfluss eines unsicheren Parameters ist, kann dieses Verfahren dazu verwendet werden, die entscheidenden Einflussfaktoren zu bestimmen. Aus diesem Grund empfiehlt sich dieses Verfahren auch als Vorstufe zur Anwendung eines aufwendigeren Verfahrens, bei dem dann nur Unsicherheiten für die als wichtig erachteten Parameter berücksichtigt werden müssen.

Ein grundlegendes Problem bei der Sensitivitätsanalyse liegt darin, dass sich bei gleichzeitiger Variation mehrerer Einflussgrößen nur schwierig Aussagen ableiten lassen. Eine weitere Schwachstelle der Sensitivitätsanalyse ist darin zu sehen, dass nur der Einfluss der untersuchten Eingangsparameter auf das Ergebnis bestimmt wird, aber nicht notwendigerweise robuste Lösungen identifiziert werden. Bei nur geringer Sensitivität der Ergebnisse ist es zwar in einigen Fällen möglich, aus den sich nur geringfügig unterscheidenden Ergebnissen eine robuste Lösung zu erkennen, bei größeren Sensitivitäten erlaubt die entsprechend größere Bandbreite der Ergebnisse dagegen i. d. R. keine direkte Ableitung von robusten Lösungen.

### 3.3.2.2.4 Risikoanalyse

Im Bereich der Investitionsplanung werden unter dem Begriff Risikoanalyse Investitionsrechenverfahren verstanden, bei denen risikobehaftete Eingangsgrößen berücksichtigt werden können. Dazu wird i. d. R. eines der bekannten deterministischen Investitionsrechenverfahren, z. B. die Kapitalwertmethode oder die Berechnung der Amortisationsdauer, um entsprechende Ansätze erweitert. Eine Anwendung der Risikoanalyse auf die Investitionsplanung in der Energiewirtschaft findet sich in [Willeke 1998].

Aufgrund der Tatsache, dass die bestehenden risikoanalytischen Verfahren<sup>67</sup> als Modelle für Einzelentscheidungen unter Unsicherheit für den Vergleich von einzelnen Investitionsalternativen konzipiert sind<sup>68</sup>, eignen sie sich nicht für eine kombinierte Investitions- und Produktionsprogrammplanung. Wie in Kapitel 2.2 ausgeführt, ist eine reine Investitionsplanung wegen der spezifischen Eigenschaften des Planungsproblems nur eingeschränkt für den Entwurf komplexer Energiesysteme einsetzbar.

---

<sup>67</sup> Eine Übersicht über Modelle der Risikoanalyse findet sich bspw. in [Schindel, 1978] und [Hildenbrand, 1988].

<sup>68</sup> Vgl. auch [Hax 1993, S. 144].

Aus diesem Grund ist die Risikoanalyse für die dieser Arbeit zugrundeliegende Fragestellung kein adäquates Verfahren.

### **3.3.2.3 Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in Energie- und Stoffflussmodellen bzw. Energiesystemmodellen**

#### **3.3.2.3.1 Einleitung**

Aufgrund der Tatsache, dass sich der Planungshorizont von Energiesystemmodellen in der Regel über mehrere Jahrzehnte erstreckt, spielen Unsicherheiten bei den Eingangsgrößen der Modelle eine bedeutende Rolle. Deshalb wurden für Energiesystemmodelle aus verschiedenen Anwendungsbereichen Verfahren entwickelt und eingesetzt, die die Berücksichtigung bzw. die Integration von Unsicherheiten erlauben.

Die überwiegende Mehrheit der im folgenden diskutierten Verfahren bzw. Modelle wurde nicht für die Anwendung als entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU im liberalisierten Energiemarkt konzipiert. Vielmehr stehen häufig Problemstellungen der nationalen bzw. regionalen Energieplanung unter Berücksichtigung umweltrelevanter Auswirkungen der Energieumwandlung im Vordergrund. Aus diesem Grund wird bei der Untersuchung der verschiedenen Ansätze vor allem darauf abgestellt, inwiefern sie sich für eine Übertragung auf die Problemstellung dieser Arbeit eignen. Darüber hinaus werden auch Ansätze auf ihre Eignung für die vorliegenden Fragestellungen untersucht, die bisher in Energiesystemmodellen kaum oder gar nicht zur Anwendung gekommen sind, die sich aber aufgrund ihrer methodischen Grundlagen prinzipiell zur Abbildung von Unsicherheiten in Energie- und Stoffflussmodellen eignen.

#### **3.3.2.3.2 Szenarioanalyse**

Der am weitesten verbreitete Ansatz zur Berücksichtigung von Unsicherheiten bei den Eingangsparametern bzw. den Rahmenbedingungen in Energiesystemmodellen ist die Szenarioanalyse. Bei diesem Ansatz werden verschiedene Szenarios definiert, die sich in Bezug auf die als relevant identifizierten unsicheren Eingangsgrößen bzw. Rahmenbedingungen unterscheiden. Für jedes dieser Szenarios wird das verwendete Energiesystemmodell gelöst, so dass sich eine der Anzahl an Szenarios entsprechende Anzahl an unterschiedlichen, unter den getroffenen Annahmen „optimalen“ Lösungen für das zugrunde liegende Planungsproblem ergibt.

Die größten Vorteile der Szenarioanalyse, in denen auch die Hauptgründe für die weite Verbreitung dieses Verfahrens zu sehen sind, liegen in der einfachen Anwendbarkeit und der Möglichkeit, sie mit beliebigen, insbesondere auch rein deterministischen, Modellen zu kombinieren.

Die Hauptschwierigkeit dagegen besteht darin, die Ergebnisse, die sich für die ausgewählten Szenarios ergeben, so zusammenzuführen, dass sich eine sinnvolle Entscheidungsunterstützung für das betrachtete Planungsproblem ableiten lässt. Eng

mit dieser Fragestellung gekoppelt ist die Problematik der Auswahl von möglichst aussagekräftigen Szenarios. Es liegt auf der Hand, dass der Schwierigkeitsgrad dieser beiden Aufgaben mit der Anzahl der Parameter, für die Unsicherheiten in Form von unterschiedlichen Annahmen berücksichtigt werden sollen, stark ansteigt. So sind in dem vergleichsweise einfachen Fall, dass für drei unsichere Parameter jeweils drei Fälle (z. B. best und worst case sowie erwartete Entwicklung) sowie die entsprechenden Kombinationen in Betracht gezogen werden sollen, bereits 27 Szenarien zu berücksichtigen. Zwar lässt sich die Anzahl der Szenarios häufig bereits im Vorfeld durch geeignete Überlegungen zum erwarteten Erkenntnisgewinn gegenüber den anderen Szenarios reduzieren, dennoch ist die Szenarioanalyse bei komplexen, durch viele Unsicherheiten gekennzeichneten Planungsproblemen schnell mit einem sehr hohen Aufwand verbunden. Demgegenüber stehen die in solchen Fällen häufig nur bedingt aussagekräftigen Ergebnisse, deren Qualität in hohem Maße von der Expertise des Anwenders, der die Ergebnisse der einzelnen Szenarios interpretieren muss, abhängt.

Stellt man die angeführten Eigenschaften der Szenarioanalyse den oben gestellten Anforderungen an einen geeigneten Ansatz zur Integration von Unsicherheiten in das vorliegende Modell gegenüber, so kommt man zu dem Ergebnis, dass dieses Verfahren unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur noch sehr eingeschränkt einsetzbar ist.

### 3.3.2.3 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse, die bereits bei den Verfahren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Investitions- und Produktionsprogrammplanung im vorangegangenen Abschnitt diskutiert wurde, kann auch mit energiesystemanalytischen Ansätzen kombiniert werden. Dabei ist in Betracht zu ziehen, dass die überwiegenden Mehrzahl der Energiesystemmodelle auf Optimierverfahren wie der linearen oder der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung basieren. Bei diesen Optimierverfahren kann die Sensitivitätsanalyse (bzw. die parametrische Optimierung<sup>69</sup>), d. h. die Untersuchung des Einflusses einer Änderung der Eingangsdaten auf die Lösung des Optimierproblems, für alle Parameter des Optimierproblems – die Zielfunktionskoeffizienten, die Rechte-Hand-Seiten der Restriktionen sowie die Koeffizienten der Restriktionen – eingesetzt werden (vgl. z. B. [Neumann et al. 1993, S. 118ff.]).

Grundsätzlich lässt sich die oben aufgeführte Kritik auch auf dieses Anwendungsgebiet übertragen, wobei zusätzlich in Betracht zu ziehen ist, dass die zur Bestimmung der Sensitivitäten notwendigen Berechnungen aufgrund der im Vergleich zu anderen

---

<sup>69</sup> Bei der linearen Optimierung spricht man nur dann von Sensitivitätsanalyse, wenn sich durch die Änderungen der Eingangsdaten keine qualitative Änderung der Lösung ergibt, d. h., wenn die Basis der optimalen Lösung gleich bleibt. Werden auch größere Änderungen der Eingangsparameter untersucht, die zu einer qualitativen Änderung der Lösung, d. h. dem Übergang zu einer anderen Basis, führen, wird der Begriff parametrische Optimierung verwendet [Neumann et al. 1993, S. 119].



Verfahren hohen Komplexität der optimierenden Energiesystemmodelle mit langen Rechenzeiten verbunden sind. Aus diesen Gründen wird auch die Kombination von Energiesystemmodellen und Sensitivitätsanalyse den an einen geeigneten Ansatz gestellten Anforderungen nicht gerecht, vielmehr scheinen die im nächsten Abschnitt diskutierten mehrstufigen Ansätze, die dieser Vorgehensweise Rechnung tragen, besser geeignet.

#### 3.3.2.3.4 Entscheidungsbaumverfahren

Das Entscheidungsbaumverfahren, auch Entscheidungsbaumanalyse genannt, ist ein weitverbreitetes entscheidungstheoretisches Verfahren, das sowohl in die Entscheidungsunterstützung bei der Investitionsprogrammplanung i. Allg.<sup>70</sup> als auch bei energiesystemanalytischen Fragestellungen<sup>71</sup> Eingang gefunden hat. Das Verfahren basiert auf einem Entscheidungsbaum, der als gerichteter Graph interpretiert werden kann. Zur Verdeutlichung des vorliegenden Planungsproblems wird dieser Baum i. d. R. graphisch dargestellt. Der Entscheidungsbaum weist gewisse Parallelen zu dem bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung (vgl. Kap. 3.3.2.3.6.3) verwendeten Ereignisbaum auf, jedoch gibt es im Gegensatz zu diesem Verfahren bei der Entscheidungsbaumanalyse zwei verschiedene Arten von Knoten, die i. d. R. als Entscheidungsknoten und Zustandsknoten (auch Ereignisknoten) bezeichnet werden<sup>72</sup>. Die Zustandsknoten repräsentieren mögliche Umweltzustände, die Entscheidungsknoten sogenannte Entscheidungsereignisse. Die Pfeile oder gerichteten Kanten, die die verschiedenen Knoten verbinden, können ebenfalls in zwei Typen eingeteilt werden. Diese sind die Entscheidungspfeile, die alternative Handlungsmöglichkeiten repräsentieren und von einem Entscheidungsknoten ausgehen, und die von einem Zustandsknoten ausgehenden Zustandspfeile, die alternative Umweltzustände kennzeichnen. Zur Veranschaulichung der Funktionsweise des Entscheidungsbaumverfahrens ist in Bild 3-2 ein beispielhafter Baum für ein einfaches Investitionsentscheidungsproblem im Bereich der Energiewirtschaft dargestellt.

An der graphischen Darstellung kann leicht der bedeutendste Schwachpunkt des Entscheidungsbaumverfahrens in Bezug auf die dieser Arbeit zugrundeliegende Fragestellung verdeutlicht werden. Dieser besteht darin, dass jede einzelne Investitionsalternative ex ante festgelegt werden muss. Der Bestimmung eines optimalen Investitionsprogramms sind somit insofern Grenzen gesetzt, als unter Umständen das global optimale Programm sich nicht mit Hilfe der abgebildeten Investitionsalternativen nachbilden lässt. Gerade im Bereich der Energiewirtschaft, in dem eine

---

<sup>70</sup> Vgl. z. B. [Blohm et al. 1988, S. 250] und [Götze et al. 1995, S. 349].

<sup>71</sup> Siehe u. a. [Ybema et al. 1995], [Hobbs et al. 1990] und [Larsson et al. 1993].

<sup>72</sup> In manchen Darstellungen (z. B. [Runzheimer 1998, S. 100f.]) des Entscheidungsbaumverfahrens werden zusätzlich sogenannte Ergebnisknoten eingeführt, die das Resultat einer Entscheidung repräsentieren. Da diese Knoten jedoch in aller Regel mit einem Entscheidungsknoten zusammenfallen, kann in vielen Fällen auf diese Unterscheidung verzichtet werden.

Vielzahl an unterschiedlichen Energieumwandlungstechnologien in verschiedenen Größenklassen zur Verfügung stehen, die zudem zu verschiedenen Zeitpunkten installiert werden können, greift ein solcher Ansatz zu kurz. Dies gilt insbesondere, wenn größere Energiesysteme, beispielsweise von Verbundunternehmen, betrachtet werden sollen. Weiterhin ist es im Rahmen des Entscheidungsbaumverfahrens nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich, eine gleichzeitige Investitions- und Produktionsprogrammplanung durchzuführen<sup>73</sup>.

### 3.3.2.3.5 Unscharfe Programmierung

Das Konzept der unscharfen Programmierung basiert auf der Theorie der unscharfen Mengen oder Fuzzy Set Theorie [Zadeh 1965]. Mit Hilfe dieses Verfahrens ist es möglich, die Parameter eines Optimierproblems durch unscharfe Werte auszudrücken.

Im Bereich der Energiesystemmodellierung hat die unscharfe Programmierung bereits Eingang gefunden. So wurde u. a. das Vorgängermodell der PERSEUS Modellfamilie, das EFOM-ENV Modell, zu einem unscharfen Energie-Emissions-Modell weiterentwickelt und auf Litauen angewendet [Oder 1994]. Eine weitere Anwendung dieser Methodik auf das Energiesystemmodell MARKAL wird in [Canz 2001] beschrieben.

In Hinblick auf den für die vorliegende Problemstellung definierten Anforderungskatalog weist die unscharfe Programmierung den Nachteil auf, dass sie, selbst im Vergleich zur (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung ein aufwendiges und komplexes Verfahren ist, das sowohl bei der Bereitstellung und Aufbereitung der Eingangsdaten als auch bei der Durchführung der Optimierungsläufe ein hohes Maß an Expertenwissen seitens des Modellanwenders voraussetzt<sup>74</sup>. Bisherige Anwendungen der unscharfen Programmierung im Bereich der Energiesystemanalyse fokussieren sich aus diesem Grund auf die Erarbeitung von Entscheidungsunterstützung für politische Entscheidungsträger, da in diesem Bereich die Modellanwendung in aller Regel durch den Entwickler selbst erfolgt. Für die im Rahmen dieser Arbeit angestrebte Übertragbarkeit des entscheidungsunterstützenden Instruments zur Anwendung im betroffenen Unternehmen eignet sich ein Modell auf Basis der unscharfen Programmierung dagegen nur sehr eingeschränkt.

---

<sup>73</sup> Vgl. zur Vorteilhaftigkeit einer gleichzeitigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung in der Elektrizitätswirtschaft die Diskussion in Kapitel 2.2.

<sup>74</sup> Vgl. zur Komplexität eines Energie-Emissions-Modells auf Basis der unscharfen Programmierung das in [Oder 1994, S. 113] dargestellte Ablaufdiagramm, welches den implementierten interaktiven Lösungsalgorithmus veranschaulicht.

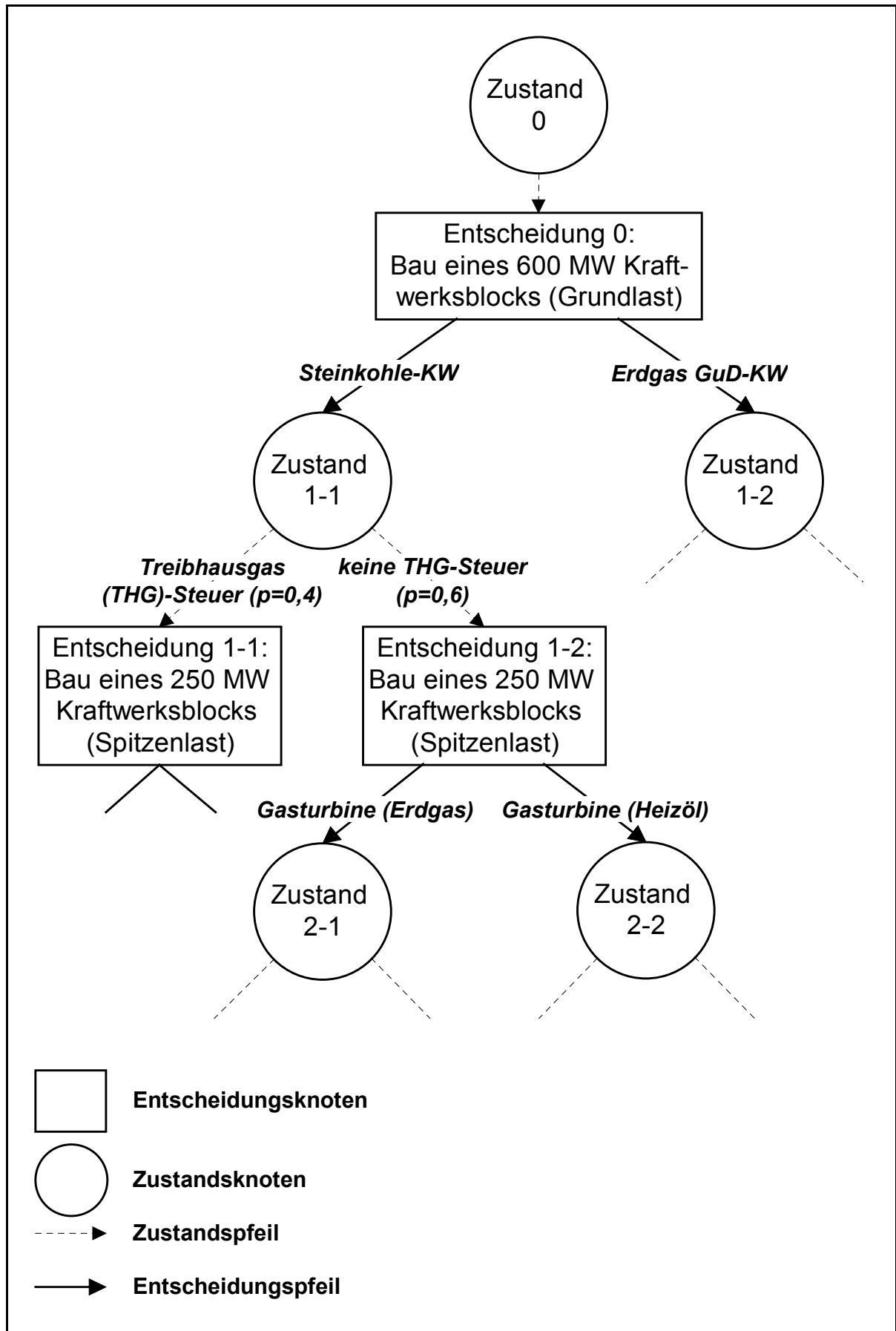


Bild 3-2: Beispielhafter Entscheidungsbaum für ein einfaches Investitionsplanungsproblem

### 3.3.2.3.6 Stochastische Programmierung

#### 3.3.2.3.6.1 Einleitung

Aufgrund des Umstandes, dass die überwiegende Zahl der energiesystemanalytischen Modellansätze auf Methoden aus dem Bereich des Operations Research, insbesondere der linearen bzw. gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung<sup>75</sup> basiert, liegt es nahe, zur Integration von Unsicherheiten zur stochastischen Programmierung überzugehen, die den bisher verwendeten Methoden eng verwandt ist.

Bei der stochastischen Programmierung kann zwischen zwei unterschiedlichen Klassen von Verfahren unterschieden werden, zum einen ist dies die einstufige stochastische Programmierung, zum anderen die mehrstufige stochastische Programmierung.<sup>76</sup> Der grundsätzliche Unterschied zwischen den beiden Klassen von Verfahren besteht darin, dass bei den einstufigen Ansätzen eine einzige Strategie festgelegt wird, die unter den getroffenen Annahmen hinsichtlich der abgebildeten Risiken optimal ist. Bei den mehrstufigen Ansätzen dagegen ergibt sich nur für die erste Stufe ein einziges Ergebnis, die weitere Strategie ist abhängig von der Ausprägung der unsicheren Einflussgrößen in den weiteren Stufen.

Die unterschiedlichen Eigenschaften der beiden Klassen von Verfahren und die damit verbundenen Vor- und Nachteile in Bezug auf die Problemstellung dieser Arbeit werden in den beiden folgenden Abschnitten ausgeführt.

#### 3.3.2.3.6.2 Einstufige Stochastische Programmierung

Im Gegensatz zur mehrstufigen stochastischen Programmierung ist die einstufige stochastische Programmierung bisher nur selten im Bereich der Energiesystemmodellierung angewendet worden.<sup>77</sup> Eine Anwendung von einstufigen Verfahren auf das Energie-Emissions-Modell MESSAGE<sup>78</sup> wird in [Messner et al. 1996] beschrieben. Das stochastische Modell erlaubt die Berücksichtigung unsicherer spezifischer Investitionen der abgebildeten Energieumwandlungstechnologien und wird für die Analyse der weltweiten Entwicklung der Energiesysteme bis zum Jahr 2050 eingesetzt.

Die geringe Verbreitung liegt u. a. darin begründet, dass der einstufige Ansatz impliziert, dass alle Entscheidungen zu Beginn des Planungszeitraumes getroffen werden müssen. Das hat zur Folge, dass lediglich die zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Informationen über die risikobehafteten bzw. unsicheren Eingangsgrößen und Rah-

---

<sup>75</sup> Vgl. bspw. [Forum 1999], [Forum 2000].

<sup>76</sup> In der englischsprachigen Literatur finden sich auch die Bezeichnungen Stochastic Programming without Recourse (einstufig) bzw. with Recourse (mehrstufig), vgl. bspw. [McCarl et al. 1997].

<sup>77</sup> In anderen Bereichen, z. B. bei der Portfolioanalyse oder in der landwirtschaftlichen Planung gibt es dagegen eine Reihe von Praxisanwendungen (vgl. [Boisvert et al. 2001], [Hazell et al. 1983]).

<sup>78</sup> Vgl. Kapitel 2.5.1.

menbedingungen in die Entscheidungsfindung eingehen können. Dies entspricht nicht der Vorgehensweise bei langfristigen Planungsproblemen, bei denen Entscheidungen sukzessive zu verschiedenen Zeitpunkten getroffen werden. Bei der Investitionsprogrammplanung eines EVU werden beispielsweise zu einem bestimmten Zeitpunkt nur Entscheidungen über Investitionsprojekte getroffen, deren Umsetzung unmittelbar bevorsteht. Entscheidungen über Projekte, die erst zu einem späteren Zeitpunkt initiiert werden müssen, werden zurückgestellt und zum entsprechenden Zeitpunkt unter Berücksichtigung der dann zur Verfügung stehenden, zusätzlichen Informationen über die unsicheren Parameter getroffen. Die Bestimmung einer einzigen Strategie, die schon zum Planungszeitpunkt alle innerhalb des Zeithorizontes zu treffenden Entscheidungen festlegt, erscheint daher dem realen Planungsproblem nicht angemessen.

Diese Kritik an der einstufigen stochastischen Programmierung kann allerdings bei der vorliegenden Problemstellung dadurch entkräftet werden, dass ein Entscheidungsträger in der Praxis – unabhängig davon, ob er ein einstufiges oder mehrstufiges Verfahren zur Entscheidungsunterstützung anwendet – auf Basis der Modellergebnisse stets nur die Entscheidungen treffen wird, die unmittelbar anstehen. Aufgrund der i. d. R. relativ langen Zeiträume, die in der Energiewirtschaft zwischen verschiedenen Investitionsentscheidungen liegen, wird für die Entscheidungsunterstützung zu einem späteren Zeitpunkt in der Mehrzahl der Fälle nicht das „alte“ Modellergebnis herangezogen werden. Vielmehr werden auf Basis eines aktualisierten Modells, in welches die letzten verfügbaren Daten zu den unsicheren Parametern und anderen Rahmendingungen eingepflegt worden sind, neue Modellläufe durchgeführt werden, um eine möglichst gute Entscheidungsgrundlage zu haben.

Ein weiterer Grund für die geringe Verbreitung der einstufigen stochastischen Programmierung im Bereich der Energiesystemanalyse liegt darin, dass die einstufige stochastische Programmierung nur in solchen Fällen sinnvoll angewendet werden kann, in denen die Einstellung des Entscheidungsträgers zu risikobehafteten Strategien bekannt ist. Wird dagegen ein risikoneutraler Entscheidungsträger angenommen, so entsprechen die Ergebnisse des Verfahrens dem zurunde liegenden deterministischen Modell. Insbesondere bei Modellen, die zur Entscheidungsunterstützung für die Energie- und Umweltpolitik eingesetzt werden, ist eine Bestimmung der Risikopräferenz des Entscheidungsträger nicht oder nur schwierig realisierbar.

Bei der in dieser Arbeit untersuchten Fragestellung ist dagegen eine andere Situation gegeben, in der die Anwendung der einstufigen stochastischen Programmierung sinnvoll erscheint. So soll mit dem hier zu entwickelnden Modell konkrete Entscheidungsunterstützung für Entscheidungsträger in EVU bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung geboten werden. Aufgrund der Entscheidungssituation, in der sich dieser Personenkreis befindet, kann in der Regel ein gewisses Maß an Risikoaversion, insbesondere in Bezug auf negative Risiken (downside risk) vorausgesetzt werden. Ein Entscheidungsträger wird i. A. eine Strategie bevorzugen, die bei ähnlicher Gewinn-

erwartung mit signifikant kleineren Verlustrisiken gegenüber einer alternativen Strategie verbunden ist, also mit einer kleineren Varianz zur negativen Seite hin.

Grundsätzlich lassen sich mit der einstufigen stochastischen Programmierung sämtliche Koeffizienten eines Modells als risikobehaftet abbilden, d. h. die Koeffizienten der Zielfunktion, die der Rechten-Hand-Seite der Nebenbedingungen sowie technische Koeffizienten<sup>79</sup>. Aufgrund der verschiedenen Eigenschaften der Verfahren<sup>80</sup>, die in diesen drei Fällen zur Verfügung stehen, ist die Sinnhaftigkeit einer Integration entsprechender Risiken im Rahmen der vorliegenden Problemstellung jedoch unterschiedlich zu bewerten.

Bei der Integration von Risiko in Bezug auf die Koeffizienten der Zielfunktion gibt es mehrere unterschiedliche Verfahren (vgl. [McCarl et al. 1997]). Grundsätzlich kann man dabei unterscheiden zwischen Verfahren, die den Erwartungswert der Zielfunktionsgröße sowie ein mit einem sogenannten Risikoaversionskoeffizienten gewichtetes Maß für die (negative) Abweichung von diesem Erwartungswert verwenden und Ansätzen, die die Vorgabe eines minimalen (bzw. maximalen bei Minimierungsproblemen) Zielfunktionswertes erlauben, der in keinem möglichen Fall unterschritten werden darf.

Bekanntere Beispiele für die erste Klasse von Verfahren sind die Erwartungswert-Varianz (E-V) Modelle von [Markowitz 1959] und [Freund 1956]. Aufgrund der Tatsache, dass diese Modelle wegen der Integration der Varianz zu quadratischen Programmierproblemen führen, wurde eine Reihe von linearen Approximationen entwickelt, von denen das MOTAD (Minimization of Total Absolute Deviations) Modell [Hazell 1971] die weiteste Verbreitung gefunden hat. Zur zweiten Gruppe gehören u. a. das Safety First Modell von [Roy 1952] und der Target MOTAD Ansatz von [Tauer 1983].

Die Anforderungen an die Datenlage hinsichtlich der risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten sind bei beiden Modellklassen gleich. Wird von einer diskreten Verteilung ausgegangen, so sind für die möglichen diskreten Realisierungen der risikobehafteten Parameter die Eintrittswahrscheinlichkeiten anzugeben. Wird dagegen von einer stetigen Verteilung ausgegangen, so ist neben dem Erwartungswert ein geeignetes Maß für die Breite der Verteilung (i. d. R. Varianz oder Standardabweichung) anzugeben. Unterschiede ergeben sich hingegen in Bezug auf die vom Entscheidungsträger zu spezifizierenden Präferenzen. So ist bei den E-V bzw. MOTAD Modellen ein Maß für die Risikoaversion des Entscheidungsträgers, der sogenannte Risikoaversionskoeffizient, anzugeben. Bei den anderen Verfahren

---

<sup>79</sup> Als technische Koeffizienten (nach engl. technical coefficients) werden in dieser Arbeit die Koeffizienten der Restriktionsmatrix bezeichnet.

<sup>80</sup> Vgl. zu den im folgenden beschriebenen Verfahren auch [McCarl et al. 1997], [Birge et al. 1997] und [Prekopa 1995], wo sich auch die entsprechenden mathematischen Formulierungen finden.

hingegen muss der Entscheidungsträger einen minimalen (bzw. maximalen) Zielfunktionswert vorgeben, der in allen Fällen (Safety First) bzw. einem ebenfalls zu spezifizierenden Anteil der Fälle (Target MOTAD) erreicht werden soll.

Für die Entscheidungssituation bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU eignet sich die erstgenannte Klasse von Ansätzen besser, da der vom Entscheidungsträger zur Beschreibung seiner Einstellung zu risikobehafteten Strategien anzugebende Parameter – der Risikoaversionskoeffizient – diese Einstellung unabhängig von den konkreten Daten bzw. Rahmenbedingungen einer Modellanwendung widerspiegelt. Dies bedeutet, dass nach einer einmalig durchzuführenden Analyse des Risikoaversionsverhaltens, z. B. im Rahmen einer vergleichenden Bewertung der Modellergebnisse bei unterschiedlich hohen Risikoaversionskoeffizienten, und der Wahl eines geeigneten Wertes bei späteren Anwendungen des Modells stets dieser Wert zum Einsatz kommen kann. Der bei den anderen Verfahren zu wählende minimale (bzw. maximale) akzeptable Zielfunktionswert hingegen hängt stark von den Rahmenbedingungen des konkreten Modelllaufs ab, mit denen sich die Bandbreite der möglichen Zielfunktionswerte signifikant ändern kann, so dass bei jeder Änderung bzw. Aktualisierung des Modells erneut aufwändige Analysen durchzuführen sind.

Von den verschiedenen zur Auswahl stehenden Ansätzen der ersten Klasse von Verfahren erweist sich das lineare MOTAD Modell als am besten geeignet, da hier die Integration von risikobehafteten Parametern in die Zielfunktion nicht den Übergang von der linearen auf die quadratische bzw. nichtlineare Programmierung<sup>81</sup> nach sich zieht. Bei Anwendung des MOTAD Ansatzes ergibt sich ein Optimierungsproblem, das hinsichtlich der Größe sowie des Rechenzeit- und Speicherbedarfs ungefähr dem des äquivalenten deterministischen Problems entspricht. Die Integration von mehreren risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten ist nicht mit einer signifikanten Erhöhung des Rechenzeitbedarfs verbunden. Die allgemeine Formulierung des MOTAD Modells in Anlehnung an [Hazell 1971] und [McCarl et al. 1997, S. 14-9] ist in den folgenden Gleichungen (Zielfunktion: Gleichung (3.4), Nebenbedingungen: Gleichungen (3.5) bis (3.7)) dargestellt.

---


$$\text{Max} \sum_j \bar{c}_j X_j - \psi \sum_k (d_k^+ + d_k^-) \quad (3.4)$$


---

$$\sum_j (c_{kj} - \bar{c}_j) X_j - d_k^+ + d_k^- = 0 \quad \forall k \quad (3.5)$$


---

<sup>81</sup> Vgl. zu den Nachteilen nichtlinearer Ansätze für die vorliegende Problemstellung auch Kapitel 3.2.

$$\sum_j a_{ij} X_j \leq b_i \quad \forall i \quad (3.6)$$

$$X_j, d_k^+, d_k^- \geq 0 \quad \forall j, k \quad (3.7)$$

Die  $d_k^+$  bzw.  $d_k^-$  stehen für die positive bzw. negative Abweichung der  $k$ -ten Beobachtung des Zielfunktionswertes vom gemittelten Zielfunktionswert. Eine leicht abgeänderte Formulierung des MOTAD Modells bezieht nur die negativen Abweichungen vom Mittelwert ein. Bei symmetrischer Verteilung der Abweichungen (d. h.  $d_k^+ = d_k^-$ ) ist diese Formulierung jedoch äquivalent zu der oben dargestellten, wenn für den Risikoaversionskoeffizienten ein doppelt so hoher Wert gewählt wird.

Für die weit verbreitete Annahme, dass die risikobehafteten Parameter mit Hilfe von Normalverteilungen hinreichend genau beschrieben werden können, kann bei entsprechender Anpassung des Risikoaversionskoeffizienten anstelle des Betrages der Summe der Abweichungen auch die Standardabweichung verwendet werden, da folgende Näherung (vgl. [Hazell 1971]) gilt, wobei  $N$  für die Anzahl der Beobachtungen  $k$  steht:

$$\sigma \approx \sqrt{\left| \frac{\pi}{2N(N-1)} \right|} \cdot \sum_k [d_k^+ + d_k^-] \quad (3.8)$$

Da gerade bei der hier vorliegenden Anwendung die angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen i. d. R. nicht auf einer Anzahl von realen Beobachtungen, sondern auf subjektiven Einschätzungen des Entscheidungsträgers bzw. Modellanwenders beruhen, ist die Verwendung der Standardabweichung als Beschreibungsmaß für die Form der Verteilung in der Mehrzahl der Fälle vorzuziehen.

Neben dem moderaten Rechenzeit- und Speicherbedarf besteht ein weiterer Vorteil des Verfahrens in seiner einfachen Anwendbarkeit. Gegenüber einem deterministischen Modell muss neben dem Risikoaversionskoeffizienten lediglich das Maß für die Abweichung der risikobehafteten Größen zusätzlich angegeben werden, der Erwartungswert dieser Größen entspricht modelltechnisch gesehen dem deterministischen Wert. Wird der Wert des Risikoaversionskoeffizienten auf Null gesetzt, so ergibt sich ein identisches Ergebnis wie bei einem deterministischen Modell, bei dem die deterministischen Werte den Erwartungswerten entsprechen, so dass eine Analyse der Auswirkungen einer Integration von risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten im Rahmen eines Vergleichs der entsprechenden Ergebnisse mit geringem Aufwand durchzuführen ist. Durch eine derartige Analyse kann die Nachvollziehbarkeit der Modellergebnisse für den Entscheidungsträger signifikant erhöht werden.

Für die Integration von Risiken bei den Parametern der Rechte-Hand-Seite (RHS) existieren vergleichsweise wenige Ansätze, von denen lediglich die Optimierung unter



Wahrscheinlichkeitsnebenbedingungen (Chance Constrained Programming) [Charnes et al. 1959] in der Praxis weitere Verbreitung gefunden hat. Dieses Verfahren beruht darauf, dass der Entscheidungsträger angibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit  $\alpha$  eine Restriktion erfüllt werden muss. Die allgemeine mathematische Formulierung einer entsprechenden Nebenbedingung zeigt Gleichung (3.9).

$$\sum_j a_{ij} X_j \leq \bar{b}_i - Z_\alpha \cdot \sigma_{b_i} \quad (3.9)$$

Der Parameter  $Z_\alpha$  hängt von der vorgegebenen Wahrscheinlichkeit  $\alpha$  ab. Falls Informationen über die Form der Wahrscheinlichkeitsverteilung vorliegen, kann er aus diesen bestimmt werden<sup>82</sup>.

Der größte Vorteil des Verfahrens liegt in seiner einfachen Anwendbarkeit und den geringen zusätzlichen Datenanforderungen. Neben der Angabe der Wahrscheinlichkeit, mit der die Restriktion erfüllt werden soll, ist lediglich die Standardabweichung des entsprechenden RHS-Parameters anzugeben. Wie beim MOTAD-Ansatz entspricht der Rechenzeit- und Speicherplatzbedarf denen des zugrunde liegenden deterministischen Modells.

Nachteilig ist dagegen, dass sich für den Fall, dass das Optimierproblem bei der angegebenen Erfüllungswahrscheinlichkeit nicht lösbar ist, kein Ergebnis ergibt. Ein weiterer wichtiger Schwachpunkt des Verfahrens ist, dass auf Basis der vorgegebenen Wahrscheinlichkeit, mit der die Restriktion erfüllt werden muss, und der Standardabweichung des RHS-Parameters ein neuer, scharfer Wert berechnet wird, den die Restriktion zu erfüllen hat. In diesem Sinn lässt sich das Verfahren mit den oben beschriebenen Korrekturverfahren vergleichen, da im Endeffekt lediglich ein Sicherheitsauf- bzw. -abschlag für die betrachtete Restriktion berechnet und im Gleichungssystem berücksichtigt wird. Aufgrund dieser Einschränkungen kommen [Hogan et al. 1981] zu dem Ergebnis, dass es in vielen Fällen angebracht ist, eine stochastische Abbildung von RHS-Koeffizienten nicht mit Hilfe des Chance Constrained Programming zu implementieren, sondern auf die mehrstufige stochastische Programmierung (siehe Abschnitt 3.3.2.3.6.3) überzugehen.

Risiken bei den technischen Koeffizienten eines Optimierproblems können über Ansätze, die denen zur Berücksichtigung von Risiko in der Zielfunktion ähnlich sind, abgebildet werden. So entspricht das Verfahren von [Merrill 1965] dem E-V Modell, führt jedoch nicht zu einem quadratischen, sondern zu einem nichtlinearen Problem. Eine an das MOTAD Verfahren angelehnte lineare Approximation ist der Wicks und Guise Ansatz [Wicks et al. 1978]. Während das Merrill-Verfahren auf der Angabe des

<sup>82</sup> Eine alternative Möglichkeit besteht in der Anwendung der Tschbyschevschen Ungleichung, nach der die Wahrscheinlichkeit für eine Abweichung von mehr als  $M$  Standardabweichungen vom Mittelwert kleiner oder gleich  $1/M^2$  ist. Daraus folgt, dass  $Z_\alpha = (1-\alpha)^{0,5}$  ist. Allerdings führt diese Abschätzung häufig zu zu großen Abschlägen (vgl. [McCarl et al. 1997, S. 14-8]).

Erwartungswertes und der Varianz der risikobehafteten technischen Koeffizienten beruht, müssen beim Wicks und Guise Modell der Erwartungswert und die Standardabweichung vorgegeben werden. Analog zur Vorgehensweise bei den entsprechenden Zielfunktionsverfahren ist bei beiden Modellen ein Risikoaversionskoeffizient anzugeben. Gleichung (3.10) zeigt die Formulierung einer entsprechenden Nebenbedingung. Auch diese Gleichung lässt sich bei Annahme von normalverteilten Parametern unter Verwendung der Standardabweichung<sup>83</sup> darstellen (Gleichung (3.11)).

$$\sum_j \bar{a}_{ij} X_j + \phi \sum_k \left[ d_{ki}^+ + d_{ki}^- \right] \leq b_i \quad \forall i$$

$$\text{mit} \quad \sum_j \left[ a_{kij} - \bar{a}_{ij} \right] X_j - d_{ki}^+ + d_{ki}^- = 0 \quad \forall k$$
(3.10)

$$\sum_j \bar{a}_{ij} X_j + \phi \sigma_i \leq b_i \quad \forall i$$
(3.11)

Im Gegensatz zu den E-V bzw. MOTAD-Verfahren hat die Berücksichtigung von risikobehafteten technischen Koeffizienten in der Praxis bisher kaum Bedeutung erlangt [McCarl et al. 1997, S. 14-22]. Ein Grund dafür liegt in der Tatsache, dass auf Basis der angenommenen Verteilungen der risikobehafteten Koeffizienten sowie des Risikoaversionskoeffizienten Strafterme berechnet werden, die auf der linken Seite der entsprechenden Nebenbedingung eingehen. Diese Vorgehensweise kann demnach ebenso wie das Chance Constrained Programming als eine methodisch ausgereifere Variante der in Kapitel 3.3.2.2.2 beschriebenen Korrekturverfahren interpretiert werden, da die Zuschläge auf Basis von Wahrscheinlichkeitsverteilungen der risikobehafteten Parameter bestimmt werden. Nichtsdestoweniger ergibt sich für entsprechende Kombinationen von Risikoaversionskoeffizient, Erwartungswert und Wahrscheinlichkeitsverteilung das gleiche Ergebnis wie für einen bestimmten, „pessimistischen“ deterministischen Wert.

Die Berücksichtigung von Risiko bezüglich verschiedener Arten von Parametern (Zielfunktionskoeffizienten, RHS-Koeffizienten, technische Koeffizienten) in einem Modell kann mit Hilfe von entsprechenden Kombinationen der verschiedenen beschriebenen Verfahren umgesetzt werden, so dass sich in einem auf der einstufigen stochastischen Programmierung basierenden Modell im Grundsatz alle Koeffizienten gleichzeitig als risikobehaftet abbilden lassen.

Die einstufige stochastische Programmierung erscheint aufgrund des relativ geringen Mehraufwands bei der Datensuche und -pflege, mit dem der Modellanwender im Vergleich zu einem deterministischen Modell konfrontiert ist, sowie den geringen

<sup>83</sup> Der funktionale Zusammenhang zwischen der Standardabweichung und dem Betrag der gesamten Abweichungen vom Mittelwert lässt sich auch in diesem Fall über Gleichung (3.8) herstellen.

zusätzlichen Anforderungen in Hinblick auf die erforderlichen Rechenzeiten und den Speicherplatzbedarf für die vorliegende Problemstellung gut geeignet. Daher wird trotz der Tatsache, dass die Möglichkeiten zur stochastischen Abbildung der RHS-Koeffizienten der Nebenbedingungen und der technischen Koeffizienten nicht unproblematisch sind, eine Modellversion auf Basis der einstufigen stochastischen Programmierung implementiert.

### 3.3.2.3.6.3 Mehrstufige stochastische Programmierung

Das Konzept der mehrstufigen stochastischen Programmierung basiert darauf, dass bei vielen realen Planungsproblemen im Laufe des Planungszeitraumes, nachdem die ersten Entscheidungen getroffen worden sind, eine Reihe von Unsicherheiten aufgelöst werden. Für die nachfolgenden Entscheidungen können daher einige zunächst unsichere Parameter zu den sicheren Parametern gezählt werden. Diese Struktur des Planungsproblems wird i. d. R. durch einen sogenannten Ereignisbaum<sup>84</sup> nachgebildet, der die verschiedenen zeitlichen Stufen des Planungsproblems und die an diesen Stufen möglichen Verzweigungen in die Realisierungen der berücksichtigten Unsicherheiten enthält. Bild 3-3 zeigt ein Beispiel für einen Ereignisbaum eines dreistufigen Planungsproblems. Es ist zu erkennen, dass der Ereignisbaum als gerichteter Graph dargestellt werden kann. Dabei stellen die Knoten des Graphen die Ereignisse, d. h. die abgebildeten Realisierungen der risikobehafteten Größen dar, während die die Ereignisse verbindenden Kanten die möglichen Pfade für die Entwicklung der risikobehafteten Größen repräsentieren. Den Kanten werden Wahrscheinlichkeiten  $p$  zugewiesen, die ausdrücken, mit welcher Wahrscheinlichkeit der entsprechende Pfad genommen wird, oder, anders ausgedrückt, welche Wahrscheinlichkeit besteht, dass nach Eintreten des Ereignisses, von dem die Kante ausgeht, das Ereignis eintritt, in dem sie endet.

Die erste Stufe jedes mehrstufigen Baumes besteht aus nur einem Knoten, der sogenannten Wurzel (root). Die Endknoten, die die letzte Stufe des Baumes bilden, werden als Blätter (leaves) bezeichnet. Jeder mögliche Pfad von der Wurzel zu einem Blatt des Ereignisbaumes kann als Szenario interpretiert werden. Die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt eines Szenarios ergibt sich aus der Multiplikation der Wahrscheinlichkeiten, mit denen die Kanten, die den Pfad von der Wurzel zu dem entsprechenden Blatt aufspannen, belegt sind. Die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses dagegen ergibt sich aus der Summe der Wahrscheinlichkeiten aller Pfade, auf denen das jeweilige Ereignis von der Wurzel aus erreicht werden kann. Zum Beispiel ist die Eintrittswahrscheinlichkeit für Ereignis 3-2 in Bild 3-3, welches über zwei verschiedene Pfade erreicht werden kann, ( $p_{1-1.2-1} * p_{2-1.3-2} + p_{1-1.2-2} * p_{2-2.3-2}$ ).

---

<sup>84</sup> In der Literatur zum Teil auch als Entscheidungsbaum (decision tree) oder Wahrscheinlichkeitsbaum (probability tree) bezeichnet.

Zur Vereinfachung der Darstellung sowie der Modellformulierung wird der Ereignisbaum jedoch i. d. R. so aufgebaut, dass jeder Knoten nur über einen einzigen Pfad zu erreichen ist. Für diesen Fall entspricht die Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses dem des Pfades von der Wurzel zu diesem Ereignis. Jedes mögliche Szenario wird durch ein einziges Blatt repräsentiert.

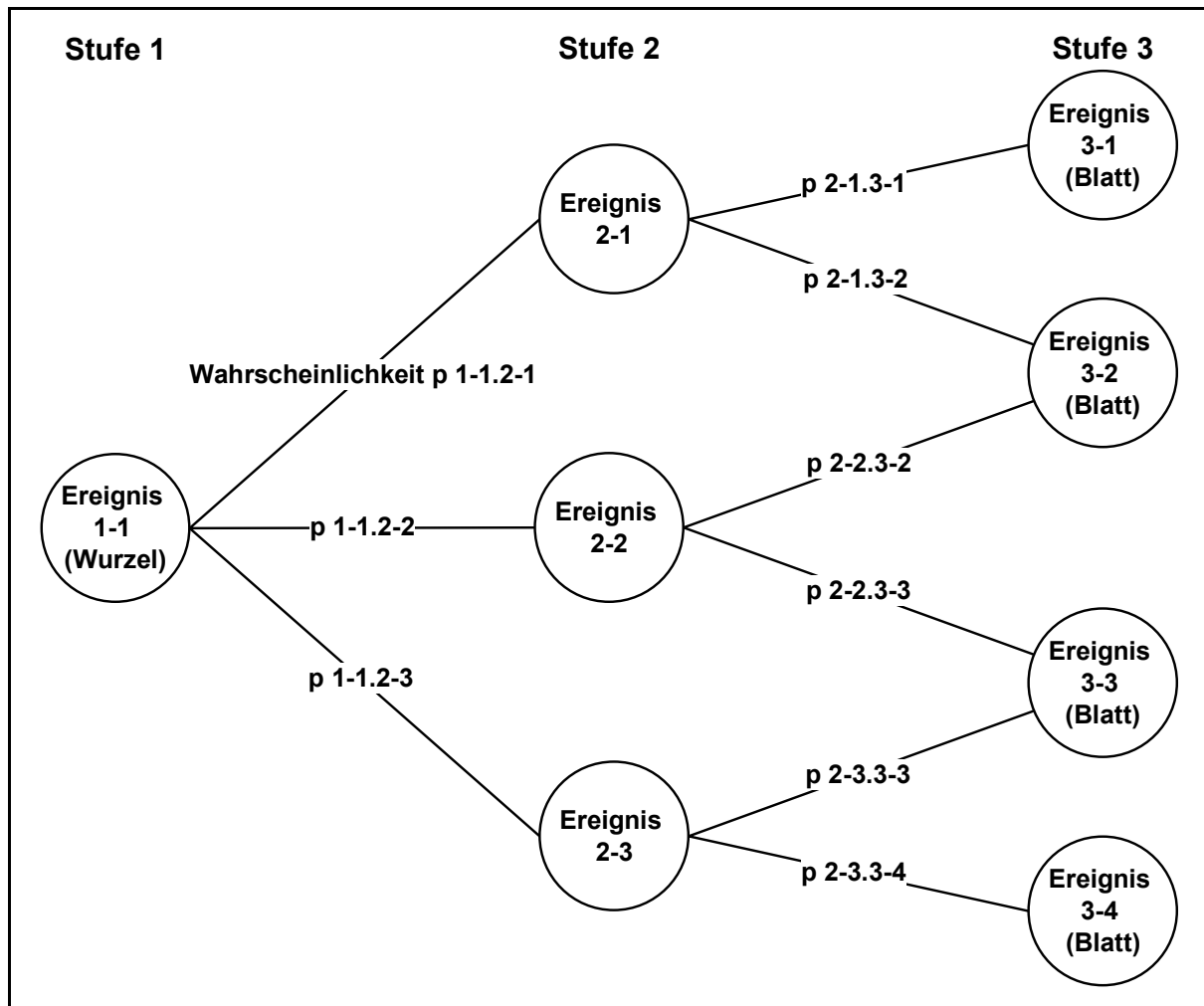


Bild 3-3: Beispiel für einen dreistufigen Ereignisbaum

Ein mit dieser Vorgehensweise verbundener Nachteil besteht darin, dass sich die Notwendigkeit ergibt, jedes Ereignis, das über mehrere Pfade erreicht werden kann, mehrmals abzubilden. Dies führt unter Umständen zu Redundanzen in der Datenbasis des durch den Baum beschriebenen Modells (bspw. müssten die Ereignisse 3-2 und 3-3 des Ereignisbaumes in Bild 3-3 mitsamt der dazugehörigen Daten jeweils zweimal abgebildet werden). Da diesem Redundanzproblem durch eine geeignete Modellformulierung Rechnung getragen werden kann, wird im folgenden die Regel, dass zu jedem Blatt des Baumes nur genau ein Pfad führt, eingehalten. Der zum Baum in Bild

3-3 äquivalente Baum, der bei Beachtung der Eineindeutigkeit der Zuordnung zwischen Blättern und Pfaden entsteht, ist in Bild 3-4 dargestellt.<sup>85</sup>

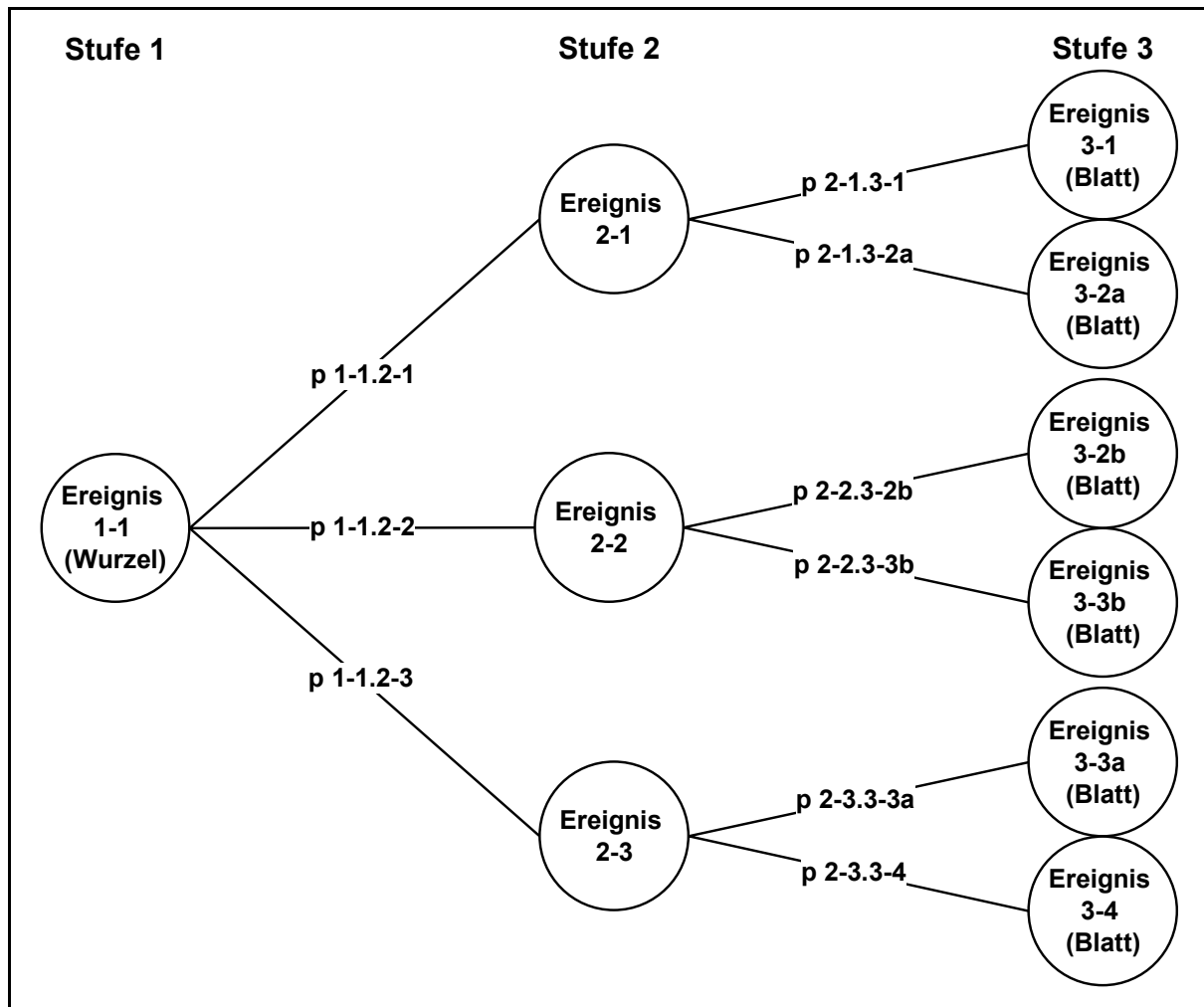


Bild 3-4: Beispiel für einen dreistufigen Ereignisbaum mit eindeutiger Blatt-Pfad-Zuordnung

Wie sich bei der Betrachtung des beispielhaften Ereignisbaumes in Bild 3-4 erkennen lässt, gibt es bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung kein eindeutiges Ergebnis mehr, wie dies bei deterministischen Modellen und auch bei der einstufigen stochastischen Programmierung der Fall ist. Vielmehr ergibt sich für jedes Szenario, also jeden Pfad von der Wurzel zu einem Blatt, ein eigenes Ergebnis. Dieses Verfahren entspricht im Vergleich zu deterministischen Modellen oder einstufigen stochastischen Modellen insofern besser der Realität, als dass unterschiedliche Realisierungen der unsicheren Einflussgrößen in der Zukunft i. d. R. auch unterschiedliche Planungsentscheidungen zur Folge haben.<sup>86</sup>

<sup>85</sup> Die Ereignis 3-2a und 3-2b bzw. 3-3a und 3-3b in Bild 3-4 sind identisch mit den Ereignissen 3-2 bzw. 3-3 in Bild 3-3.

<sup>86</sup> Vgl. zu dieser Thematik auch die Diskussion in Kapitel 3.3.2.3.6.2.

Die mehrstufige stochastische Programmierung lässt sich also als eine Art von Erweiterung der Szenarioanalyse auslegen, bei der die betrachteten Szenarios nicht mehr sukzessive abgearbeitet, sondern im Rahmen eines Modelllaufes berücksichtigt werden. Neben dem offensichtlichen Vorteil, dass weniger Modellläufe benötigt werden, bietet die mehrstufige stochastische Programmierung gegenüber der Szenarioanalyse jedoch noch einen weiteren entscheidenden Vorteil. Bei der Szenarioanalyse werden als Entscheidungsgrundlage für alle Entscheidungen, die bis zur letzten Stufe des Planungsproblems getroffen werden, nur die im jeweiligen Szenario verwendeten Daten berücksichtigt. Bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung hingegen werden für vorgelagerte Entscheidungen die Eintrittswahrscheinlichkeiten der möglichen Realisierungen der risikobehafteten Einflussfaktoren bzw. Rahmenbedingungen in den nachgelagerten Stufen miteinbezogen. Dadurch ergeben sich Strategien, die sich durch die bei der Investitionsplanung unter Unsicherheit angestrebte Robustheit über die Bandbreite der abgebildeten Ausprägungen der risikobehafteten Parameter auszeichnen.

Die Entwicklung der mehrstufigen stochastischen Programmierung geht auf [Dantzig 1955] zurück, der ein zweistufiges LP-Modell formulierte. Später entwickelte [Cocks 1968] ein N-stufiges Modell. Ein Überblick über die Entwicklung der stochastischen Programmierung wird in [Wets 1999] gegeben.

Im Gegensatz zur Situation bei der einstufigen stochastischen Programmierung gibt es im Bereich der Energiesystemanalyse eine Reihe von Anwendungen der mehrstufigen stochastischen Programmierung, die sich sowohl hinsichtlich der Anwendungsgebiete und Zielsetzungen als auch in Bezug auf die Charakteristika der verwendeten Modelle unterscheiden. Bei einer Klassifikation der in der Literatur beschriebenen Modelle auf Basis der mehrstufigen stochastischen Programmierung hinsichtlich ihrer Anwendungsgebiete und Zielsetzungen kristallisiert sich eine Unterteilung in drei Gruppen heraus: Modelle zum Einsatz für kurz- und mittelfristige Planungsaufgaben bei EVU, langfristige ausgelegte Modelle mit normativer Ausrichtung und Modelle für die langfristige Planung bei EVU.

Besonders weite Verbreitung hat die mehrstufige stochastische Programmierung bei Modellen gefunden, die primär für die Analyse kurz- und mittelfristiger Fragestellungen in Energiesystemen konzipiert sind, wie etwa die Wochen- oder Jahreseinsatzplanung bestehender Kapazitäten.<sup>87</sup> Diese Verbreitung liegt darin begründet, dass bei Planungsaufgaben in diesem Bereich stochastische Einflüsse eine bedeutende Rolle spielen. Insbesondere gilt dies für Wettereinflüsse, die sowohl die Nachfrage nach Strom und Wärme als auch das für die Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft zur Verfügung stehende Potential stark beeinflussen. Während bei langfristigen Analysen die Vernachlässigung derartiger stochastischer Vorgänge

---

<sup>87</sup> Vgl. zu kurz- und mittelfristigen Planungsaufgaben bei EVU auch [Lüth 1997, S. 11ff.]

zugunsten von langjährigen Durchschnittswerten gerechtfertigt werden kann, muss ihnen im Rahmen der Tages-, Wochen- und Monatseinsatzplanung adäquat Rechnung getragen werden. Bedingt durch die vergleichsweise kurzen Betrachtungszeiträume sowie die Beschränkung der Analyse auf bestehende Kapazitäten ist es bei solchen Modellen möglich – trotz meist sehr feiner zeitlicher Auflösung – mehrere stochastische Einflussgrößen zu berücksichtigen. Modelle dieser Art werden u. a. in [Reznicek et al. 1990], [Gröwe-Kuska et al. 1999] und [Nießen 1998] beschrieben.

Die zweite Klasse umfasst Modelle, die energie- und umweltpolitisch relevante Themengebiete aus einer normativen Sichtweise untersuchen. Dieser Modelltyp wird i. A. eingesetzt, um Empfehlungen bezüglich der zukünftigen Gestaltung von Energie- und Umweltpolitik für politische Entscheidungsträger abzuleiten. In der Mehrzahl der Fälle sind diese stochastischen Modelle von den in Kapitel 2.5.1 angesprochenen deterministischen Energie-Emissions-Modellen wie MARKAL oder MESSAGE abgeleitet. Diese Art von Modellen weisen sowohl in Hinblick auf methodische Aspekte als auch auf die Art der berücksichtigten Unsicherheiten viele Parallelen zu den Modellen für die langfristige Planung bei EVU auf. In einigen Fällen ist nicht explizit angegeben, ob sich die Modelle an Entscheidungsträger in EVU oder in der Politik wenden. Der Grund hierfür ist darin zu sehen, dass die überwiegende Mehrzahl dieser für langfristige Fragestellungen ausgelegten Modelle für den Einsatz unter den Rahmenbedingungen regulierter Elektrizitätsmärkte entwickelt wurden, in denen politische Entscheidungsträger in vielen Fällen großen Einfluss auf die langfristige Planung von EVU ausübten.<sup>88</sup> Eine Übersicht über existierende Modelle der beiden Klassen gibt Tabelle 3-1. Diese Aufstellung zeigt die relativ weite Verbreitung der mehrstufigen stochastischen Programmierung in der langfristigen Energiesystemanalyse. Die verschiedenen Modelle unterscheiden sich vor allem in Hinblick auf das untersuchte Energiesystem und die berücksichtigten unsicheren Einflussgrößen. Allen gemeinsam ist dagegen ein ausgabenminimierender Ansatz bzw. eine Ausrichtung auf regulierte Marktbedingungen. In Hinblick auf die Technologieabbildung ist die Mehrzahl der Modelle im Vergleich zu PERSEUS-EVU relativ hoch aggregiert. Darüber hinaus ist in keinem der Modelle eine Möglichkeit zur Abbildung von Lastkurven für Elektrizität<sup>89</sup> integriert. Auch eine Belastungsdauerlinie<sup>90</sup> ist laut [Chaton 1998]

---

<sup>88</sup> Während in der Bundesrepublik Deutschland die Elektrizitätsversorgung auch vor der Deregulierung zu großen Teilen privatwirtschaftlich – wenn auch häufig mit relevanten Beteiligungen der jeweiligen Gebietskörperschaften [Schiffer 1999, S. 161ff.] – organisiert war, ist bzw. war die Situation in anderen Industrieländern wie Frankreich und Italien durch Staatsunternehmen gekennzeichnet. Bei einer solchen Konstellation ist eine klare Abgrenzung zwischen Entscheidungsträgern aus Politik und Energiewirtschaft schwierig.

<sup>89</sup> Vgl. Kapitel 2.5.3. Kraft-Wärme-Kopplung bzw. die Nachfrage nach Wärme wird in keinem der aufgeführten Modelle berücksichtigt.

<sup>90</sup> Bei der Aggregation der tatsächlichen Lastkurven zu einer jährlichen Belastungsdauerlinie, bei der die während der 8760 Stunden eines Jahres anliegende Last nach ihrer Höhe geordnet wird, gehen wichtige Informationen über den zeitlichen Anfall der Last verloren. Vgl. zu den Vorteilen der

erstmalig in dem dort entwickelten Ansatz in ein Modell zur Kapazitätsausbauplanung auf Basis der mehrstufigen Stochastik integriert worden, wobei zumindest in dem auf MARKAL basierenden Modell von [Fragiere et al. 1996] sowie in [Wang et al. 1999] und [Louveaux et al. 1988] linearisierte Belastungsdauerlinien zum Einsatz kommen.

Tabelle 3-1: Überblick über mehrstufige stochastische Modelle mit langfristigem Planungshorizont

<b>Analysiertes Energiesystem</b>	<b>Stochastisch abgebildete Parameter</b>	<b>Zielfunktion</b>	<b>Quellen</b>
Anwendungsbeispiel	Preis für Kernbrennstoff	Ausgabenminimierung	[Borison et al. 1984]
Pacific Northwest System (USA)	Elektrizitätsnachfrage	Ausgabenminimierung	[Sanghvi et al. 1986]
USA	Endenergienachfrage	Ausgabenminimierung	[Modiano 1987]
Beispielhaftes EVU	Elektrizitätsnachfrage, Emissionsrestriktionen, Primärenergieträgerpreise	Ausgabenminimierung	[Bienstock et al. 1988]
Anwendungsbeispiel	Elektrizitätsnachfrage, Primärenergieträgerpreise	Ausgabenminimierung	[Louveaux et al. 1988]
Brasilien	Elektrizitätsnachfrage, Zuflüsse zu Wasserkraftwerken	Ausgabenminimierung	[Gorenstin et al. 1993]
Schweizer Kanton Genf	Elektrizitätsimporte; CO <sub>2</sub> -Emissionsrestriktionen	Ausgabenminimierung	[Fragiere et al. 1996]
EVU Ontario Hydro	Elektrizitätsnachfrage	Ausgabenminimierung	[Gardner 1996]
Typisches Entwicklungsland	Elektrizitätsnachfrage	Ausgabenminimierung	[Pokharel et al. 1997]
Frankreich	Elektrizitätsnachfrage, Primärenergieträgerpreise	Ausgabenminimierung	[Chaton 1998]
EVU in Indiana (USA)	Elektrizitätsnachfrage	Gewinnmaximierung <sup>91</sup>	[Wang et al. 1999]

Für den Einsatz unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes sind die aufgeführten Ansätze nur eingeschränkt geeignet, da sie weder die adäquate Nachbildung der Entscheidungssituation von EVU noch die Abbildung von Bezugs- oder Absatzmöglichkeiten über Börsen und Spotmärkte erlauben.

Nichtsdestotrotz zeigen die in den verschiedenen Anwendungen aufgezeigten Vorteile der mehrstufigen stochastischen Programmierung gegenüber deterministischen

---

Integration von Lastkurven für typische Tage anstatt der Belastungsdauerlinie die Ausführungen in [Fichtner 1999, S. 69ff.].

<sup>91</sup> Die Gewinnmaximierung wird für ein monopolistisches EVU eingesetzt, das der in den USA verbreiteten Rate-of-Return Regulierung (vgl. Kap. 2.3) unterliegt und eine zwar unsichere, aber exogen vorgegebene Nachfrage erfüllen muss. Daher ist der Ansatz mit dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten nicht vergleichbar und für einen deregulierten Markt nicht geeignet.



Modellen, dass die Entwicklung einer Modellversion von PERSEUS-EVU auf Basis der mehrstufigen stochastischen Programmierung zielführend ist. Daher wird trotz des vergleichsweise hohen Aufwandes bei der Pflege mehrstufiger Modelle sowie der hohen Anforderungen an die Rechenzeiten sowie die Speicherkapazitäten als Alternative zur einstufigen Variante auch die mehrstufige Stochastik in das PERSEUS-EVU Modell integriert.

#### **3.3.2.3.6.4 Neuartiger Ansatz auf Basis einer Kombination von einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung**

Die in den beiden vorangegangenen Abschnitten zur einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung geschilderten Stärken und Schwächen der beiden Verfahren legen die Entwicklung eines Modells nahe, das die entsprechenden Vorteile in geeigneter Weise verbindet und die Nachteile zumindest vermindert. Die Motivation für einen derartigen Ansatz wird bei der Beschreibung der modelltechnischen Umsetzung der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 4.4 und 4.5 noch deutlicher herausgearbeitet werden. Aus diesem Grund sowie in Hinblick auf die Tatsache, dass weder im Bereich der Energiesystemmodellierung noch in Modellen zur Investitionsplanung in anderen Bereichen eine derartige Vorgehensweise bekannt ist, wird die detaillierte Diskussion des neuen Ansatzes im Rahmen der Beschreibung der modelltechnischen Umsetzung in Kapitel 3.3.3.4 geführt.

### **3.3.3 Modelltechnische Umsetzung**

#### **3.3.3.1 Einleitung**

In diesem Kapitel wird die modelltechnische Umsetzung der drei im vorangegangenen Kapitel ausgewählten Ansätze zur Integration von Unsicherheiten in das PERSEUS-EVU Modell für den liberalisierten Energiemarkt beschrieben. Dabei wird auf dem in Kapitel 2.5.4 dargestellten Gleichungssystem aufgebaut. Die Erläuterungen der in den Gleichungen verwendeten Symbolen finden sich in Kapitel 2.5.4.3. Bei der Darstellung der neuen Modellversionen wird darauf verzichtet, das gesamte Gleichungssystem nochmals darzustellen, vielmehr wird nur auf diejenigen Gleichungen eingegangen, für die sich signifikante Änderungen ergeben.

Abschnitt 3.3.3.2 beschreibt die Integration der einstufigen stochastischen Programmierung in das PERSEUS-EVU Modell. Im Anschluss wird in Kapitel 3.3.3.3 die Modellversion auf Basis der mehrstufigen stochastischen Programmierung vorgestellt. Abschließend wird in Abschnitt 3.3.3.4 das aus der Kombination der beiden Ansätze resultierende Modell diskutiert.

### 3.3.3.2 Einstufige stochastische Programmierung

#### 3.3.3.2.1 Einleitung

Wie in Abschnitt 3.3.2.3.6.2 beschrieben, bietet die einstufige stochastische Programmierung die Möglichkeit, Unsicherheiten für alle Koeffizienten eines Optimierproblems – Zielfunktionskoeffizienten, Koeffizienten der RHS der Nebenbedingungen, technische Koeffizienten der Nebenbedingungen – zu berücksichtigen. Wie dort dargelegt, sind für die vorliegende Problemstellung von den verschiedenen Ansätzen zur Integration von risikobehafteten Einflussfaktoren der MOTAD-Ansatz für die Zielfunktionskoeffizienten, das Chance Constrained Programming für die RHS-Koeffizienten und das Wicks-Guise Verfahren für die technischen Koeffizienten am besten geeignet.

Bei der Integration dieser Techniken der stochastischen Programmierung in das PERSEUS-EVU Modell stellt sich aufgrund der Vielzahl der Koeffizienten im Modell die Frage, für welche die Berücksichtigung von Risiken sinnvoll ist. Da, wie in Kapitel 3.3.2.3.6.2 ausgeführt, der Rechenzeit- und Speicherbedarf eines einstufigen stochastischen Modells weitgehend unabhängig von der Anzahl der als risikobehaftet modellierten Parameter ist, sind von dieser Seite in Bezug auf die maximal mögliche Zahl an risikobehafteten Koeffizienten keine Restriktionen gegeben. Daher wird sich die Auswahl vor allem an der Bedeutung der verschiedenen Risiken für das Modellergebnis sowie der Frage, ob für die durch die jeweiligen Koeffizienten abgebildeten Einflussgrößen und Rahmenbedingungen sinnvolle Verteilungsannahmen getroffen werden können, orientieren.

In der praktischen Anwendung von entscheidungsunterstützenden Instrumenten entfällt in den meisten Fällen ein Großteil der für einen erfolgreichen Einsatz benötigten Arbeitszeit auf die Datensuche und –aufbereitung. Dieser Aufwand wird durch den Übergang von einem deterministischen auf ein stochastisches Modell noch verstärkt, da nicht mehr nur (Erwartungs-)Werte für die zukünftigen Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen zur Verfügung gestellt werden müssen, sondern zusätzlich auch Angaben über die Verteilung von stochastisch betrachteten Größen benötigt werden. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, stochastische Einflüsse nur für eine überschaubare Anzahl von Einflussfaktoren bzw. Rahmenbedingungen mit hoher Relevanz für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung zu integrieren.

In diesem Zusammenhang bieten die hier eingesetzten Verfahren der einstufigen stochastischen Programmierung einen entscheidenden Vorteil. Sind für einen bestimmten, als risikobehaftet modellierten Koeffizienten zum Zeitpunkt des Modelleinsatzes noch keine validen Verteilungsannahmen verfügbar, so kann weiterhin mit den in deterministischen Modellen verwendeten Werten gearbeitet

werden. Das Modell verhält sich dann im Bezug auf diesen Parameter wie das zugrundeliegende deterministische Modell<sup>92</sup>.

Aus diesem Grund kann im folgenden bei der Diskussion, welche Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen als risikobehaftet abzubilden sind, im Zweifelsfall für eine Integration des Risikos entschieden werden. Dies soll allerdings nicht dazu führen, dass auch Parameter, die keinen entscheidenden Einfluss auf die Modellergebnisse haben bzw. für die keine validen Annahmen zur zugrundeliegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung gemacht werden können, bei der stochastischen Modellierung Berücksichtigung finden.

### 3.3.3.2.2 Koeffizienten der Zielfunktion

Die gewinnmaximierende Zielfunktion des deterministischen Modells (Gleichung (2.1)) enthält auf der Erlösseite die Koeffizienten

- Arbeitspreise,
- Netznutzungsentgelte und
- Leistungspreise.

Insbesondere die Arbeitspreise sowie die Leistungspreise in den abgebildeten Marktsegmenten sind für die Modellergebnisse von großer Bedeutung, da sie zum einen maßgeblich die Höhe des erzielbaren Gewinns determinieren und zum anderen von ihnen abhängt, ob und in welcher Höhe die Nachfrage innerhalb eines bestimmten Segmentes befriedigt wird. Die Nachfrage hängt also sowohl in ihrer Höhe als auch ihrer Zusammensetzung, d. h. ihrer Lastkurve, direkt von den Niveaus der Arbeits- und Leistungspreise ab, so dass diese sich mittelbar auch auf die Größe und Zusammensetzung des zukünftigen Anlagenparks auswirken. Da sich die von einem EVU durchsetzbaren Arbeits- und Leistungspreise in einem wettbewerblichen Energiemarkt herausbilden, sind entsprechende Projektionen über die Dauer des Betrachtungszeitraums mit hohen Unsicherheiten behaftet. Aus diesen Gründen ist eine Integration der Preisrisiken, mit denen das betrachtete EVU konfrontiert ist, dringend geboten. In Hinblick auf die Frage, ob es möglich ist, belastbare Annahmen hinsichtlich der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der zukünftigen Marktpreise zu treffen, wird auf die Diskussion von Modellen zur Bestimmung von Marktpreisen in Kapitel 6 verwiesen.

Der Einfluss der Netznutzungsentgelte – falls sie auf der Erlösseite vom betrachteten EVU überhaupt berücksichtigt werden<sup>93</sup> – auf das Planungsergebnis hängt stark von der spezifischen Situation des jeweiligen EVU ab. Dies liegt darin begründet, dass die

---

<sup>92</sup> Die zur Beschreibung der Verteilung verwendete Standardabweichung bzw. Varianz wird in diesem Fall zu Null gesetzt, als Erwartungswert wird der entsprechende deterministische Wert verwendet.

<sup>93</sup> Vgl. zu dieser Fragestellung die Diskussion in Kapitel 3.2.3.

Differenz zwischen den angesetzten Marktpreisen für Elektrizität und den Gestehungskosten des EVU die entscheidende Größe darstellt. Ist diese Differenz in einem Nachfragesegment innerhalb des eigenen Netzgebietes kleiner als der bei Lieferung durch einen anderen Anbieter im Netzbereich erzielbare Gewinn<sup>94</sup>, so wird bei einem gewinnmaximierenden Ansatz auf die Befriedigung der Nachfrage durch eigene Anlagen verzichtet. Durch diesen Zusammenhang kann die Höhe der Netznutzungsentgelte unter Umständen einen signifikanten Einfluss auf das Investitions- und Produktionsprogramm haben. Die Signifikanz der Risiken in Bezug auf die Höhe der Netznutzungsentgelte hängt primär von den entsprechenden regulativen Rahmenbedingungen ab. In der Mehrzahl der liberalisierten Energiemärkte wird der Netzzugang auch nach der Deregulierung weiterhin vom Gesetzgeber bzw. einer anderen unabhängigen Instanz geregelt. In diesen Fällen sind sowohl die Modalitäten als auch die Höhe der Entgelte des Netzzugangs mit relativ geringen Risiken behaftet.<sup>95</sup> In der Bundesrepublik Deutschland dagegen ist eine solche Situation zumindest zur Zeit noch nicht gegeben, da die Netznutzungsentgelte im Rahmen einer freiwilligen Verbändevereinbarung [VDEW et al. 1999] geregelt werden. Diese Verbändevereinbarung, die mittlerweile in ihrer zweiten Version vorliegt, wird vielfach kritisiert<sup>96</sup>, so dass in der Zukunft die Einführung einer gesetzlichen Regelung, die sich die Bundesregierung vorbehalten hat, nicht auszuschließen ist.

Aufgrund der derzeitigen Sachlage in der Bundesrepublik Deutschland und in Hinblick auf die Tatsache, dass die langfristige Entwicklung der Netznutzungsentgelte auch bei reguliertem Netzzugang mit Unsicherheiten behaftet ist, wird die Möglichkeit geboten, diese Unsicherheiten im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung zu berücksichtigen.

Der Ausgabenterm der Zielfunktion hängt von den folgenden Koeffizienten ab:

- Primärenergieträgerpreise
- Netznutzungsentgelte
- Variable Ausgaben der Anlagen (ohne Ausgaben für Einsatzenergieträger)
- Fixe Ausgaben für Anlagen
- Spezifische Investitionen für Anlagen

Betrachtet man die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten für typische Kraftwerkstypen in Bild 3-5, so wird deutlich, dass die Ausgaben für die eingesetzten Primärenergieträger eine bedeutende Rolle spielen.

---

<sup>94</sup> Dieser setzt sich zusammen aus der Differenz zwischen den Netznutzungsentgelten und für die entsprechende Netznutzung tatsächlich anfallenden Ausgaben des durchleitenden EVU.

<sup>95</sup> Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass durchaus Unsicherheiten in Bezug auf mögliche Änderungen bestehender Regelungen bestehen.

<sup>96</sup> Vgl. u. a. [Pfaffenberger et al. 1999].

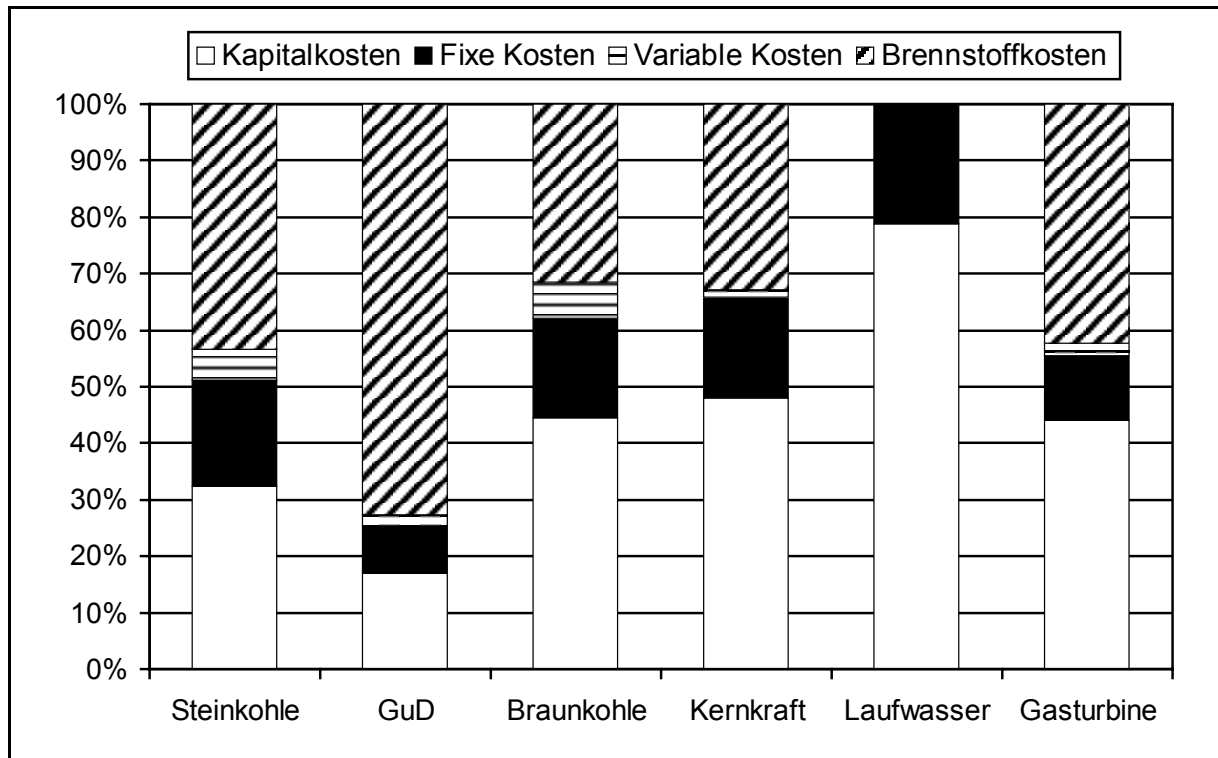


Bild 3-5: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Kraftwerkstypen<sup>97</sup>

Die Preise, die ein EVU für die eingesetzten Primärenergieträger ansetzen muss, sind i. d. R. Weltmarktpreise<sup>98</sup>, wobei insbesondere die Weltmarktpreise für Erdöl hohen Preisvolatilitäten unterworfen sind (siehe Bild 3-6).

<sup>97</sup> Die Darstellung bezieht sich auf typische Vertreter der jeweiligen Kraftwerksklasse. Für konkrete Kraftwerkstypen können sich Abweichungen ergeben. Die Berechnungen basieren auf vereinfachten Annahmen (fixe Auslastung über die gesamte Nutzungsdauer, konstante Primärenergieträgerpreise), die Datengrundlage bildet die PERSEUS-Technologiedatenbank [Fichtner et al. 1999].

<sup>98</sup> Dies gilt nicht für den Einsatz von (heimischer) Braunkohle, da bei diesem Primärenergieträger aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte ein Transport über größere Strecken i. A. nicht wirtschaftlich ist. Aus diesem Grund existiert bei der Braunkohle im Gegensatz zu Energieträgern wie Öl oder Steinkohle kein Weltmarktpreis. Darüber hinaus sind die energiewirtschaftlichen Strukturen bei der Braunkohleverstromung in der Bundesrepublik Deutschland stark von Verflechtungen zwischen den Betreibergesellschaften der Braunkohletagebaue und den EVU, die die entsprechende Braunkohle verstromen, geprägt (vgl. [Schiffer 1999, S. 224]). Zusätzlich ist in den neuen Bundesländern eine Vorrangregelung für die Braunkohleverstromung vorgesehen, die derzeit bis zum Jahr 2002 Gültigkeit besitzt. Auch beim Erdgas stellt sich die Situation anders dar als bei Öl oder Steinkohle, da ein freier Weltmarkthandel aufgrund des i. d. R. leitungsgebundenen Transportes von Erdgas und der resultierenden hohen Transportkosten nur eingeschränkt möglich ist. Aufgrund der Tatsache, dass die Erdgaspreise in der Mehrzahl der Fälle über entsprechende Vertragsklauseln an die Weltmarktpreise möglicher Substitutionsenergieträger, vor allem Erdöl, gebunden sind (vgl. Kapitel 4.2.4), können vergleichbare Preisrisiken angesetzt werden.

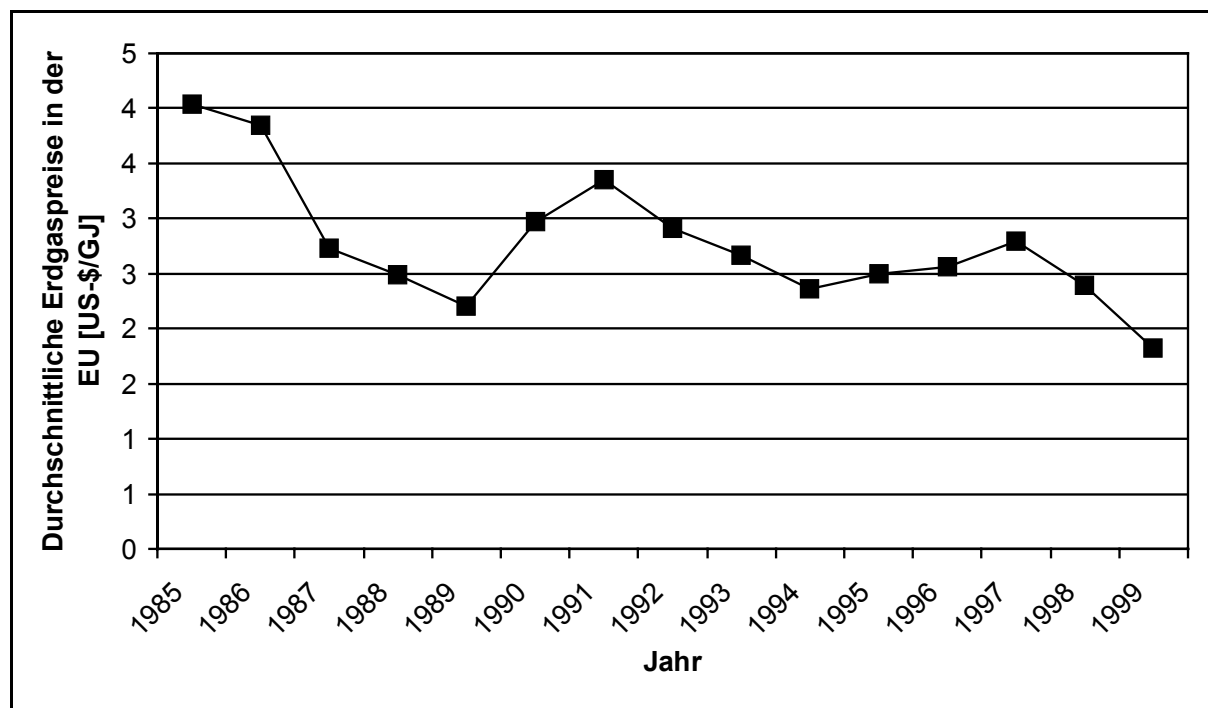


Bild 3-6: Entwicklung der Spotpreise für Rohöl (Brent) (eigene Darstellung, Daten aus [BP 2000])

Diese Volatilitäten waren, in Verbindung mit der Sorge über zu große Abhängigkeit von importierten Energieträgern – insbesondere nach den Erdölkrisen der 70er Jahre –, ein Hauptgrund für die Verringerung des Anteils von Erdölprodukten am Primärenergieträgermix in den meisten Industrienationen. Diese Entwicklung zeigt deutlich den großen Einfluss von Primärenergieträgerpreisrisiken auf die Entscheidungen über die zukünftige Struktur des Kraftwerksparks eines Landes bzw. EVU. Die Weltmarktpreise für Steinkohle, der in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland eine weitaus größere Bedeutung zukommt als Erdölprodukten<sup>99</sup>, sind mit vergleichsweise geringeren Volatilitäten verbunden (siehe Bild 3-7). Dennoch sind langfristige Projektionen der Steinkohlepreise, häufig über mehrere Jahrzehnte, wie sie für die Investitionsprogrammplanung von EVU verwendet werden, mit relevanten Unsicherheiten behaftet. Dies wird in Bild 3-8 deutlich, in dem verschiedene aktuelle Prognosen zur Entwicklung des Weltmarktpreises für Steinkohle einander gegenübergestellt sind.

<sup>99</sup> Vgl. Bild 4-2 in Kapitel 4.2.1.

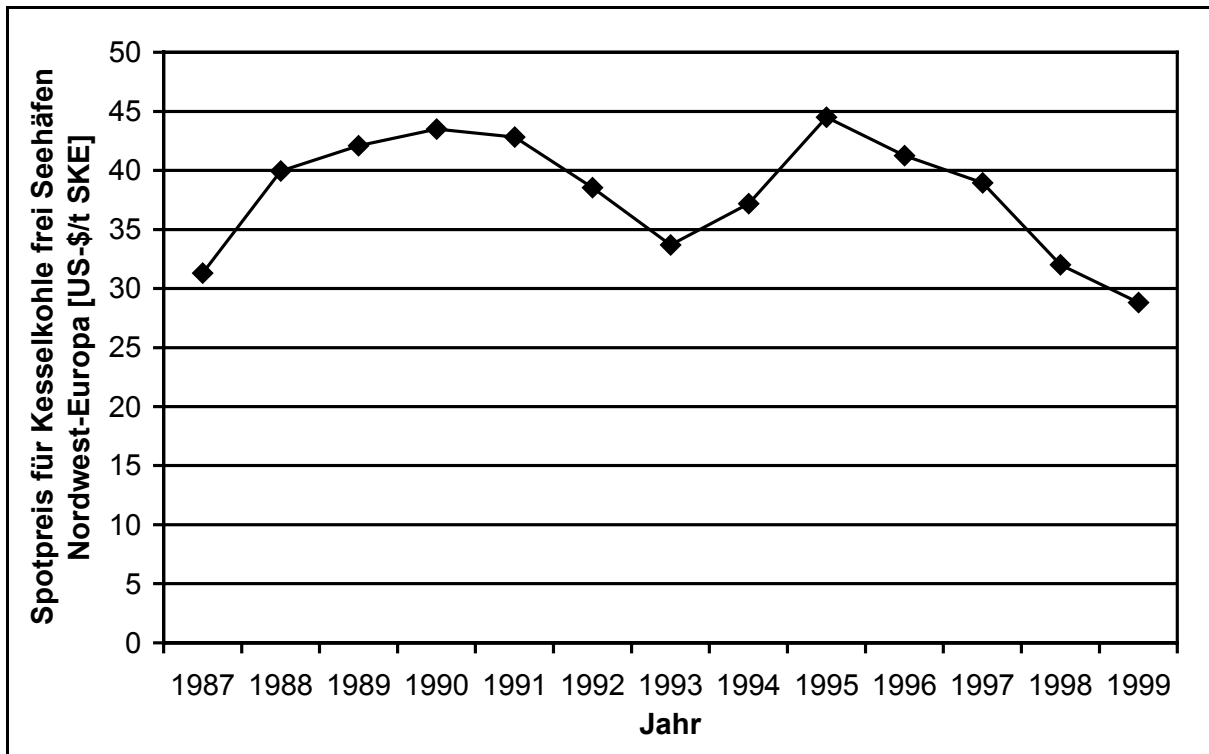


Bild 3-7: Entwicklung der Spotpreise für Kesselkohle frei Seehäfen Nordwest-Europa (eigene Darstellung, Daten aus [BP 2000].)

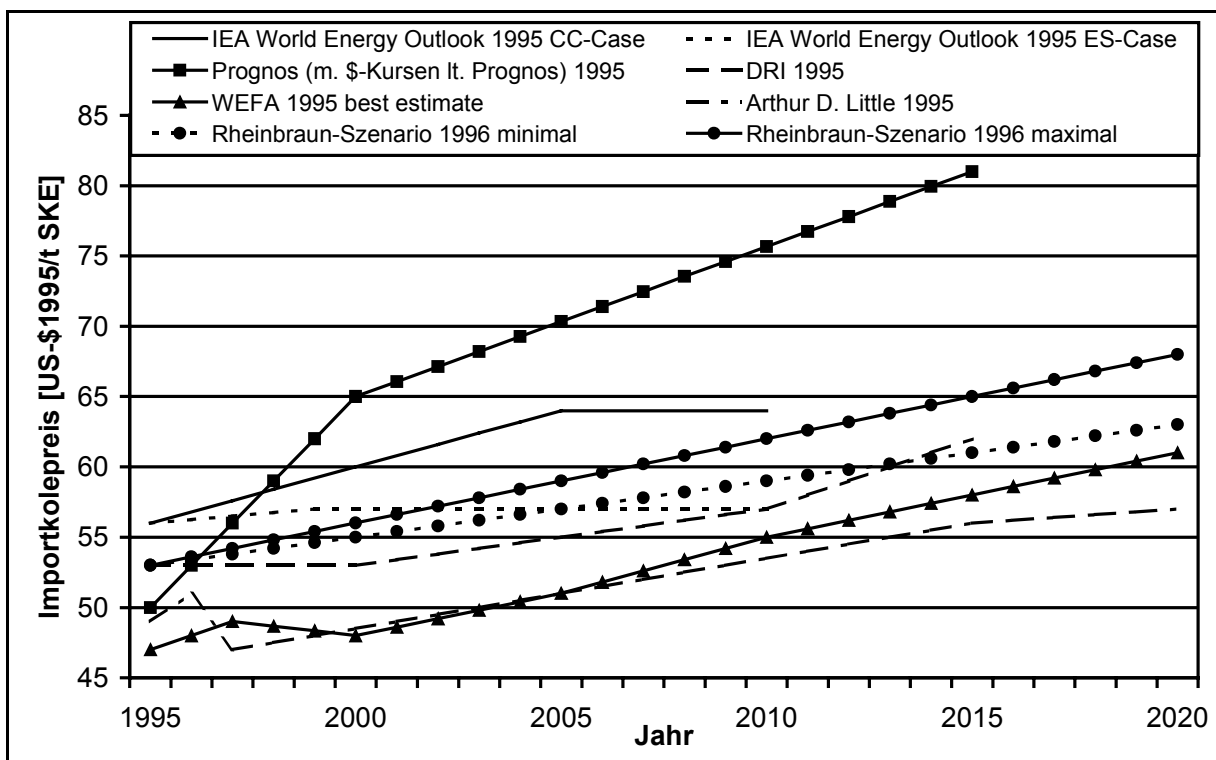


Bild 3-8: Vergleich verschiedener Prognosen der Entwicklung des Weltmarktpreises für Steinkohle bis zum Jahr 2020. [Ewers et al. 1996]

Auch die Entwicklung des Preisniveaus von Erdgas, das als Einsatzenergieträger in Kraftwerken stark an Bedeutung gewonnen hat, zeigt deutliche Volatilitäten, wie Bild 3-9 zeigt. Die Preisentwicklung für Erdgas auf der Versorgungsstufe ist derzeit i. d. R.

im Rahmen langfristiger Verträge über sogenannte Preisgleitklauseln an die Entwicklung der Preise für Erdölprodukte wie schweres und/oder leichtes Heizöl gebunden (vgl. [Donath 1996, S. 136], [Schulz 1996, S. 244]). Die Frage, ob diese Kopplung auf längere Sicht weiterhin Bestand haben wird, wird in [Prognos 2000, S. 196f.] diskutiert. Dementsprechend ergeben sich für die zukünftige Preisentwicklung von Erdgas Unsicherheiten in zweifacher Hinsicht. Zum einen kommen bei Weiterbestehen der derzeitigen Preiskopplungsmechanismen die Unsicherheiten der Preisentwicklung bei den Referenzenergieträgern zum Tragen. Zum anderen ergeben sich aus den Fragen, ob es in Zukunft weiterhin derartige Kopplungen geben wird und an welchen Referenzenergieträgern sich die Preisgleitklauseln orientieren, zusätzliche Unsicherheiten.

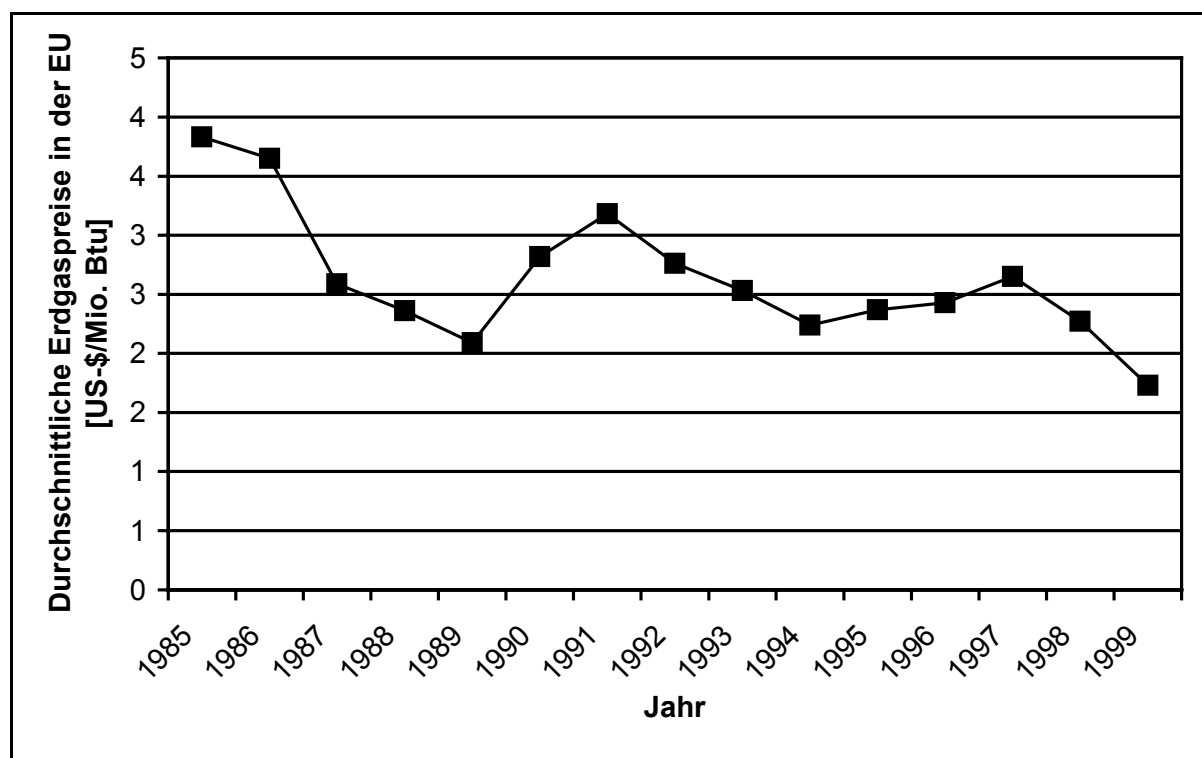


Bild 3-9: Entwicklung der durchschnittlichen Erdgaspreise in der Europäischen Union (eigene Darstellung, Daten aus [BP 2000]).

Aus den oben angeführten Überlegungen wird deutlich, dass auf eine Integration der Primärenergieträgerpreisrisiken in das Modell auf Basis der einstufigen stochastischen Programmierung nicht verzichtet werden kann.

Bei der Analyse der Fragestellung, ob die stochastische Abbildung der Netznutzungsentgelte auf der Ausgabenseite zielführend ist, kann z. T. auf die Ergebnisse der Diskussion zu den Entgelten auf der Erlösseite zurückgegriffen werden. Bei den ausgabenseitigen Netznutzungsentgelten stellt sich darüber hinaus nicht die Frage, ob eine Berücksichtigung mit den Vorschriften zur Gleichbehandlung von eigenen Unternehmensteilen und Wettbewerbern vereinbar ist. Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit der Belieferung eines Kunden zu einem bestimmten Preis ist in jedem



Fall die Höhe der Netznutzungsentgelte von Bedeutung. Daher wird auch in diesem Fall die Möglichkeit, risikobehaftete Netznutzungsentgelte zu integrieren, vorgesehen.

Die im PERSEUS-EVU Modell betrachteten variable Ausgaben des Anlagenbetriebs enthalten nicht, wie i. Allg. üblich, die Ausgaben für Primärenergieträger, da diese den entsprechenden Energieflüssen und nicht den Prozessaktivitäten zugeordnet sind. Aufgrund der Tatsache, dass diese Ausgaben bei den meisten Kraftwerkstypen den weitaus größten Teil der von der produzierten Menge an Elektrizität und/oder Wärme abhängigen Ausgaben ausmachen, sind die verbleibenden variablen Ausgaben<sup>100</sup> bei konventionellen, mit fossilen Energieträgern befeuerten Kraftwerken meist relativ gering. Bei Anlagen, die regenerative Energien nutzen, wie z. B. Windkraftanlagen oder Solarkraftwerken, stellen diese Ausgaben aufgrund der Tatsache, dass keine Ausgaben für den Primärenergieträger anfallen, den kompletten variablen Ausgabenblock dar. Aus diesem Grund wird trotz des in der Mehrzahl der Fälle vergleichsweise kleinen Anteils der variablen Ausgaben ohne Primärenergieträgerausgaben die Möglichkeit, die entsprechenden Werte stochastisch abzubilden, vorgesehen.

Im PERSEUS-EVU Modell werden zu den fixen Ausgaben alle Ausgabenarten gezählt, die nicht von der ausgebrachten Arbeit, sondern von der installierten Leistung eines Kraftwerkes bzw. einer Energieumwandlungsanlage abhängen. Im einzelnen sind dies (siehe für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Ausgabenarten [Renz 1979] und [VDI 1992]):

- Investitionsabhängige Ausgaben, z. B. Ausgaben für Instandhaltung und Reparaturen, Aufwendungen für Versicherungen sowie ggf. Stilllegungsausgaben<sup>101</sup>
- Personalausgaben
- Sonstige fixe Ausgaben, z. B. allgemeine Verwaltungsausgaben

Wie aus Bild 3-5 ersichtlich ist, können diese fixen Ausgabenbestandteile bei bestimmten Kraftwerkstypen einen relevanten Anteil an den gesamten Stromgestehungsausgaben ausmachen. Die Bedeutung der Risiken, die in Verbindung mit den fixen Ausgaben in Betracht zu ziehen sind, hängt stark von den einzelnen Ausgabenbestandteilen ab, die zu den fixen Ausgaben zusammengefasst werden. So sind bspw. die Personalausgaben bei Betrachtungszeiträumen über mehrere Jahrzehnte

---

<sup>100</sup> Diese setzen sich zusammen aus den Ausgaben für Hilfs- und Betriebsstoffe, z. B. Schmieröle oder Kalk zur Rauchgasentschwefelung, Entsorgungsausgaben für anfallende Kuppelprodukte, bspw. für Asche oder verbrauchte Katalysatoren der Entstickungsanlage, sowie sonstigen variablen Ausgaben (vgl. auch [Lüth 1997, S. 97]).

<sup>101</sup> Abschreibungen und kalkulatorische Zinsen werden im PERSEUS-EVU Modell bei der eigentlichen Optimierung nicht berücksichtigt, da sie als nicht entscheidungsrelevant für die zukünftige Ausgestaltung des Kraftwerksparks angesehen werden. Das in Kapitel 3.4.3 beschriebene Auswertungsmodul bietet in Kombination mit dem Datenverwaltungssystem (Kapitel 3.4.2) allerdings die Möglichkeit, entsprechende Ausgabenbestandteile bei der Berechnung von Größen wie den spezifischen Stromgestehungskosten zu berücksichtigen.

durchaus mit relevanten Risiken behaftet, da die Erstellung von hinreichend genauen Prognosen der jährlichen Reallohnzuwächse sowie des Personalbedarfs für zukünftige Anlagen, in denen neuartige Technologien eingesetzt werden, durchaus nicht unproblematisch ist.

Aufgrund ihres Einflusses auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage sowie der nicht vernachlässigbaren Risiken werden auch die fixen Ausgaben für Energieumwandlungsanlagen im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung als risikobehaftete Zielfunktionskoeffizienten berücksichtigt.

Insbesondere bei Kraftwerken, die für den Grundlastbetrieb ausgelegt sind, ist der Anteil der Investitionen an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten sehr hoch (vgl. die Werte für Kern- und Braunkohlekraftwerke in Bild 3-5). Auch die Unsicherheiten, mit denen die Schätzung des Investitionsbedarfs<sup>102</sup> für Kraftwerke verbunden sind, dürfen nicht unterschätzt werden. Dies gilt insbesondere, wenn in Betracht gezogen wird, dass aufgrund des langen Zeithorizonts der Planung in vielen Fällen Energieumwandlungstechnologien integriert werden, die sich zum Planungszeitpunkt noch im Prototypen- oder sogar im Laborstadium befinden, so dass im Gegensatz zu bereits verfügbaren Technologien noch keinerlei belastbare Informationen bzw. Erfahrungen hinsichtlich des zu erwartenden spezifischen Investitionsbedarf für reale Anlagen vorliegen. Daher werden die spezifischen Investitionen als risikobehafteter Zielfunktionskoeffizient betrachtet.

Für das Modell auf Basis der einstufigen stochastischen Optimierung ergibt sich damit bei Anwendung der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm<sup>103</sup> die in Gleichung (3.12) dargestellte Zielfunktion.

### **3.3.3.2.3 Koeffizienten der Rechte-Hand-Seite der Nebenbedingungen**

Wie bereits in Kapitel 3.3.2.3.6.2 angesprochen, wird bei der Anwendung des Chance Constrained Programming Verfahrens zur Abbildung risikobehafteter RHS-Koeffizienten im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung ein neuer, scharfer Wert für die Nebenbedingung berechnet. Dieser Wert basiert auf der vom Entscheidungsträger anzugebenden Wahrscheinlichkeit, mit der die Nebenbedingung erfüllt werden soll, sowie der für den entsprechenden Koeffizienten angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung. Gleichung (3.13) zeigt exemplarisch für die Nebenbedingungen zur Festlegung der oberen und unteren Schranken der Nachfrage in den verschiedenen Marktsegmenten die modelltechnische Umsetzung des Chance Constrained Programming für eine Restriktion des PERSEUS-EVU Modells.

---

<sup>102</sup> Vgl. zur Schätzung von Investitionen im Kraftwerksbereich u. a. [Lüth 1997, S. 86ff.]

<sup>103</sup> Auf die Darstellung der Zielfunktionen für die Ausgabenminimierung und die Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm wird verzichtet, da sie sich durch Streichen der entsprechenden Terme aus der dargestellten Zielfunktion ableiten lassen.

max

$$\begin{aligned}
 & \left[ \sum_{f \in F} \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,t,seas,int} \cdot \left( P_{work_{no,f,t,seas}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{work_{no,f,t,seas}}} \right) \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. + X_{no,f,t,seas,ext} \cdot \left( P_{net_{no,f,t,seas}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{net_{no,f,t,seas}}} \right) \right] \right. \\
 & \quad \left. + \left( ML_{no,f,t} - \gamma \cdot \sigma_{ML_{no,f,t}} \right) \cdot \left( P_{pow_{no,f,t}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{pow_{no,f,t}}} \right) \right] \\
 & - \sum_{f \in F} \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,t,seas} \cdot \left( C_{var_{ni,f,t,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{ni,f,t,seas}}} \right) + \right. \\
 & \quad \left. X_{no,f,t,seas} \cdot \left( C_{var_{no,f,t,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{no,f,t,seas}}} + \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. C_{net_{no,f,t,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{net_{no,f,t,seas}}} \right) \right] \\
 & - \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,t,seas} \cdot \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. \left( C_{var_{prod',prod,f,t,seas}} + \right. \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. \left. \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{prod',prod,f,t,seas}}} \right) \right] \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,t,seas} \cdot \left( C_{var\_a_{p,t,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var\_a_{p,t,seas}}} \right) \right] \right] \\
 & - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot \left( C_{fix_{u_c,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,t}}} + C_{inv_{u_c,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_c,t}}} \right) \right. \\
 & \quad \left. + Cap_{o,u_c,t} \cdot \left( C_{fix_{u_c,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,t}}} \right) \right] \\
 & - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot \left( C_{fix_{u_d,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,t}}} + \right. \right. \\
 & \quad \left. \left. C_{inv_{u_d,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_d,t}}} \right) \right. \\
 & \quad \left. + Cp_{o,u_d,t} \cdot \left( C_{fix_{u_d,t}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,t}}} \right) \right] \\
 & - \xi \cdot \left\{ \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,t} \cdot C_{inv_{u_c,t}} \right] + \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,t} \cdot Cp_{n,u_d,t} \cdot C_{inv_{u_d,t}} \right] \right\}
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

$$\begin{aligned}
X_{no,f,t,seas} &\geq \bar{D}_{\min,f,t,seas} + Z_\alpha \sigma_{D_{\min,f,t,seas}} \\
X_{no,f,t,seas} &\leq \bar{D}_{\max,f,t,seas} - Z_\alpha \sigma_{D_{\max,f,t,seas}} \\
\forall f \in F; \forall seas \in S; \forall t \in T
\end{aligned} \tag{3.13}$$

Aus der formelhaften Darstellung wird deutlich, wie der neue Wert für den Koeffizienten der Nebenbedingung berechnet wird. Aufgrund der relativ einfachen Berechnungsformel stellt sich die Frage, ob eine Integration dieser Methodik für die Vielzahl von Nebenbedingungen des Gleichungssystem des PERSEUS-EVU Modells sinnvoll ist. Eine alternative Vorgehensweise besteht in der vorgelagerten Berechnung des neuen Wertes für den RHS-Koeffizienten durch den Modellanwender. Weiterhin ist es möglich, aus den Angaben zur gewünschten Erfüllungswahrscheinlichkeit sowie zur Wahrscheinlichkeitsverteilung der Koeffizienten den entsprechenden Wert innerhalb des Datenverwaltungssystem des PERSEUS-EVU Modells (vgl. Kapitel 3.4.2) zu berechnen. Da diese Variante keine Änderung des Gleichungssystem erfordert, in ihrer Funktionalität jedoch der Umsetzung des Chance Constrained Programming in den Nebenbedingungsgleichungen entspricht, wird auf eine Anpassung des Gleichungssystem verzichtet. Aus demselben Grund kann an dieser Stelle auch die ausführliche Diskussion, welche der RHS-Koeffizienten im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung Berücksichtigung finden sollten, entfallen.

Es soll allerdings darauf hingewiesen werden, dass die in Kapitel 3.3.2.3.6.2 dargelegten grundlegenden methodischen Schwachpunkte des Chance Constrained Programming gerade bei der Anwendung des Verfahrens zur Abbildung der bedeutendsten risikobehafteten RHS-Koeffizienten des Modells deutlich zum Tragen kommen. Auf diese Problematik wird bei der Einführung eines neuartigen Ansatzes in Kapitel 3.3.3.4, der auf der Kombination von einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung beruht, näher eingegangen.

#### 3.3.3.2.4 Technische Koeffizienten

Trotz der in Kapitel 3.3.2.3.6.2 aufgezeigten methodischen Analogien zwischen der Abbildung von risikobehafteten RHS-Koeffizienten und technischen Koeffizienten stellt sich die Situation bei der modelltechnischen Umsetzung anders dar. Eine vorgelagerte Berechnung wie bei den RHS-Koeffizienten ist bei risikobehafteten technischen Koeffizienten nicht ohne weiteres möglich, da der entsprechende Strafterm sich nicht auf den jeweiligen Parameter, sondern auf die gesamte Nebenbedingung (vgl. Gleichung (3.10)) bezieht. Wird jedoch die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Standardabweichung zur Beschreibung der zu berücksichtigenden Verteilungen ausreicht, so kann Gleichung (3.10) in Gleichung (3.14) überführt werden:

$$\sum_j \left[ \left( \bar{a}_{ij} - \varphi \sigma_{\bar{a}_{ij}} \right) X_j \right] \leq b_i \quad \forall i \quad (3.14)$$

Auf der Basis dieser Darstellung ist auch für die Integration von risikobehafteten technischen Koeffizienten eine vorgelagerte Berechnung möglich, die im Datenverwaltungssystem von PERSEUS-EVU bzw. durch den Anwender selbst realisiert werden kann.

In Hinblick auf die Notwendigkeit einer Berücksichtigung von risikobehafteten technischen Koeffizienten im Modell ist darüber hinaus zu beachten, dass einige der besonders relevanten Risiken in diesem Bereich i. d. R. nicht vom EVU selbst getragen werden. Diese gilt speziell für Unsicherheiten in Bezug auf die technischen Charakteristika von neuen Kraftwerken wie Wirkungsgrad oder Verfügbarkeit. Derartige technische Risiken werden in der Praxis in vielen Fällen nicht vom Anlagenbetreiber, sondern vom Anlagenbauer abgedeckt. Auch bei den technischen Parametern bestehender Anlagen können sich im Laufe der Nutzungsdauer durchaus relevante Änderungen ergeben, z. B. eine Verringerung des Wirkungsgrades oder der Verfügbarkeit. Der Eintrittszeitpunkt sowie der Grad derartiger Veränderungen, die bspw. auf Verschleiß oder Materialermüdung zurückzuführen sind, können allerdings i. d. R. recht gut abgeschätzt werden, so dass diesen Effekten durch zeitlich variable Parameter (vgl. Kapitel 2.5.4.2) besser Rechnung getragen werden kann als durch eine stochastische Abbildung. Mit Hilfe zeitlich veränderlicher Parameterwerte können darüber hinaus auch mögliche positive Auswirkungen von Instandhaltungsmaßnahmen oder Umrüstungen<sup>104</sup> auf die technischen Charakteristika abgebildet werden.

### 3.3.3.3 Mehrstufige stochastische Programmierung

Die in Kapitel 3.3.2.3.6.3 beschriebenen Modelle zeigen deutlich die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten der mehrstufigen stochastischen Programmierung im Bereich der Energiesystemanalyse. Allerdings sind die in existierenden Modellen verwendeten Ansätze für die dieser Arbeit zugrundeliegende Problemstellung der Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU im liberalisierten Markt nur eingeschränkt geeignet. Zum einen wurde die überwiegende Mehrzahl der Modelle für den Einsatz durch den bzw. die Modellentwickler selbst konzipiert und weisen dementsprechend nicht die geforderte Benutzerfreundlichkeit auf. Zum anderen sind alle Modelle in Hinblick auf die Analyse einer bestimmten Fragestellung hin entworfen worden, die einfache Änderung der Struktur des Ereignisbaumes – insbesondere die Anzahl der möglichen Stufen – sowie der Art der abbildbaren Unsicherheiten ist i. d. R. nicht

<sup>104</sup> Beispielsweise Wirkungsgradsteigerungen durch den Einsatz optimierter Turbinenbeschaukelungen bei bestehenden Kraftwerken.

vorgesehen. Diese Eigenschaften sind jedoch unabdingbar für ein flexibles, entscheidungsunterstützendes Instrument, wie es in dieser Arbeit entwickelt werden soll.

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit ein von den bisherigen Modellen abweichender Ansatz gewählt. Die Struktur des Ereignisbaums wird nicht fest vorgegeben, sondern kann, wie die Strukturdaten, die das abgebildete Energiesystem beschreiben, vom Modellanwender definiert werden. Dazu wird zunächst, wie auch in der deterministischen und der einstufig stochastischen Version des PERSEUS-EVU Modells, der Zeitrahmen der Optimierung sowie dessen Unterteilung in einzelne Perioden, gewählt. Im mehrstufigen stochastischen Modell kann diese Struktur bereits als einfachste Form eines Ereignisbaumes interpretiert werden, bei dem lediglich ein Pfad von der Wurzel zum einzigen Blatt führt (siehe Bild 3-10). Die Wahrscheinlichkeiten für die die Ereignisse verbindenden Kanten ist in einem solchen Fall stets eins.

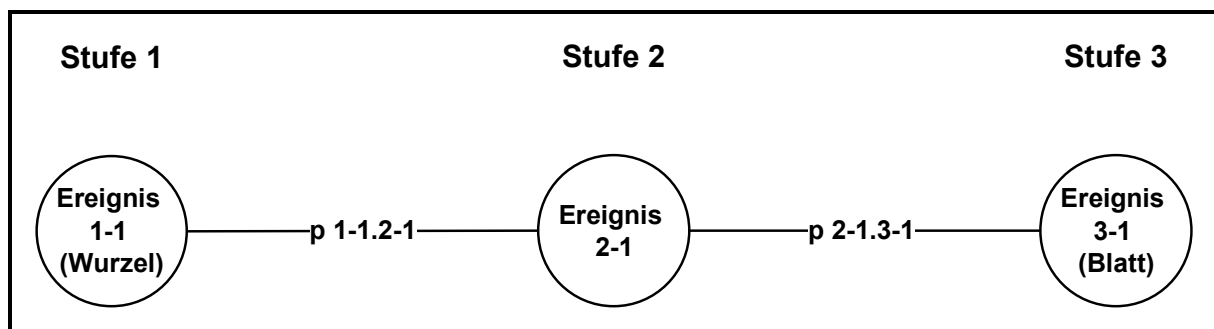


Bild 3-10: Einfachste Form eines Ereignisbaumes als Äquivalent zum zugehörigen deterministischen Modell

Auf Basis dieser Periodenaufteilung wird dann der Ereignisbaum aufgebaut, wobei grundsätzlich an jedem Knoten, d. h. bei jeder Periode, Verzweigungen angesetzt werden können. Aus modelltechnischer Sicht bestehen, wie auch bei der Anzahl der Perioden, keine Beschränkungen hinsichtlich der Anzahl der Knoten des Ereignisbaumes. In Abhängigkeit von der Größe und Komplexität des modellierten Energiesystems sowie der zur Lösung des Optimierungsproblems verwendeten Hard- und Software werden sich jedoch ab einer bestimmten Anzahl von Knoten Probleme bei den resultierenden Rechenzeiten sowie dem erforderlichen Speicherplatz ergeben. Grundsätzlich ist hinsichtlich der Modellgröße die Anzahl der Perioden eines deterministischen Modells näherungsweise mit der Anzahl der Knoten des Ereignisbaumes eines mehrstufigen stochastischen Modells gleichzusetzen, solange keine Dekompositionsverfahren<sup>105</sup> oder andere speziell auf mehrstufige stochastische Probleme angepasste Lösungsverfahren, z. B. spezialisierte Solver, zum Einsatz kommen. Dennoch wird im Rahmen dieser Arbeit auf die Entwicklung eines speziellen Dekompositionsverfahrens für das mehrstufige stochastische PERSEUS-

<sup>105</sup> Vgl. zum Einsatz von Dekompositionsverfahren in Energiesystemmodellen bspw. [Nurminski et al. 1983] und [Morgenstern 1991].

EVU Modell verzichtet. Die Gründe dafür liegen darin, dass ein solches Verfahren nur dann mit merklichen Verbesserungen in Bezug auf die erforderlichen Rechenzeiten verbunden ist, wenn es auf die Struktur des zugrundeliegenden Problems angepasst ist. Da der Vorteil des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modells jedoch gerade darin besteht, dass die Modellstruktur in Abhängigkeit von den zu untersuchenden Fragestellungen problemlos und flexibel vom Modellanwender geändert werden kann, ist eine solche Vorgehensweise im Gegensatz zu anderen Modellen auf Basis der stochastischen Programmierung nicht zielführend. Daher werden derzeit für die Lösung des mehrstufigen stochastischen Modells die gleichen linearen bzw. gemischt ganzzahligen linearen Solver eingesetzt wie bei den deterministischen und einstufigen stochastischen Modellen.<sup>106</sup>

Aufgrund der bereits vorhandenen Erfahrungen zu den Rechenzeiten von deterministischen Modellen verschiedener Größen kann davon ausgegangen werden, dass Ereignisbäume mit mehreren tausend Knoten selbst bei vergleichsweise kleinen, wenig komplexen Modellen und dem Verzicht auf gemischt-ganzzahlige Modellierung auch beim Einsatz modernster Hardware nicht mehr handhabbar sein werden. Vergleicht man diese Restriktionen mit den in Tabelle 3-2 aufgeführten Ereignisbaumgrößen für Modelle mit 1 bis 10 Stufen und 2 bis 20 Verzweigungen an jeder Stufe, so wird ersichtlich, dass Modelle, in denen Unsicherheiten für mehrere Parameter mit Hilfe mehrerer alternativer Pfade an jedem Knoten abgebildet werden sollen, rasch nicht mehr handhabbare Größenordnungen aufweisen.

Tabelle 3-2: Anzahl der Knoten von Ereignisbäumen in Abhängigkeit von der Anzahl der Stufen und der Verzweigungen an den Knoten

Anzahl der Alternativen je Knoten	Anzahl der Stufen des Ereignisbaumes								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	2	6	14	30	62	126	254	510	1.022
3	3	12	39	120	363	1.092	3.279	9.840	29.523
4	4	20	84	340	1.364	5.460	21.844	87.380	349.524
5	5	30	155	780	3.905	19.530	97.655	488.280	2,4E+6
6	6	42	258	1.554	9.330	55.986	335.922	2,0E+6	12,1E+6
7	7	56	399	2.800	19.607	137.256	960.799	6,7E+6	47,1E+6
8	8	72	584	4.680	37.448	299.592	2,4E+6	19,2E+6	153,4E+6
9	9	90	819	7.380	66.429	597.870	5,4E+6	48,4E+6	435,8E+6
10	10	110	1.110	11.110	111.110	1,1E+6	11,1E+6	111,1E+6	1,1E+9

Quelle: eigene Berechnungen

<sup>106</sup> Eine mögliche Alternative zu diesen Solvern besteht im Einsatz spezieller Lösungsansätze, die die Struktur eines beliebigen mehrstufigen stochastischen Problems selbstständig erkennen und durch geeignete Dekompositionsalgorithmen ausnutzen. Die Entwicklung derartiger Ansätze geht aufgrund des damit verbundenen extrem hohen Aufwandes allerdings über den Rahmen dieser Arbeit weit hinaus, so dass hier auf die Entwicklungen kommerzieller Anbieter zurückgegriffen werden muss (vgl. auch Kapitel 4.7)

Abgesehen von den Restriktionen in Bezug auf Rechenzeiten und Speicherplatzbedarf sind Ereignisbäume mit mehreren tausend Knoten, wie sie bei der gleichzeitigen Betrachtung von mehreren risikobehafteten Größen über mehrere Stufen hinweg entstehen, auch in Hinblick auf den erforderlichen Aufwand bei der Datenverwaltung sowie der Ergebnisauswertung nur schwierig zu handhaben. Aus diesen Gründen ist einer der wichtigsten prinzipbedingten Vorteile der mehrstufigen gegenüber der einstufigen stochastischen Programmierung – die Möglichkeit, Unsicherheiten für sämtliche Modellparameter, insbesondere auch für die RHS der Nebenbedingungen, in einem konsistenten Ansatz berücksichtigen zu können – in der Praxis nur eingeschränkt umsetzbar. Insbesondere die im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung gegebene Möglichkeit, Risiken für alle in der Zielfunktion enthaltenen Parameter (z. B. Primärenergieträgerpreise für alle abgebildeten Energieträger, Marktpreise für Elektrizität in allen abgebildeten Marktsegmenten) gleichzeitig zu integrieren, ohne dass sich gegenüber einem deterministischen Modell signifikant längere Rechenzeiten ergeben, ist beim Einsatz eines mehrstufigen Ansatzes nur mit erheblich längeren Rechenzeiten bzw. gar nicht realisierbar.

Motiviert durch diese spezifischen Vor- und Nachteile wird in Abschnitt 3.3.3.4 ein Ansatz entwickelt und beschrieben, der auf der Kombination der einstufigen mit der mehrstufigen stochastischen Programmierung beruht.

Aufgrund der Tatsache, dass die Methodik der mehrstufigen stochastischen Programmierung es erlaubt, prinzipiell alle Modellparameter risikobehaftet abzubilden, ohne dass entsprechende Anpassungen im Gleichungssystem notwendig sind, muss im Gegensatz zur einstufigen Stochastik bei der Darstellung der Modellgleichungen die Frage, inwieweit es sinnvoll ist, einzelne Modellparameter risikobehaftet zu betrachten, nicht thematisiert werden. Da diese Frage nichtsdestoweniger aus anwendungsbezogener Sicht von großer Bedeutung ist, wird sie bei der Anwendung des Modells in Kapitel 4 sowie bei der Einführung des kombinierten Ansatzes aus einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung aufgegriffen.

Im Gegensatz zur einstufigen stochastischen Programmierung, bei der die Integration der Risikoeinstellung des Entscheidungsträgers über den Risikoaversionskoeffizienten erst die Berücksichtigung risikobehafteter Eingangsgrößen erlaubt<sup>107</sup>, wird bei mehrstufigen Verfahren die Risikopräferenz des Entscheidungsträgers in der Regel nicht miteinbezogen. In der Literatur zur stochastischen Programmierung werden Ansätze zur Berücksichtigung von Risikopräferenzen kaum erwähnt, eine Ausnahme bildet [McCarl et al. 1997]. Auch bei den in Abschnitt 3.3.2.3.6.3 beschriebenen

---

<sup>107</sup> Wie in Kapitel 3.3.3.2 ausgeführt, gleichen bei den im Rahmen dieser Arbeit eingesetzten Verfahren die Ergebnisse eines einstufigen stochastischen Modells für einen risikoneutralen Entscheidungsträger – d. h. bei einem Risikoaversionskoeffizienten von null – denen eines deterministischen Modells, falls die Erwartungswerte der risikobehafteten Größen den deterministischen Werten entsprechen.



Energiemodellen auf Basis der mehrstufigen stochastischen Programmierung kann die Risikoeinstellung des Entscheidungsträgers nicht berücksichtigt werden. Wie bereits bei der Einführung der einstufigen stochastischen Programmierung diskutiert, kommt bei der Entscheidungsunterstützung für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU der Integration der Risikopräferenzen der Entscheidungsträger große Bedeutung zu. Daher wird neben einem einfachen mehrstufigen Modell auch eine Version, die auf dem in [McCarl et al. 1997] beschriebenen linearen MOTAD-Verfahren zur Berücksichtigung der Risikopräferenz basiert, entwickelt.

Sowohl für die Variante mit als auch ohne Risikopräferenzterm des mehrstufigen PERSEUS-EVU Modells stehen in Analogie zu den deterministischen und einstufig stochastischen Modellversionen die folgenden alternativen Zielfunktionen zur Auswahl:

- Ausgabenminimierung
- Gewinnmaximierung
- Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm

Da sich auch die Berücksichtigung der Risikopräferenz nur in der Zielfunktion auswirkt, ergeben sich insgesamt sechs verschiedene Zielfunktionen, von denen zunächst in Abschnitt 3.3.3.3.1 die Varianten ohne Risikopräferenzterm dargestellt werden. In Abschnitt 3.3.3.3.2 wird dann auf die notwendigen Erweiterungen des Gleichungssystems zur Integration der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers eingegangen.

#### **3.3.3.3.1 Mehrstufiges stochastisches Modell ohne Risikopräferenz**

Auf die Darstellung der Ausgabenminimierung wird dabei an dieser Stelle verzichtet, da sie sich von der Gewinnmaximierung nur durch die fehlenden Erlösterme unterscheidet. Da sich auch die gewinnmaximierenden Zielfunktionen ohne Investitions-Strafterm lediglich durch das Fehlen dieses Terms von der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm unterscheiden, ist nur diese dritte Variante der Zielfunktion in Gleichung (3.15) dargestellt.

Vergleicht man diese Zielfunktion mit der entsprechenden Gleichung (3.3) des deterministischen Modells, so wird deutlich, dass es lediglich zwei grundlegende Unterschiede zwischen den beiden Formeln gibt. Zum einen wird innerhalb der äußeren Summe, in der die Gewinnterme für die einzelnen Perioden mit dem Diskontierungsfaktor  $\alpha_t$  multipliziert werden, eine zweite Summe eingeführt. Diese läuft über alle Ereignisse, die der Periode  $t$  zugeordnet sind und gewichtet die für diese Ereignisse anfallenden Gewinne mit der Eintrittswahrscheinlichkeit für das entsprechende Ereignis. Dementsprechend hängen zum anderen die Terme innerhalb dieser beiden äußeren Summen nicht wie in der deterministischen Gleichung von der Periode  $t$  ab, sondern vom Ereignis  $ev$ . Dies gilt nicht nur für die Zielfunktion des mehrstufigen Modells, vielmehr ist bei allen Gleichungen, die beim deterministischen

Modell von der Periode  $t$  abhängen, dieser Index  $t$  durch den Index  $ev$  für Ereignis zu ersetzen. Diese Änderung ist für alle Gleichungen notwendig, die sich lediglich auf eine einzige Periode beim deterministischen Modell bzw. auf ein einziges Ereignis beim mehrstufig stochastischen Modell beziehen und nicht mehrere Perioden oder Ereignisse zueinander in Beziehung setzen. Dies sind zum Beispiel sämtliche Bilanzierungsgleichungen (Gleichungen (2.4) bis (2.8)), die Kapazitätsgleichungen für Energie- und Stoffumwandlungstechnologien sowie die Gleichungen zur Beschränkung der Kapazitäten und des Einsatzes dieser Technologien. Aufgrund der geringen Unterschiede zu den entsprechenden deterministischen Gleichungen wird an dieser Stelle auf die Darstellung des kompletten Gleichungssystems des mehrstufigen stochastischen Modells verzichtet.

$\max$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t \in T} \alpha_t \cdot \sum_{ev \in EV_t} prob_{ev} \cdot \left[ \begin{aligned}
 & \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,ev,seas,int} \cdot P_{work_{no,f,ev,seas}} + \right. \right. \\
 & \left. \left. X_{no,f,ev,seas,ext} \cdot P_{net_{no,f,ev,seas}} \right] \right. \\
 & \left. + ML_{no,f,ev} \cdot P_{pow_{no,f,ev}} \right] \\
 & - \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,ev,seas} \cdot C_{var_{ni,f,ev,seas}} + \right. \right. \\
 & \left. \left. X_{no,f,ev,seas} \cdot \left( \begin{aligned} & C_{var_{no,f,ev,seas}} \\ & + C_{net_{no,f,ev,seas}} \end{aligned} \right) \right] \right] \\
 & - \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,ev,seas} \cdot \right. \right. \\
 & \left. \left. C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}} \right] \right. \\
 & \left. + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,ev,seas} \cdot C_{var\_a_{p,ev,seas}} \right] \right] \\
 & - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot (C_{fix_{u_c,ev}} + C_{inv_{u_c,ev}}) \right. \\
 & \left. + Cap_{o,u_c,ev} \cdot C_{fix_{u_c,ev}} \right] \\
 & - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot (C_{fix_{u_d,ev}} + C_{inv_{u_d,ev}}) \right. \\
 & \left. + Cp_{o,u_d,ev} \cdot C_{fix_{u_d,ev}} \right] \\
 & - \xi \cdot \left\{ \begin{aligned} & \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot C_{inv_{u_c,ev}} \right] + \\ & \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot C_{inv_{u_d,ev}} \right] \end{aligned} \right\}
 \end{aligned} \right] \quad (3.15)
 \end{aligned}$$

Größere Änderungen ergeben sich dagegen bei Gleichungen, die perioden- bzw. ereignisübergreifende Nebenbedingungen definieren, etwa Beschränkungen der Investitionssumme über den gesamten Betrachtungszeitraum oder über mehrere Perioden bzw. Ereignisse kumulierte Emissionsbeschränkungen. Bei derartigen Gleichungen muss bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung nicht wie bei der deterministischen Version über alle Perioden summiert werden, sondern nur über die Ereignisse, die zu einem Zweig, d. h. einen Pfad vom Ausgangsknoten des Ereignisbaums, der Wurzel, bis zu einem der Endknoten, einem Blatt, gehören. Als Beispiel für eine solche Nebenbedingung ist in Gleichung (3.16) die formelhafte Darstellung einer Beschränkung der im gesamten Betrachtungszeitraum anfallenden Emissionsmenge wiedergegeben.

$$\sum_{ev \in EV_{br}} \sum_{seas \in S} \left[ \begin{array}{l} \sum_{f \in F} X_{ni,f,ev,seas} \cdot E_k + \sum_{p \in P} X_{aus,p,k,ev,seas} \\ - \sum_{p \in P} X_{ein,p,k,ev,seas} + \sum_{f \in F} \sum_{p \in P} \sum_{p' \in P} X_{p',p,f,ev,seas} \cdot E_k \\ + \sum_{f \in F} X_{no,f,ev,seas} \cdot E_k \end{array} \right] \leq Etot_{max,k} \quad (3.16)$$

### 3.3.3.2 Mehrstufiges stochastisches Modells mit Risikopräferenz

In Analogie zur Vorgehensweise bei der Darstellung der Zielfunktion des Modells ohne Risikopräferenz wird auch an dieser Stelle auf die Darstellung der Ausgabenminimierung und der Gewinnmaximierung ohne Investitionsstrafterm verzichtet, da diese sich durch Weglassen der entsprechenden Teile aus der komplexeren Formel für die Gewinnmaximierung mit Investitionsstrafterm ergeben.

Das gewählte Verfahren zur Integration der Risikopräferenz in ein mehrstufiges stochastisches Modell ist an [McCarl et al. 1997, S. 14-25f.] angelehnt. Die dort vorgeschlagene Vorgehensweise ist für das vorliegende Modell nur nach Anpassungen anwendbar. In [McCarl et al. 1997] besteht der mit dem Risikoaversionskoeffizienten gewichtete Term aus der Summe der Beträge der Abweichungen der Zielfunktionswerte des Modells ohne Risikopräferenz für die Pfade des zweistufigen Ereignisbaumes vom Erwartungswert des Zielfunktionswertes. Für den vorliegenden Anwendungsfall ist zum einen eine Anpassung der Modellformulierung an n-stufige Bäume notwendig. Dazu ist zunächst die Summe der Beträge der Abweichungen über alle Blätter, die einer Stufe zugeordnet sind, zu bilden. Im zweiten Schritt werden diese Summen für alle Stufen des Baumes summiert.

Darüber hinaus ist die Berücksichtigung der Abweichungen der gesamten Zielfunktion aufgrund des gewinnmaximierenden Ansatzes aus den folgenden Gründen nicht sinn-

voll. Die Berücksichtigung der Gewinnabweichungen für die verschiedenen Blätter des Baumes als Risikomaß in der Zielfunktion des Modells führt dazu, dass die Abweichungen der Gewinne über die verschiedenen Ausprägungen der unsicheren Einflussgrößen minimiert werden. Dies bedeutet, dass sich bei Erhöhung des Risikoaversionskoeffizienten die Gewinne für alle Blätter angleichen. Da stets ein Blatt den geringsten maximierten Gewinn für den Fall ohne Risikoaversion aufweist und dieser maximierte Gewinn nicht weiter erhöht werden kann, kann diese Angleichung lediglich durch Absenken der Gewinne in den anderen Blättern erreicht werden. Eine solche Angleichung ist jedoch nicht zielführend, da sie zu unerwünschten Ergebnissen führen kann. Dies soll anhand eines einfachen Beispiels verdeutlicht werden.

Wird ein mehrstufiges Modell angenommen, das Unsicherheiten in Hinblick auf die zukünftige Höhe der Elektrizitätsnachfrage abbildet, so wird sich bei einem Strompreinsniveau, das über den Stromgestehungskosten des EVU liegt, in dem Fall mit der geringsten Nachfrage der kleinste Gewinn ergeben. Da dieser Gewinn nach oben limitiert ist, werden sich bei genügend hohen Risikoaversionskoeffizienten niedrigere Gewinne als im risikoneutralen Fall für die Fälle mit höherer Nachfrage ergeben. Diese niedrigeren Gewinne können durch verschiedene Änderungen im Energiesystem der entsprechenden Fälle erreicht werden, von denen viele nicht im Sinne eines risikoaversen Entscheidungsträgers liegen. So besteht zum einen die Möglichkeit, bei gleichbleibenden Ausgaben auf einen Teil der möglichen Erlöse zu verzichten, in dem Teile der Nachfrage nicht befriedigt werden. Zum anderen können bei gleichbleibenden Erlösen die Ausgaben erhöht werden, z. B. durch Installation zusätzlicher oder den Einsatz anderer Energieumwandlungsanlagen.

Um das Auftreten derartiger Effekte zu vermeiden, wird eine Modellformulierung entwickelt, bei der lediglich die Summe der Beträge der Abweichungen der Ausgaben vom Erwartungswert der Ausgaben in den mit dem Risikoaversionskoeffizienten gewichteten Term eingehen. Dadurch kann die Zielsetzung eines risikoaversen Entscheidungsträgers, eine unter unsicheren Rahmenbedingungen robuste Ausgaben- und Energiesystemstruktur zu entwickeln, abgebildet werden.

Im Gegensatz zu den Zielfunktionen für die bisherigen Modellversionen muss zur Darstellung der Zielfunktion des mehrstufig stochastischen Modells mit Risikopräferenz auf mehrere Gleichungen zurückgegriffen werden. Da die Funktion dieser Gleichungen darin besteht, die Abweichungsterme zu definieren, die in der eigentlichen Zielfunktion benötigt werden, sind sie vor der Zielfunktion selbst (Gleichung (3.22)) in den Gleichungen (3.17) bis (3.21) dargestellt.

Gleichung (3.17) dient lediglich der Vereinfachung der Darstellung der Gleichung (3.18). Die Variable  $PROF_{ev}$  entspricht dem Gewinn, der innerhalb eines Ereignisses  $ev$  des Ereignisbaumes anfällt.

$$\begin{aligned}
PROF_{ev} = & \left[ \begin{aligned}
& \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,ev,seas,int} \cdot P_{work_{no,f,ev,seas}} + \right. \right. \\
& \left. \left. X_{no,f,ev,seas,ext} \cdot P_{net_{no,f,ev,seas}} \right] \right. \\
& \left. + ML_{no,f,ev} \cdot P_{pow_{no,f,ev}} \right] \\
& - \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,ev,seas} \cdot C_{var_{ni,f,ev,seas}} + \right. \right. \\
& \left. \left. X_{no,f,ev,seas} \cdot (C_{var_{no,f,ev,seas}} + C_{net_{no,f,ev,seas}}) \right] \right] \\
& - \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,ev,seas} \cdot \right. \right. \\
& \left. \left. C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}} \right] \right. \\
& \left. + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,ev,seas} \cdot C_{var_{-a_{p,ev,seas}}} \right] \right] \\
& - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot (C_{fix_{u_c,ev}} + C_{inv_{u_c,ev}}) + Cap_{o,u_c,ev} \cdot C_{fix_{u_c,ev}} \right] \\
& - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot (C_{fix_{u_d,ev}} + C_{inv_{u_d,ev}}) \right. \\
& \left. + Cp_{o,u_d,ev} \cdot C_{fix_{u_d,ev}} \right] \\
& - \xi \cdot \left\{ \begin{aligned}
& \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot C_{inv_{u_c,ev}} \right] + \\
& \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot C_{inv_{u_d,ev}} \right]
\end{aligned} \right\}
\end{aligned} \right]
\end{aligned}
\tag{3.17}$$

In Gleichung (3.18) wird der Erwartungswert für die Zielfunktionsgröße des mehrstufig stochastischen Modells – in diesem Fall der erwartete Gewinn – der Variablen  $\overline{PROF}$  zugewiesen. Dieser Erwartungswert ergibt sich aus der diskontierten, mit der Wahrscheinlichkeit der Ereignisse  $ev$  gewichteten Summe der Gewinne der einzelnen Ereignisse.

$$\overline{PROF} = \sum_{t \in T} \alpha_t \sum_{ev \in EV_t} [prob_{ev} \cdot PROF_{ev}] \tag{3.18}$$

Gleichung (3.19) bildet die Summe der Ausgaben für ein Ereignis  $ev$  des Ereignisbaumes und weist sie der Variable  $COST_{ev}$  zu, die in Gleichung (3.20) benötigt wird.

$$\begin{aligned}
COST_{ev} = & \left[ \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ \begin{aligned} & X_{ni,f,ev,seas} \cdot C_{var_{ni,f,ev,seas}} + \\ & X_{no,f,ev,seas} \cdot (C_{var_{no,f,ev,seas}} + C_{net_{no,f,ev,seas}}) \end{aligned} \right] \right] \right] \\
& + \sum_{seas \in S} \left[ \begin{aligned} & \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,ev,seas} \cdot \right. \\ & \left. C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}} \right] \\ & + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,ev,seas} \cdot C_{var_{-a_{p,ev,seas}}} \right] \end{aligned} \right] \\
& + \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot (C_{fix_{u_c,ev}} + C_{inv_{u_c,ev}}) + Cap_{o,u_c,ev} \cdot C_{fix_{u_c,ev}} \right] \\
& + \sum_{u_d \in U} \left[ \begin{aligned} & Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot (C_{fix_{u_d,ev}} + C_{inv_{u_d,ev}}) \\ & + Cp_{o,u_d,ev} \cdot C_{fix_{u_d,ev}} \end{aligned} \right] \\
& + \xi \cdot \left\{ \begin{aligned} & \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot C_{inv_{u_c,ev}} \right] + \\ & \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot C_{inv_{u_d,ev}} \right] \end{aligned} \right\} \quad (3.19)
\end{aligned}$$

In Gleichung (3.20) wird der Betrag der Abweichung zwischen dem Erwartungswert der Ausgaben und den tatsächlichen Ausgaben für jedes Blatt des Ereignisbaumes berechnet. Um die nichtlineare Betragsoperation in einem linearen Modell integrieren zu können, wird wie bei der einstufigen stochastischen Programmierung der MOTAD-Ansatz gewählt. Dazu werden zwei positive Variablen  $d_{ev}^+$  und  $d_{ev}^-$  definiert. Die Zuweisung in Gleichung (3.20) sorgt dafür, dass positive Abweichungen der Variable  $d_{ev}^+$  und negative Abweichungen  $-d_{ev}^+$  zugewiesen werden. Dadurch, dass die beiden Abweichungsvariablen in einem negativen Term in die maximierende Zielfunktion (Gleichung (3.22)) eingehen, ist sichergestellt, dass dem jeweils anderen Term stets der Wert null zugewiesen wird.<sup>108</sup>

$$d_{ev}^+ - d_{ev}^- = COST_{ev} - \sum_{ev' \in EV_t} [prob_{ev'} \cdot COST_{ev'}] \quad \forall t \in T \quad (3.20)$$

Gleichung (3.21) summiert die mit den jeweiligen Wahrscheinlichkeiten gewichteten Beträge der Abweichungen für jedes Ereignis in die Variable  $d_{tot}$ , die die gesamten Abweichungen repräsentiert.

<sup>108</sup> Vgl. zur Nachbildung des Betragsoperators in linearen Modellen mit Hilfe des MOTAD-Ansatzes auch [McCarl et al. 1997, S. 9-1].

$$d_{tot} = \sum_{t \in T} \left[ \alpha_t \cdot \sum_{ev \in EV_t} \left[ prob_{ev} \cdot (d_{ev}^+ + d_{ev}^-) \right] \right] \quad (3.21)$$

Gleichung (3.22) stellt die eigentliche Zielfunktion des mehrstufig stochastischen Modells mit integrierter Risikopräferenz dar. Ausgehend von den Gleichungen ((3.17) bis (3.21)) wird mit  $\overline{PROF}$  der Erwartungswert des Gewinnes maximiert. Zusätzlich geht als negativer Strafterm die Summe der absoluten Abweichungen vom Mittelwert  $d_{tot}$  ein, die mit dem Faktor  $\psi$  multipliziert wird. Dieses  $\psi$  ist der Risikoaversionskoeffizient des mehrstufigen stochastischen Modells. Bei einem Risikoaversionskoeffizienten von null, der Risikoneutralität repräsentiert, gleicht das Modell dem ohne Berücksichtigung der Risikopräferenz. Risikoaverse Entscheidungsträger sind durch Risikoaversionskoeffizienten größer null gekennzeichnet, der in der strategischen Planung i. d. R. nicht relevante Fall der Risikofreudigkeit ergibt sich bei Werten kleiner null.

$$\max \overline{PROF} - \psi \cdot d_{tot} \quad (3.22)$$

Wie bereits erwähnt, unterscheidet sich das mehrstufige stochastische Modell mit Risikopräferenz nur durch die dargestellte Zielfunktion vom entsprechenden Modell ohne Risikopräferenz, so dass an dieser Stelle auf die Darstellung weiterer Modellgleichungen verzichtet werden kann.

### 3.3.3.4 Kombination aus einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung

Wie bereits bei der Diskussion der methodischen Ansätze der einstufigen und der mehrstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 3.3.2.3.6 sowie bei der Beschreibung der auf diesen Verfahren basierenden PERSEUS-EVU Modellversionen in Abschnitt 3.3.3.2 und 3.3.3.3 diskutiert, haben beide Verfahren spezifische Vor- und Nachteile, die eine Kombination beider Ansätze sinnvoll erscheinen lässt. Im folgenden wird die Motivation für ein derartiges kombiniertes Modell dargestellt und die sich aus der Kombination ergebenden Vorteile aufgezeigt.

Wie in Kapitel 3.3.3.2 diskutiert, eignen sich die Verfahren zur Integration von risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten gut zur Nachbildung der Entscheidungssituation in der strategischen Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im liberalisierten Markt. Ein weiterer wichtiger Vorteil dieser Vorgehensweise besteht darin, dass selbst bei Berücksichtigung einer Vielzahl von risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten weder die Rechenzeiten noch der Speicherplatzbedarf gegenüber dem entsprechenden deterministischen Fall signifikant ansteigen. Dies gilt insbesondere, wenn auf lineare Ansätze, wie das in dieser Arbeit verwendete MOTAD-Modell, zurückgegriffen wird. Da gerade die Zielfunktionskoeffizienten, die mit relevanten Unsicherheiten behaftet sind, z. B. die zukünftigen Preisniveaus der

betrachteten Primärenergieträger und die Marktpreise für Elektrizität in den verschiedenen Marktsegmenten, in großer Zahl auftreten, ist ein Verfahren, das die Integration vieler unsicherer Einflussgrößen erlaubt, in diesem Bereich von besonderer Bedeutung.

Nachteilig ist bei der einstufigen Variante der stochastischen Programmierung jedoch, dass die ebenfalls bedeutenden Unsicherheiten bei den Rechte-Hand-Seiten der Nebenbedingungen – dies sind zum Beispiel Ober- und Untergrenzen der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Marktsegmenten oder energie- bzw. umweltpolitische Vorgaben wie Emissionsminderungsziele oder Quoten für umweltfreundliche Energieträger bzw. Technologien – mit dem zur Verfügung stehenden Ansatz des Chance Constrained Programming nur eingeschränkt berücksichtigt werden können und dass die Art der Berücksichtigung den Erfordernissen der strategischen Planung von EVU nicht gerecht wird.<sup>109</sup>

Demgegenüber können bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung Unsicherheiten für alle Parameter, also auch für die RHS-Koeffizienten, in einem konsistenten Ansatz berücksichtigt werden, der der Entscheidungssituation von EVU bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung gerecht wird. Dies gilt insbesondere dann, wenn mit Hilfe der in Kapitel 3.3.3.2 beschriebenen Methodik die Möglichkeit zur Integration der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers gegeben ist.

Der Nachteil des mehrstufigen Ansatzes besteht darin, dass die Modellgröße bei der gleichzeitigen Berücksichtigung von mehreren risikobehafteten Größen sehr schnell stark ansteigt.<sup>110</sup> Dies gilt insbesondere dann, wenn angenommene Wahrscheinlichkeitsverteilungen für risikobehaftete Parameter, etwa für die Primärenergieträgerpreise oder Elektrizitätsmarktpreise, abgebildet werden sollen. Derartige Verteilungen können im Rahmen der mehrstufigen stochastischen Programmierung nur durch diskrete Punkte repräsentiert werden, wobei jeder der Punkte, die durch einen Wert für die risikobehaftete Größe und eine Wahrscheinlichkeit für das Eintreten dieses Wertes charakterisiert werden, durch einen Knoten des Ereignisbaums repräsentiert wird. Selbst für eine grobe Nachbildung einer angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung – z. B. einer Normalverteilung – eines risikobehafteten Parameters sind i. d. R. mindestens drei diskrete Punkte, also drei Knoten im Ereignisbaum, notwendig. Bei einer genaueren Nachbildung einer Verteilung steigt die Zahl der benötigten Knoten des Baumes entsprechend an. Zieht man zusätzlich in Betracht, dass gerade im Bereich der Zielfunktionskoeffizienten eine große Zahl von risikobehafteten Größen auftritt – häufig sind z. B. mehrere verschiedene Primärenergieträgerpreise und Marktpreisniveaus für Elektrizität in unterschiedlichen Marktsegmenten zu

---

<sup>109</sup> Vgl. hierzu die ausführliche Diskussion der verschiedenen Verfahren der einstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 3.3.2.3.6.2.

<sup>110</sup> Vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.7 und insbesondere Tabelle 4-11.



berücksichtigen – so wird klar, dass deren gleichzeitige Integration in ein mehrstufiges stochastisches Modell schnell zu nicht mehr handhabbaren Modellgrößen führen kann.

Dies gilt selbst dann, wenn man für bestimmte Parameter nicht alle möglichen Kombinationen der Entwicklungen integriert, sondern den Ereignisbaum schon im Vorfeld durch geeignete Analysen ausdünn<sup>111</sup>.

Positiver stellt sich die Situation bei Einflussgrößen dar, die in Form diskreter Entscheidungen über Rahmenbedingungen für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung auftreten. Dies sind vor allem energie- und umweltpolitische Entscheidungen, z. B. über die Einführung von Emissionsrestriktionen oder Quoten für umweltfreundliche Energieträger bzw. Energieumwandlungstechnologien. Bei derartigen Rahmenbedingungen genügt meist die Berücksichtigung weniger diskreter Alternativen. Darüber hinaus kann - im Gegensatz zur Abbildung etwa von Preisentwicklungen - i. d. R. ein Ereignisbaum mit Verzweigungen an einigen ausgewählten Zeitpunkten die Entscheidungen über die Umsetzung derartiger Instrumente hinreichend genau nachbilden. Weiterhin wird durch den Einsatz eines mehrstufigen Ansatzes die oben beschriebene Problematik bei der Modellierung energie- und umweltpolitischer Vorgaben durch das einstufige Chance Constrained Programming vermieden.

Zieht man die bisher angeführten Vor- und Nachteile der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung in Betracht, so wird deutlich, dass eine Kombination der beiden Ansätze eine vielversprechende Möglichkeit darstellt, um die sich ergänzenden Vorteile zu nutzen und einen großen Teil der Nachteile zu umgehen. Dazu werden die einstufigen stochastischen Verfahren zur Berücksichtigung von risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten in ein mehrstufiges stochastisches Modell integriert. Dadurch ist ein Großteil der relevanten Unsicherheiten bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU bereits abgedeckt, ohne dass ressourcenintensive Ereignisbäume notwendig sind. Diejenigen für die Planung bedeutenden Unsicherheiten, die mit Hilfe der einstufigen Verfahren nicht sinnvoll abgebildet werden können – also insbesondere energie- und umweltpolitische Vorgaben, die im Modell durch Nebenbedingungen repräsentiert werden – können dann durch die mehrstufige stochastische Programmierung abgedeckt werden, ohne dass sich Modellgrößen ergeben, die sowohl rechentechnisch als auch datentechnisch nicht mehr handhabbar sind.

Von dem in Kapitel 3.3.3.3 beschriebenen mehrstufigen stochastischen Modell unterscheidet sich das kombinierte Modell nur durch die Integration einer

---

<sup>111</sup> Als Beispiel wäre es bei der derzeit üblichen Kopplung der Preise in Gasbezugsverträgen an die Entwicklung der Weltmarktpreise für Erdöl zumindest mittelfristig nicht notwendig, alle Kombinationen der möglichen Entwicklungen des Gaspreises mit allen Szenarien für den Erdölpreis zu berücksichtigen. Aufgrund des langfristigen Zeithorizontes des Modells kann allerdings auch in diesem Fall nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass diese Kopplung auch gegen Ende des Betrachtungszeitraumes noch in dieser Form gegeben sein wird.

abgeänderten Zielfunktion. In Analogie zu den oben beschriebenen Modellversionen stehen auch beim kombinierten Modell verschiedene Zielfunktionen zur Auswahl. Aufgrund der Tatsache, dass die weniger komplexen Versionen, also Ausgabenminimierung, Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm jeweils mit und ohne Risikopräferenz im mehrstufigen Teil sowie Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm ohne Risikopräferenz im mehrstufigen Teil, in der allgemeinsten Zielfunktion – Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm und Integration der Risikopräferenz im mehrstufigen Teil – als Spezialfälle enthalten sind, wird auf ihre formelhafte Darstellung verzichtet.

Bedingt durch die Integration der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers im mehrstufigen Teil muss auch bei der Darstellung der Zielfunktion des kombinierten stochastischen Modells auf mehrere Gleichungen zurückgegriffen werden. In Gleichung (3.23) wird der Zielfunktionswert für einen Knoten des Ereignisbaums der Variablen *PROFS* zugewiesen. Im Gegensatz zum mehrstufigen Modell entspricht dieser Wert beim kombinierten Modell nicht mehr dem Gewinn des Ereignisses, da die mit Hilfe der einstufigen stochastischen Programmierung integrierten Terme zur Bewertung der Standardabweichungen der risikobehafteten Koeffizienten mit eingehen. Analog zum mehrstufigen Modell mit Risikopräferenz wird in Gleichung (3.24) der Erwartungswert der Zielfunktionsgröße  $\overline{PROFS}$  berechnet. Gleichung (3.25) enthält die Zuweisung der stochastischen Kostenterme zur Variablen *COSTS*. In Gleichung (3.26) werden mit Hilfe des MOTAD-Ansatzes die positiven und negativen Abweichungen  $ds_{ev}^+$  und  $ds_{ev}^-$  der Ausgaben bestimmt. Die eigentliche Zielfunktion (Gleichung (3.28)) bildet die Differenz aus dem Erwartungswert  $\overline{PROFS}$  und der mit dem Risikoaversionskoeffizienten  $\psi$  bewerteten Summe der gesamten Abweichungen der Ausgaben, die in Gleichung (3.27) berechnet werden.

$$\begin{aligned}
PROFS_{ev} = & \left[ \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{no,f,ev,seas,int} \cdot \left( P_{work_{no,f,ev,seas}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{work_{no,f,ev,seas}}} \right) \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. + X_{no,f,ev,seas,ext} \cdot \left( P_{net_{no,f,ev,seas}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{net_{no,f,ev,seas}}} \right) \right] \right. \right. \\
& \left. \left. + \left( ML_{no,f,ev} - \gamma \cdot \sigma_{ML_{no,f,ev}} \right) \cdot \left( P_{pow_{no,f,ev}} - \gamma \cdot \sigma_{P_{pow_{no,f,ev}}} \right) \right] \right] \\
& - \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ X_{ni,f,ev,seas} \cdot \left( C_{var_{ni,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{ni,f,ev,seas}}} \right) + \right. \right. \\
& \left. \left. X_{no,f,ev,seas} \cdot \left( C_{var_{no,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{no,f,ev,seas}}} + \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. C_{net_{no,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{net_{no,f,ev,seas}}} \right) \right] \right] \\
& - \sum_{seas \in S} \left[ \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ X_{prod',prod,f,ev,seas} \cdot \right. \right. \\
& \left. \left. \left( C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}} + \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}}} \right) \right] \right] \\
& + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,ev,seas} \cdot \left( C_{var\_a_{p,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var\_a_{p,ev,seas}}} \right) \right] \\
& - \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,ev}}} + \right. \right. \\
& \left. \left. C_{inv_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_c,ev}}} \right) \right. \\
& \left. + Cap_{o,u_c,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,ev}}} \right) \right] \\
& - \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,ev}}} + \right. \right. \\
& \left. \left. C_{inv_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_d,ev}}} \right) \right. \\
& \left. + Cp_{o,u_d,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,ev}}} \right) \right] \\
& - \xi \cdot \left\{ \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot C_{inv_{u_c,ev}} \right] + \right. \\
& \left. \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot C_{inv_{u_d,ev}} \right] \right\}
\end{aligned} \tag{3.23}$$

$$\overline{PROFS} = \sum_{t \in T} \alpha_t \sum_{ev \in EV_t} [prob_{ev} \cdot PROFS_{ev}] \tag{3.24}$$

$$\begin{aligned}
COSTS_{ev} = & \left[ \sum_{f \in F} \left[ \sum_{seas \in S} \left[ \begin{aligned} & X_{ni,f,ev,seas} \cdot \left( C_{var_{ni,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{ni,f,ev,seas}}} \right) + \\ & X_{no,f,ev,seas} \cdot \left( \begin{aligned} & C_{var_{no,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{no,f,ev,seas}}} + \\ & C_{net_{no,f,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{net_{no,f,ev,seas}}} \end{aligned} \right) \end{aligned} \right] \right] \right] \\
& + \sum_{seas \in S} \left[ \begin{aligned} & \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} \sum_{f \in F} \left[ \begin{aligned} & X_{prod',prod,f,ev,seas} \cdot \\ & \left( C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}} + \right. \\ & \left. \gamma \cdot \sigma_{C_{var_{prod',prod,f,ev,seas}}} \right) \end{aligned} \right] \\ & + \sum_{p \in P} \left[ PL_{p,ev,seas} \cdot \left( C_{var\_a_{p,ev,seas}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{var\_a_{p,ev,seas}}} \right) \right] \end{aligned} \right] \\
& + \sum_{u_c \in U} \left[ \begin{aligned} & Cap_{n,u_c,ev} \cdot \left( \begin{aligned} & C_{fix_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,ev}}} + \\ & C_{inv_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_c,ev}}} \end{aligned} \right) \\ & + Cap_{o,u_c,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_c,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_c,ev}}} \right) \end{aligned} \right] \\
& + \sum_{u_d \in U} \left[ \begin{aligned} & Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot \left( \begin{aligned} & C_{fix_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,ev}}} + \\ & C_{inv_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{inv_{u_d,ev}}} \end{aligned} \right) \\ & + Cp_{o,u_d,ev} \cdot \left( C_{fix_{u_d,ev}} + \gamma \cdot \sigma_{C_{fix_{u_d,ev}}} \right) \end{aligned} \right] \\
& + \xi \cdot \left\{ \begin{aligned} & \sum_{u_c \in U} \left[ Cap_{n,u_c,ev} \cdot C_{inv_{u_c,ev}} \right] + \\ & \sum_{u_d \in U} \left[ Z_{u_d,ev} \cdot Cp_{n,u_d,ev} \cdot C_{inv_{u_d,ev}} \right] \end{aligned} \right\}
\end{aligned}
\tag{3.25}$$

$$ds_{ev}^+ - ds_{ev}^- = COSTS_{ev} - \sum_{ev' \in EV_t} [prob_{ev'} \cdot COSTS_{ev'}] \quad \forall t \in T
\tag{3.26}$$

$$ds_{tot} = \sum_{t \in T} \left[ \alpha_t \cdot \sum_{ev \in EV_t} [prob_{ev} \cdot (ds_{ev}^+ + ds_{ev}^-)] \right]
\tag{3.27}$$

$$\max \overline{PROFS} - \psi \cdot ds_{tot}
\tag{3.28}$$

## 3.4 Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit

### 3.4.1 Ausgangslage und Motivation

Die sich aus der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte ergebenden neuen Rahmenbedingungen für die strategische Planung von EVU wirken sich nicht nur auf die methodische Ausgestaltung von entscheidungsunterstützenden Instrumenten aus. Vielmehr treten unter den veränderten Voraussetzungen auch Aspekte, die die Verwaltung der Inputdaten sowie die Auswertung von Modellergebnissen betreffen, stärker als bisher in den Vordergrund. Dies liegt darin begründet, dass die verschärfte Wettbewerbssituation dazu geführt hat, dass sowohl die Eingangsdaten, die für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung benötigt werden, als auch die mit Hilfe eines entscheidungsunterstützenden Modells erzielten Ergebnisse von den Unternehmen in viel höherem Maße vertraulich behandelt werden als vor der Deregulierung. Das hat zur Folge, dass bei der Entwicklung von praxisgerechten Modellsystemen für die Entscheidungsunterstützung im strategischen Bereich darauf geachtet werden muss, eine größtmögliche Flexibilität und Benutzerfreundlichkeit vorzusehen, um einen reibungslosen Einsatz in den entsprechenden Abteilungen des EVU zu gewährleisten.

Diese neuen Anforderungen werden von den bisher existierenden Modellsystemen, die für einen Einsatz zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU in Frage kommen (vgl. Kap. 2.4), in der Mehrzahl der Fälle nicht oder nur unzureichend erfüllt. Dies gilt auch für die bisherigen Versionen von PERSEUS-EVU, so dass zur Erreichung der Zielsetzung dieser Arbeit, die in der Entwicklung eines praxisgerechten Modells besteht, neben den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen methodischen Erweiterungen auch die Entwicklung einer benutzerfreundlichen und flexiblen Datenverwaltung und Ergebnisauswertung zu realisieren ist.

Aufgrund der Tatsache, dass das PERSEUS-EVU Modell und die weiteren Modelle der PERSEUS Familie, ebenso wie die überwiegende Mehrzahl der Optimiermodelle im Bereich Energie-Ökonomie-Umwelt, bisher hauptsächlich von den Modellentwicklern selbst angewendet wurden, standen Aspekte wie einfache Bedienbarkeit oder Benutzerführung bisher nicht im Vordergrund. Sowohl die Dateneingabe als auch die Ergebnisdarstellung basierte auf Textdateien, die zwar Vorteile in Bezug auf ihre Anpassbarkeit aufweisen, deren Beherrschung vom Anwender allerdings eine vergleichsweise lange Einarbeitungszeit sowie gute Kenntnisse der Funktionsweise des Modells erfordert. Während diese Voraussetzungen bei den Modellentwicklern selbstverständlich gegeben sind, stellt sich die Sachlage bei Mitarbeitern in den für die strategische Planung zuständigen Abteilungen von EVU anders dar. Insbesondere vor dem Hintergrund des Umstandes, dass Modellläufe mit derartig langfristig ausgelegten Entscheidungsunterstützungsinstrumenten i. d. R. nicht jede Woche oder gar täglich

durchgeführt werden, sind eine kurze (Wieder-)Einarbeitungszeit sowie eine adäquate Benutzerführung für den Einsatz des Modells im Unternehmen unabdingbar.

Aus den aufgeführten Gründen wird im folgenden zunächst die Entwicklung und Implementierung eines benutzerfreundlichen und flexiblen Systems für die Eingangsdatenverwaltung und im Anschluss die Umsetzung eines automatisierten Werkzeuges für die Auswertung der Modellergebnisse beschrieben.

### **3.4.2 Entwicklung und Implementierung eines flexiblen und benutzerfreundlichen Datenverwaltungssystems**

Die Eingabe und Verwaltung der Eingangsdaten für das PERSEUS-EVU Modell stellt eine der Hauptaufgaben dar, die bei der Anwendung des Modells zur Erarbeitung von Strategien zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung anfallen. Dies gilt sowohl in Hinblick auf die Bedeutung der Eingabedaten für die Modellergebnisse als auch in Bezug auf den für die Pflege und Bereitstellung der Datensätze notwendigen Zeitaufwand, der durch die relativ große Menge von Daten, die in einem typischen Modell zur detaillierten Abbildung des Energiesystems eines EVU benötigt werden, verursacht wird.

Aus diesen Gründen ist eine der Hauptanforderungen an ein System zur Verwaltung der Eingangsdaten, möglichst einfache und zeitsparende Methoden zur Dateneingabe und -pflege zur Verfügung zu stellen, ohne die notwendige Konsistenz bei der Ablage der Daten zu vernachlässigen. Dies gilt um so mehr, als nicht nur die Daten zur Charakterisierung von Energieumwandlungsanlagen und Energie- und Stoffflüssen durch technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter zu verwalten sind, sondern auch alle Daten, die zur Abbildung der Struktur des Energiesystems benötigt werden. Grundsätzlich lässt sich der vollständige Datensatz, der für den Einsatz des PERSEUS-EVU Modells zur Verfügung gestellt werden muss, in fünf Bereiche untergliedern:

- Strukturdaten zur Festlegung, wie das reale Energiesystem des EVU sowie die zukünftigen Möglichkeiten zum Ausbau bzw. zur Umgestaltung des Systems modelliert werden.
- Anlagendaten zur Charakterisierung der abgebildeten Energieumwandlungstechnologien und deren Fahrweisen durch technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter.
- Flussdaten zur Charakterisierung der im Modell abgebildeten Energie- und Stoffflüsse durch technische, ökonomische und umweltrelevante Parameter.
- Lastkurvendaten zur Abbildung der Lastverläufe der Energienachfrage in den verschiedenen Marktsegmenten.
- Szenariodaten zur allgemeinen Definition des Modelllaufes (z. B. Betrachtungszeitraum oder Diskontierungszinssatz).

Um die angestrebte hohe Flexibilität des Datenverwaltungssystems zu erreichen, ist es wichtig, dass der Anwender über die Möglichkeit zur Anpassung der Strukturdaten in die Lage versetzt wird, verschiedene Energiesysteme in unterschiedlichem Detaillierungsgrad abzubilden. Diese Flexibilität bedingt allerdings ein sehr aufwendiges Datenverwaltungssystem, da die genaue Struktur der Datensätze nicht ex ante als bekannt vorausgesetzt werden kann. Für die Implementierung des Datenverwaltungssystems bietet sich aufgrund der Vielzahl der zu verwaltenden Daten sowie der Zusammenhänge zwischen den Datensätzen die Verwendung eines relationalen Datenbanksystems an. Aufgrund der gebotenen Funktionalität<sup>112</sup>, der weiten Verbreitung sowie der bei den PERSEUS-EVU einsetzenden Unternehmen vorhandenen Softwareausstattung fällt die Wahl auf Microsoft Access, die für die Anpassung auf die vorliegende Anwendung notwendigen ProgrammROUTINEN werden in der integrierten Programmiersprache Visual Basic for Applications (VBA) implementiert.

Aufgrund der großen Anzahl von verschiedenen Elementen, die zur Bereitstellung der gewünschten Funktionalität notwendig waren, wird das Datenverwaltungssystem in zwei miteinander verknüpfte Datenbanken unterteilt. In der sogenannten System-Datenbank sind die gesamten Funktionalitäten und die Benutzeroberfläche des Systems in Form von Modulen, Formularen und Abfragen hinterlegt. Die Daten-Datenbank enthält die Tabellen, in denen die oben genannten Daten zur Beschreibung des abgebildeten Energiesystems abgelegt sind. Diese Zweiteilung versetzt den Anwender in die Lage, verschiedene Energiesystemmodelle zu verwalten und zu speichern, ohne dass dazu die gesamte Funktionalität des Datenverwaltungssystems mitgespeichert werden muss. Darüber hinaus wird durch die Teilung in System- und Datenteil die Wartung des Systems erheblich vereinfacht, da bei Erweiterungen der Funktionalität in der Regel nur die System-Datenbank angepasst bzw. ausgetauscht werden muss, während die bestehenden Daten-Datenbanken weiterhin verwendet werden können, so dass für den Anwender kein zusätzlicher Aufwand anfällt.

Bei der Entwicklung und Implementierung des Datenverwaltungssystems wurden den konkreten Anforderungen von Anwendern aus EVU Rechnung getragen.<sup>113</sup> Dies gilt insbesondere für die Gestaltung der eigentlichen Benutzeroberfläche sowie die Möglichkeiten der Ankopplung an bereits im Unternehmen vorhandene Systeme bzw. Programme für die Verwaltung von Daten für die strategische Planung, die auch für andere Anwendungen benötigt werden. Diese Vorgehensweise hat sich insofern bewährt, als die derzeitigen Anwender von PERSEUS-EVU<sup>114</sup> das Datenverwaltungssystem als gut geeignet für eine einfache und zeitsparende Dateneingabe einstufen.

---

<sup>112</sup> In diesem Zusammenhang ist insbesondere die integrierte Programmiersprache von Bedeutung, die die flexible Anpassung von Datenbankanwendungen an die vorliegende Aufgabenstellung erlaubt.

<sup>113</sup> Diese wurden im Rahmen der Praxisanwendungen bei verschiedenen EVU (vgl. Kap. 4.8) erhoben.

<sup>114</sup> Vgl. zum Einsatz von PERSEUS-EVU bei Unternehmen Kapitel 4.8.

Aufgrund der Komplexität des Datenverwaltungssystems kann an dieser Stelle nicht auf die detaillierte programmiertechnische Umsetzung eingegangen werden.

### 3.4.3 Automatisierte Ergebnisauswertung

Neben der Verwaltung der Eingangsdaten ist die Auswertung der Ergebnisse der Modellläufe die zweite Hauptaufgabe beim Einsatz des PERSEUS-EVU Modells. Aufgrund der Vielzahl der Ergebnisdaten zu verschiedenen Bereichen (z. B. Anlagenkapazitäten und –auslastung, zeitliche Einlastung der Anlagen, Stoff- und Energieflüsse, Erlöse und Ausgaben) und auf verschiedenen Aggregationsebenen ist eine umfassende Ergebnisauswertung i. d. R. mit hohem Aufwand verbunden, der durch das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte automatisierte Instrument zur Auswertung der wichtigsten Ergebnisse signifikant verringert werden kann. Für die Auswertung und Darstellung der Modellergebnisse sind Tabellenkalkulationsprogramme besonders gut geeignet. Daher bildet das Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel die Basis für die automatisierte Ergebnisauswertung des PERSEUS-EVU Modells. Die Wahl dieses Programms fiel ebenso wie die von Microsoft Access für das Datenverwaltungssystem aufgrund der durch die integrierte Programmiersprache Visual Basic for Applications gebotenen Funktionalität. Weitere Gründe liegen in der weiten Verbreitung des Programms und der Ausstattung der Anwender.

Auch bei der Entwicklung der automatisierten Ergebnisauswertung wurden die Anforderungen der Anwender aus der Praxis berücksichtigt. Im Gegensatz zum Datenverwaltungssystem stellt das Ergebnisauswertungsmodul allerdings kein einheitliches Instrument dar, das für jedes Energiesystem, das mit Hilfe von PERSEUS-EVU abbildbar ist, Verwendung finden kann. Der Grund dafür liegt in den sich stark unterscheidenden Anforderungen, die unterschiedlich strukturierte Energiesysteme und Anwendungsfälle an die auszuwertenden Ergebnisse und deren Darstellung stellen. Diese lassen sich nicht zufriedenstellend mit einem einzigen universellen Werkzeug abdecken. Daher basiert die automatisierte Ergebnisauswertung auf einem modularen Konzept, die es dem Modellentwickler erlaubt, schnell und mit vergleichsweise geringem Aufwand auf spezifische Anforderungen der Modell-anwender angepasste Ergebnisauswertungsmodule zu implementieren. Aufgrund der Tatsache, dass diese Module unter Einsatz der in Excel integrierten Programmiersprache Visual Basic for Applications programmiert wurden, ist auch eine Anpassung durch entsprechend geschulte Modellanwender in EVU möglich.



## 4 Anwendung des entwickelten Modells auf ausgewählte Fragestellungen

### 4.1 Einleitung

Im folgenden wird das in den vorangegangenen Kapiteln entwickelte PERSEUS-EVU Modell auf typische Fragestellungen angewendet, mit denen Energieversorgungsunternehmen im Rahmen ihrer Investitions- und Produktionsprogrammplanung konfrontiert werden. Neben den Kriterien wie Praxisrelevanz und Aktualität spielt bei der Auswahl der verschiedenen Anwendungsfälle auch die Möglichkeit, die neu entwickelten methodischen Ansätze an praxisnahen Beispielen zu validieren, eine wichtige Rolle. Aus diesem Grund wird für jede der Modellvarianten – Gewinnmaximierung mit und ohne Investitionsstrafterm, einstufige und mehrstufige stochastische Optimierung sowie die Kombination dieser beiden Verfahren – ein Anwendungsfall untersucht.

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wird die Planung dabei stets auf der Basis eines einheitlichen Energiesystems durchgeführt. Aufgrund der Problematik, dass sowohl die für die strategische Planung notwendigen Eingangsdaten als auch die mit einem entscheidungsunterstützenden Instrument wie PERSEUS-EVU erzielten Ergebnisse in einem liberalisierten Energiemarkt von hoher Wettbewerbsrelevanz sind, kann nicht auf die Daten zum Energiesystem eines realen EVU zurückgegriffen werden. Auch diejenigen Unternehmen, die das PERSEUS-EVU Modell bereits im eigenen Hause einsetzen<sup>115</sup>, sind aus nachvollziehbaren Gründen nicht an der Veröffentlichung von detaillierten Analysen ihrer derzeitigen und zukünftigen Energiesysteme interessiert, da dies konkurrierenden Unternehmen einen Wettbewerbsvorteil bieten würde.

In dieser Situation gibt es zwei grundsätzlich mögliche Alternativen. Zum einen können Analysen durchgeführt werden, die zwar auf dem Energiesystem eines realen EVU aufsetzen, allerdings mit Eingangsdaten, die so stark verfälscht sind, dass keine Rückschlüsse auf die tatsächliche Entscheidungssituation des EVU möglich sind. Die andere Möglichkeit besteht darin, ein fiktives EVU zu wählen. Der Vorteil der zweiten Variante besteht darin, dass realistische Annahmen zu den aktuellen und zukünftigen Eingangsgrößen für die strategische Planung verwendet werden können. Weiterhin ist es bei geeigneter Wahl des Energiesystems des fiktiven Unternehmens möglich, qualitative und quantitative Aussagen zu den Auswirkungen verschiedener Rahmenannahmen auf die Planungssituation zu geben und allgemeine Handlungsempfehlungen für EVU auszuarbeiten. Demgegenüber ist bei der erstgenannten Alternative gerade darauf zu achten, dass keine für die reale Situation von EVU

---

<sup>115</sup> Auf die Anwendungen des PERSEUS-EVU Modells bei EVU wird in Abschnitt 4.8 näher eingegangen.

relevanten Ergebnisse erzielt werden, so dass der einzige Zweck der Analysen im Nachweis der grundsätzlichen Anwendbarkeit der entwickelten Ansätze auf Praxisprobleme bestehen kann. Aus diesen Gründen wird im Rahmen dieser Arbeit das entwickelte Modell auf das Energiesystem eines fiktiven EVU angewendet.

Um eine möglichst große Allgemeingültigkeit der erarbeiteten Strategien zu gewährleisten, ist beim Entwurf des fiktiven Energiesystems darauf zu achten, dass es den realen Gegebenheiten möglichst nahe kommt, ohne jedoch zu stark am System eines einzelnen EVU angelehnt zu sein. Betrachtet man das Unternehmensgefüge in der Energie- bzw. Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland, so kommen als Adressaten für ein entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung Verbundunternehmen, Stadtwerke mit eigenen Anlagen im relevanten Umfang und unabhängige Stromproduzenten (Independent Power Producer, IPP) in Frage. Von diesen drei Gruppen stellen zweifelsohne die Verbundunternehmen den interessantesten Anwendungsfall dar, zum einen wegen des hohen Anteils von Anlagen dieser Unternehmensklasse am existierenden Kraftwerkspark der Bundesrepublik Deutschland, zum anderen wegen ihrer derzeit beherrschenden Marktposition, deren Verteidigung bzw. Ausbau in der Zukunft neue Investitionen in großem Umfang erfordert. Die Stadtwerke mit eigenen Anlagen sind aufgrund des im Vergleich zu Verbundunternehmen eher geringen zu erwartenden Investitionsvolumens weniger interessant. Bei einer Untersuchung der Situation von IPP würden dagegen aufgrund der nicht oder nur in geringem Umfang vorhandenen bestehenden Kraftwerkskapazitäten ein weitaus weniger komplexes Planungsproblem entstehen.

Im Rahmen der Modellanwendung wird daher ein exemplarisches bundesdeutsches Verbundunternehmen konstruiert. Die grundlegende Struktur des bestehenden Kraftwerksparks dieses Unternehmens wird dabei stark an der des gesamten bundesdeutschen Kraftwerksparks angelehnt, so dass sich sozusagen ein „durchschnittliches“ deutsches EVU ergibt. Auf den Aufbau dieses beispielhaften Energiesystems wird im folgenden Abschnitt detailliert eingegangen.

Im Anschluss an die allgemeine Beschreibung des analysierten Energiesystems werden die Annahmen und Ergebnisse für die verschiedenen betrachteten Anwendungsfälle vorgestellt. Dabei werden sowohl die Erkenntnisse in Bezug auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU als auch die Implikationen der Ergebnisse für die Einsatzmöglichkeiten der unterschiedlichen Modellversionen diskutiert.

Im einzelnen werden die folgenden Anwendungsfälle unter Einsatz der jeweils genannten Modellvarianten untersucht:

- Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz eines gewinnmaximierenden Ansatzes mit und ohne Investitions-Strafterm (ohne Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen, Kapitel 4.3)

- Investitions- und Produktionsprogrammplanung mit Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen unter Einsatz der einstufigen stochastischen Programmierung (Kapitel 4.4)
- Investitions- und Produktionsprogrammplanung mit Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen unter Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung (Kapitel 4.5)
- Untersuchung der Auswirkungen von Minderungsverpflichtungen für CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz des kombinierten Ansatzes auf Basis der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung (Kapitel 4.6)

Die sich bei der Anwendung der verschiedenen Modellversionen ergebenden Rückschlüsse auf die Komplexität der Optimieraufgaben werden im Anschluss in Abschnitt 4.7 diskutiert. Dabei wird sowohl auf die Größen der Matrizen als auch auf die resultierenden Ressourcenanforderungen eingegangen. Abschließend werden in Kapitel 4.8 die Praxisanwendungen des PERSEUS-EVU bei verschiedenen Energieversorgungsunternehmen aufgezeigt.

## **4.2 Beschreibung des Modells für das beispielhafte EVU**

### **4.2.1 Bestehender Kraftwerkspark**

Wie bereits angesprochen, soll das Energiesystem des fiktiven EVU die Struktur des bundesrepublikanischen Kraftwerksparks möglichst gut widerspiegeln. Bild 4-1 zeigt die Verteilung der Kraftwerkskapazitäten der Stromversorger auf verschiedene Primärenergieträger in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1998, Bild 4-2 die Elektrizitätserzeugung in diesen Kraftwerken im gleichen Jahr.

Neben der Festlegung der Struktur des Energiesystems ist die Frage nach der Größe des Energiesystems des exemplarischen Unternehmens von entscheidender Bedeutung. Da das exemplarische EVU ein Verbundunternehmen darstellen soll, ist in Tabelle 4-1 die Jahreshöchstlast in den Regelzonen der bundesdeutschen Verbundunternehmen für das Jahr 1999 angegeben.

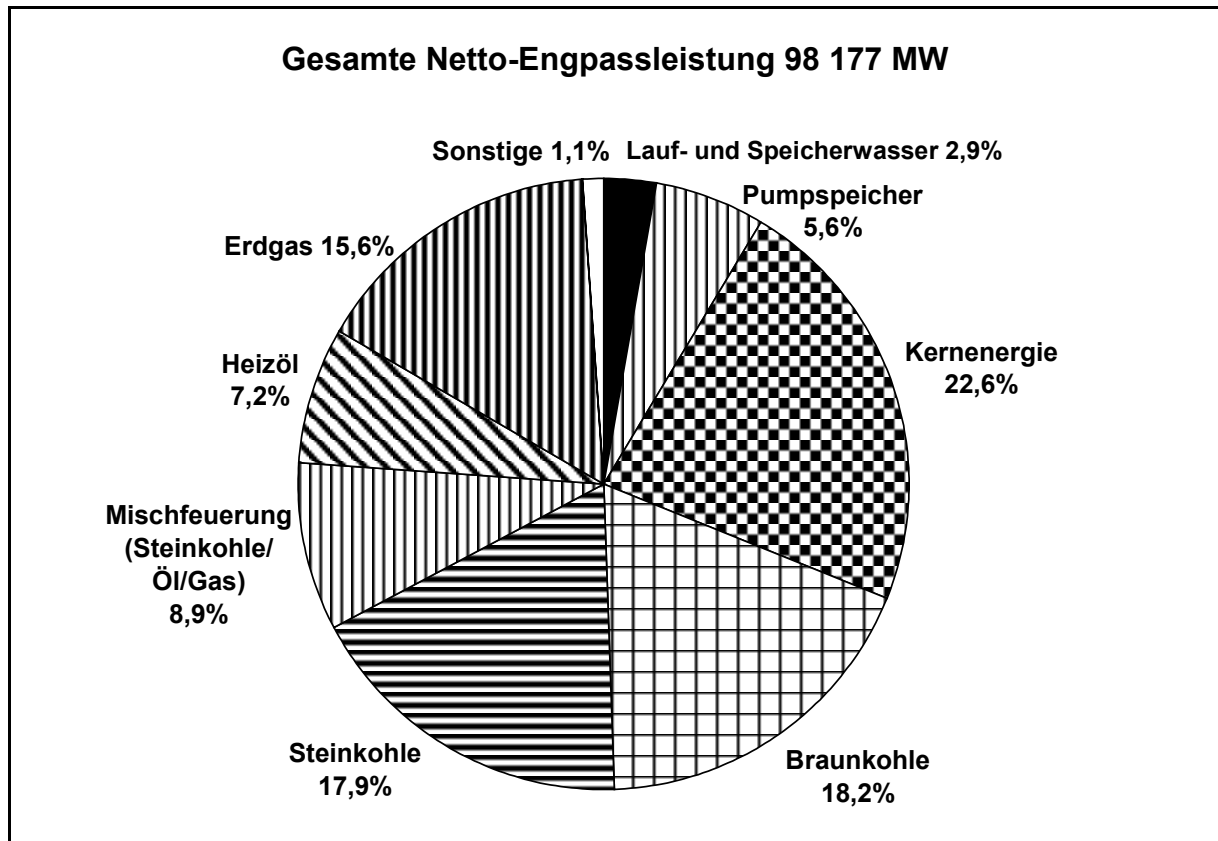


Bild 4-1: Netto-Engpassleistung der Kraftwerke der bundesdeutschen Stromversorger nach Energieträgern für das Jahr 1998 (nach [VDEW 2000, S. 18])

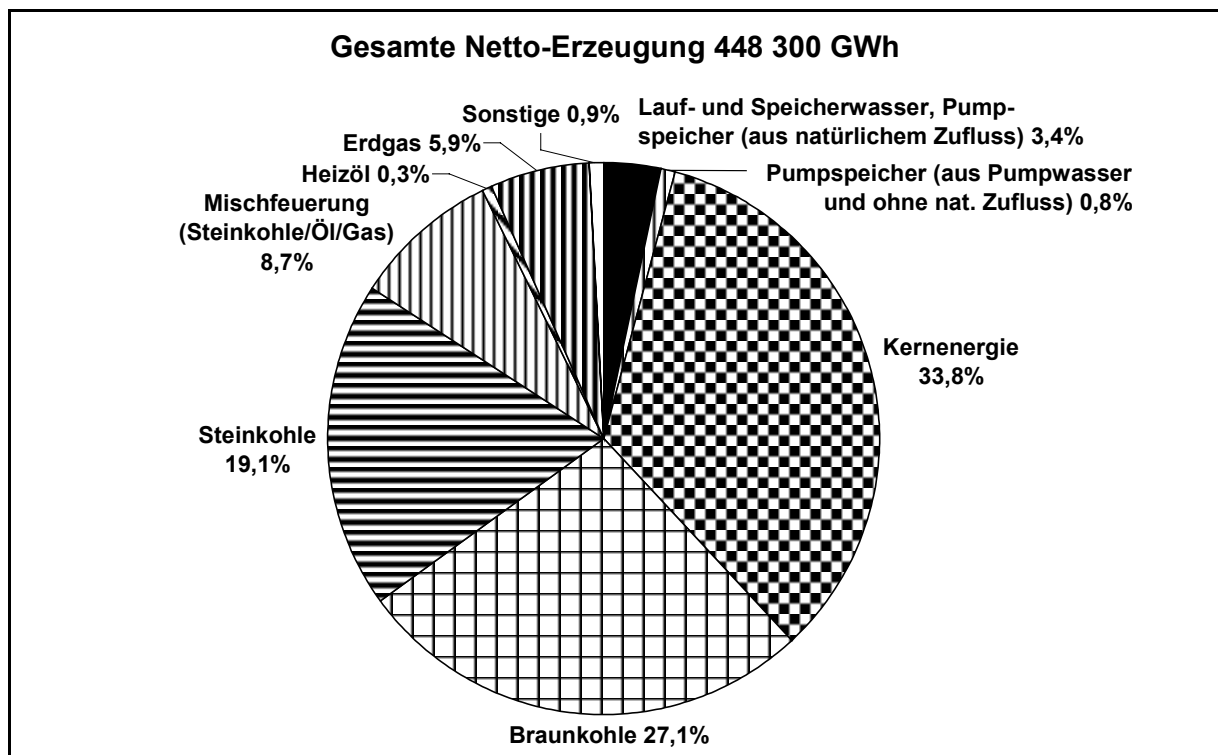


Bild 4-2: Netto-Erzeugung der bundesdeutschen Stromversorger nach Energieträgern für das Jahr 1998 (nach [VDEW 2000, S. 18])

Tabelle 4-1: Jahreshöchstlast in den Regelzonen der bundesdeutschen Verbundunternehmen im Jahr 1999

<b>Unternehmen</b>	<b>Jahreshöchstlast Regelzone [MW]</b>
Bayernwerk AG	8.200
Bewag AG	2.615
EnBW EnergieBaden-Württemberg AG	9.390
Hamburgische Electricitätswerke AG (HEW)	1.949
PreussenElektra AG	12.257
RWE Energie AG	21.916
VEAG Vereinigte Energiewerke AG	7.357
VEW Energie AG	4.888

Quelle: [DVG 2000, S. 47]

Wie Tabelle 4-1 zeigt, gibt es ausgeprägte Unterschiede zwischen den Größen der einzelnen Verbundunternehmen. Da grundsätzlich ein größeres Energiesystem für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung eine interessantere Aufgabenstellung bietet als ein System mit einer kleinen Zahl von Anlagen, orientiert sich die Größe des fiktiven Unternehmens an den vier großen Verbundunternehmen RWE (+ VEW), E.ON (hervorgegangen aus Bayernwerk und PreussenElektra), EnBW und VEAG. Auch angesichts der derzeitigen Umbruchsituation in der bundesdeutschen Energiewirtschaft, die insbesondere durch Konzentrationstendenzen gekennzeichnet ist, erscheint diese Ausrichtung sinnvoll, da die Kartellbehörden auf europäischer und nationaler Ebene sich dahingehend geäußert haben, dass sie eine Situation anstreben, in der in der Bundesrepublik mindestens vier große, voneinander unabhängige Elektrizitätsversorger vorhanden sind.

Die durchschnittliche Jahreshöchstlast in den Regelzonen der vier großen Verbundunternehmen im Jahr 1999 beträgt etwa 16.000 MW. Als Nettoengpassleistung des bestehenden Energiesystems des fiktiven Unternehmens wird ein etwas geringerer Wert von 15.000 MW angenommen, da zur Deckung der Last innerhalb der Regelzonen auch weitere Erzeuger, z.B. Stadtwerke und Industriebetriebe, beitragen. Die Aufteilung der Kraftwerksleistung auf die Energieträger orientiert sich an den in Bild 4-1 wiedergegebenen Anteilen, wobei auf 50 MW gerundet wird. Um den bundesdeutschen Kraftwerkspark durch das Energiesystem des beispielhaften EVU möglichst gut repräsentieren zu können, muss auch die Alterstruktur der verschiedenen Kraftwerksklassen der realen Situation nachempfunden werden. So kann gewährleistet werden, dass die Entscheidungen über den Zubau neuer Kapazitäten in einem Zeitrahmen getroffen werden, der die tatsächliche Planungssituation der großen Verbundunternehmen widerspiegelt. Die zur Modellierung des Auslaufens von Kraftwerkskapazitäten notwendigen Daten – Inbetriebnahmezeitpunkt, technische Nutzungsdauer, u. U. Informationen zu Nutzungsdauerverlängernden Maßnahmen –

für die Kraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland werden aus der PERSEUS-Datenbank zu Energieumwandlungstechnologien [Enzensberger et al. 2001] übernommen, in dem der gesamte bundesdeutsche Kraftwerkspark nach einzelnen Kraftwerksblöcken<sup>116</sup> abgebildet ist.

Nach geringfügigen Anpassungen, die hauptsächlich dazu dienen, dass der Kapazitätsrückgang in den einzelnen Perioden sich im Rahmen realitätsnaher Blockgrößen bewegt, ergeben sich für die verschiedenen Kraftwerksklassen über den Planungszeitraum die in Tabelle 4-2 wiedergegebenen Restkapazitäten. Die angegebenen Werte für die verbleibenden Kapazitäten gelten nur dann, wenn die jeweiligen Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer betrieben werden, wobei im Rahmen der Optimierung ein Rückbau einer nicht wirtschaftlichen Anlage vor dem eigentlichen Ende der technischen Nutzungsdauer erlaubt ist.

Tabelle 4-2: Entwicklung des Bestandes an Kraftwerkskapazitäten des beispielhaften EVU in 5-Jahres-Schritten (Netto-Engpassleistung in MW)

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Laufwasser</b> <sup>1)</sup>	450	350	350	350	120	120	100
<b>Pumpspeicher</b>	850	850	850	850	850	850	850
<b>Kernenergie</b> <sup>2)</sup>	3.400						
<b>Braunkohle</b>	2.800	2.250	1.750	1.500	1.150	1.000	1.000
<b>Steinkohle (inkl. Mischfeuerung)</b> <sup>3)</sup>	4.000	2.500	2.200	1.800	750	450	100
<b>Heizöl</b>	1.100	950	250	50	0	0	0
<b>Erdgas</b>	2.400	2.200	1.100	550	450	250	0
<b>Gesamt</b>	<b>15.000</b>	<b>9.100</b>	<b>6.500</b>	<b>5.100</b>	<b>3.320</b>	<b>2.670</b>	<b>2.050</b>

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis der PERSEUS-Datenbank zu Energieumwandlungstechnologien [Enzensberger et al. 2001]

- 1) Aufgrund der geringen installierten Leistung von reinen Speicherkraftwerken in der gesamten Bundesrepublik (238 MW in 1998) werden im beispielhaften EVU-Modell nur Laufwasserkraftwerke berücksichtigt.
- 2) Vgl. zur Modellierung des verbleibenden Bestandes an Kernkraftwerken den folgenden Absatz.
- 3) Da bei der Mehrzahl der Mischfeuerungen der Anteil von Heizöl bzw. Gas im Vergleich zum Steinkohleanteil gering ist (in 1998: 8 % bezogen auf die gesamte Erzeugung der Kraftwerke mit Mischfeuerungen nach [VDEW 2000, S. 25f.]), werden Mischfeuerungen und reine Steinkohlekraftwerke aggregiert betrachtet.

Bei der Modellierung des Bestandes an Kernkraftwerken wird im Gegensatz zu den anderen Kraftwerksklassen nicht auf die verbleibende technische Nutzungsdauer der Anlagen zurückgegriffen. Dies liegt darin begründet, dass in der Vereinbarung zum Ausstieg aus der Nutzung der Atomenergie vom 14. Juni 2000 [BMU 2000b] zwischen der Bundesregierung keine Restlaufzeiten für die bestehenden Kernkraft-

<sup>116</sup> Die blockscharfe Abbildungsweise gilt bei thermischen Kraftwerken ab einer Netto-Engpassleistung von 100 MW und bei Wasserkraftwerken ab 50 MW, kleinere Kraftwerke sind i. d. R. aggregiert abgebildet.

werke, sondern Reststrommengen, die die Erzeugung der einzelnen Kraftwerke ab dem 01.01.2000 beschränken, vereinbart wurden. Obwohl diese Reststrommengen pro Kraftwerk (bzw. Kraftwerksblock) vereinbart wurden, ist die tatsächliche Verteilung ihrer jeweiligen gesamten Reststrommengen auf die einzelnen Kraftwerke den Unternehmen freigestellt.

Um dieser Regelung im Modell Rechnung tragen zu können, wird eine zusätzliche Gleichung implementiert, die diese Beschränkung der gesamten, ab dem Jahr 2000 in Kernkraftwerken erzeugten Elektrizität abbildet. Die Berechnung der dem beispielhaften EVU zustehenden Reststrommenge erfolgt auf Basis des Verhältnisses der angenommenen Kernkraftwerksleistung zur gesamten Leistung aller bundesdeutschen Kernkraftwerke. Bei einer vereinbarten Gesamtreststrommenge von 2623,3 TWh ergibt sich für das Beispiel-EVU eine verbleibende Erzeugung von 402,1 TWh.

Innerhalb der durch die Energieträger definierten Kraftwerksklassen wird in der Mehrzahl der Fälle die vereinfachende Annahme getroffen, dass alle Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke in dieser Klasse durch die selben technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Parameter beschrieben werden können<sup>117</sup>. Eine Ausnahme bilden Steinkohlekraftwerke sowie erdgasbefeuerte Anlagen. Bei den Steinkohlekraftwerken wird ein gewisser Anteil als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen modelliert. Dieser Anteil orientiert sich am Anteil der Leistung von KWK-Anlagen in der Bundesrepublik (nach [AGFW 1998, S. 4]) an der gesamten installierten Kraftwerksleistung von 11,4 % im Jahr 1997. Bezogen auf die gesamte installierte Leistung des beispielhaften EVU ergibt sich damit im Basisjahr eine Leistung von 1700 MW für Steinkohle-befeuerte Kraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Bei den Gaskraftwerken wird zwischen Anlagen mit gasbefeuerten Kesseln und Gasturbinen unterschieden.

Die zur Charakterisierung der bestehenden Kraftwerke verwendeten Daten stammen ebenfalls aus der PERSEUS Technologie-Datenbank.

### 4.2.2 Zubauoptionen

Neben der Abbildung des bestehenden Kraftwerksparks ist die Integration realitätsnaher Zubauoptionen für zukünftig zu installierende Energieumwandlungsanlagen von entscheidender Bedeutung. Aus diesem Grund wird auch hier auf die Daten aus der PERSEUS Technologie-Datenbank zurückgegriffen. Im einzelnen werden die folgenden Anlagentypen berücksichtigt, wobei i. d. R. zu einem Anlagentyp mehrere Anlagen im Modell integriert sind, um dem zu erwartenden

---

<sup>117</sup> In einem beispielhaften Modell ist eine solche Vereinfachung angemessen, insbesondere angesichts der Tatsache, dass eine derartige Aggregation zu Kraftwerksklassen auch in vielen Modellen, die reale Energiesysteme nachbilden, vorgenommen wird (vgl. beispielsweise [Forum 1999] und [Forum 2000]).

technischen Fortschritt über den Betrachtungszeitraum Rechnung zu tragen.<sup>118</sup> Insgesamt sind 73 verschiedene Energieumwandlungsanlagen abgebildet.<sup>119</sup>

#### Anlagen auf Basis fossiler Energieträger:<sup>120</sup>

- Braunkohle-befeuerte Kraftwerke:
  - Staubfeuerung, unterkritischer Dampferzeuger
  - Staubfeuerung, überkritischer Dampferzeuger (BoA)<sup>121</sup>
  - Staubfeuerung, überkritischer Dampferzeuger mit WTA (BoA-Plus, ab 2005)<sup>122</sup>
  - Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (ab 2005)
- Steinkohle-befeuerte Kraftwerke:
  - Staubfeuerung, unterkritischer Dampferzeuger
  - Staubfeuerung, überkritischer Dampferzeuger
  - Wirbelschichtfeuerung
  - Gas- und Dampfturbinenkraftwerk – Druckwirbelschichtfeuerung
  - Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Kohlevergasung
- Erdgas-befeuerte Kraftwerke:
  - Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
  - Gasturbinenkraftwerk

#### Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger:<sup>123</sup>

- Biomasse-Zuführung in Steinkohle-Wirbelschichtfeuerung
- Biomasse-Heizkraftwerk
- Holzheizkraftwerk mit integrierter Holzvergasung
- Windkraftanlage (Binnenland – „Onshore“)
- Windkraftanlage (vor der Küste – „Offshore“)
- Photovoltaikmodule klein (Installation auf Dächern)
- Photovoltaikmodule groß (Installation auf Freiflächen)

<sup>118</sup> Dies wird im Modell durch Restriktionen realisiert, die einen Zubau von Zukunftstechnologien erst ab dem erwarteten Zeitpunkt der Markteinführung zulassen.

<sup>119</sup> Vgl. zu den verschiedenen abgebildeten Technologien bspw. [VDI 1999].

<sup>120</sup> Auf die Integration von Kernkraftwerken als Zubauoptionen wird angesichts der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen verzichtet.

<sup>121</sup> BoA: Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik.

<sup>122</sup> WTA: Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung.

<sup>123</sup> Bei regenerativen Energieträgern spielen neben den Charakteristika der Energieumwandlungstechnologien die verfügbaren Potentiale eine wichtige Rolle. Die im Modell verwendeten Daten basieren auf den aktuellen Arbeiten von [Rentz et al. 2001], die im Rahmen eines vom Land Baden-Württemberg geförderten Projektes durchgeführt wurden. Aus der Vielzahl der dort analysierten Anlagen wurden für jede Technologieklasse repräsentative Beispiele ausgewählt. Dabei wird auch hier dem technischen Fortschritt durch Integration verschiedener Zukunftstechnologien, die sich bspw. durch bessere Wirkungsgrade und Verfügbarkeiten oder geringere spezifische Investitionen auszeichnen, Rechnung getragen.



### 4.2.3 Nachfrage nach Elektrizität und Wärme

Wie bei der Einführung der Gewinnmaximierung in Kapitel 3.2.3 aufgezeigt, basiert dieser Ansatz im Gegensatz zu einer Ausgabenminimierung nicht auf der Vorgabe fester Niveaus für die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme. Stattdessen wird die Nachfrage in den abgebildeten Marktsegmenten durch obere und untere Grenzen beschränkt, die die maximal ausschöpfbare bzw. mindestens zu erfüllende Nachfrage für ein EVU repräsentieren. Analog zum Entwurf des Energiesystems des beispielhaften EVU orientiert sich auch die Modellierung der Nachfrage nach Elektrizität und Wärme an den realen Gegebenheiten in der Bundesrepublik Deutschland.

Bevor die eigentlichen Daten zur Entwicklung der Nachfrage für das Beispiel-EVU festgelegt werden können, ist eine Einteilung der gesamten Nachfrage in möglichst homogene Marktsegmente vorzunehmen. Nur bei ausreichend homogenen Segmenten ist deren sinnvolle Charakterisierung durch einheitliche Marktpreise und Lastkurven realisierbar. Bei der Anwendung des PERSEUS-EVU Modells für ein reales EVU wird sich diese Einteilung in aller Regel an der vorhandenen Kunden- und Tarifstruktur des Unternehmens orientieren. Insbesondere ist es auch möglich, bedeutende Kunden einzeln abzubilden. Für das beispielhafte EVU werden die folgenden aggregierten Marktsegmente definiert, wobei bei der Elektrizitätsnachfrage jeweils zwischen der Nachfrage innerhalb und außerhalb des Netzgebietes des EVU unterschieden wird<sup>124</sup> (dies gilt nicht für die an Börsen bzw. Spotmärkten gehandelten Produkte).

#### Marktsegmente Elektrizität:

- Haushalte
- Kleinverbraucher
- Industrie
- Weiterverteiler (hauptsächlich kommunale Unternehmen, z. B. Stadtwerke)
- Auf Großhandelsmärkten gehandelte Produkte
  - Grundlast (Base, 24/7<sup>125</sup>)
  - Spitzenlast (Peak, 8/5<sup>126</sup>)

#### Marktsegmente Wärme:

- Raumwärme (Fernwärme)
- Prozesswärme

---

<sup>124</sup> Die Unterscheidung zwischen Kunden innerhalb und außerhalb des Netzgebietes des EVU dient nicht nur zur Abbildung von Netznutzungsentgelten (vgl. Kapitel 3.2.3), sondern ist vor allem deshalb notwendig, um die im regulierten Markt gewachsenen Strukturen berücksichtigen zu können (hoher Marktanteil und hohe Kundenbindung innerhalb des Netzgebietes im Gegensatz zur Situation in den Netzgebieten anderer Unternehmen).

<sup>125</sup> 24/7 bedeutet, dass 24 Stunden an 7 Tagen in der Woche geliefert wird.

<sup>126</sup> 8/5 steht für eine Lieferung von 8 bis 16 Uhr an den Werktagen.

Die Projektionen der gesamten Höhe der Elektrizitätsnachfrage in der Bundesrepublik Deutschland als Summe der Nachfrage innerhalb und außerhalb des eigenen Netzgebietes sowie die Werte für die Nachfrage in den Marktsegmenten Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie sind aus [Prognos 2000] entnommen. Da dort nur Werte bis zum Jahr 2020 angegeben sind, werden die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums fehlenden Werte linear extrapoliert. Bei der Nachfrage nach auf Börsen und Spotmärkten gehandelten Produkten wird unterstellt, dass sich der derzeit noch vernachlässigbar kleine Anteil des so gehandelten Stroms bis zum Jahr 2005 auf 20 % der gesamten Elektrizitätsnachfrage erhöht<sup>127</sup>. Die absolute Höhe der gesamten Nachfrage innerhalb der anderen Marktsegmente wird dadurch nicht gemindert, vielmehr werden die vom EVU ausschöpfbaren Anteile entsprechend verringert.

Die Aufteilung zwischen der Nachfrage innerhalb und außerhalb des eigenen Netzgebietes wird anhand des Verhältnisses der installierten Leistung des beispielhaften Unternehmens zur gesamten installierten Leistung in der Bundesrepublik Deutschland vorgenommen. Weiterhin ist es notwendig, zwischen der Nachfrage, die direkt vom Beispiel-EVU befriedigt wird, und dem Anteil der Weiterverteiler zu differenzieren. Laut [VKU 2000] betrug der Anteil der Stromabgabe der kommunalen Unternehmen an der gesamten Abgabe im Jahr 1999 rund 36 %. Daher wird für das beispielhafte Verbundunternehmen angenommen, dass dieser Anteil der gesamten Nachfrage innerhalb bzw. außerhalb des eigenen Netzgebietes von Weiterverteilern nachgefragt wird. Dabei wird unterstellt, dass die Struktur der Nachfrage nach Kundengruppen bzw. Marktsegmenten in den direkt und indirekt versorgten Teilgebieten gleich ist.

Bei der Wärmenachfrage wird keine Unterscheidung der Nachfrage innerhalb und außerhalb des Netzgebietes vorgenommen. Bei der Fernwärmenachfrage wird weiterhin angenommen, dass das beispielhafte Verbundunternehmen keine eigenen Fernwärmenetze betreibt, sondern lediglich die Fernwärme ab Kraftwerk den Betreibern der Fernwärmenetze (z. B. Stadtwerke) bereitstellt.

Auf Basis dieser Annahmen ergeben sich die in Tabelle 4-3 angegebenen Werte für die gesamte Nachfrage nach Elektrizität in den abgebildeten Marktsegmenten.

---

<sup>127</sup> Der Wert von 20 % der gesamten Nachfrage entspricht in etwa dem in bereits länger liberalisierten Märkten erreichten Handelsvolumen auf Börsen und Spotmärkten, vgl. u. a. [Weizsäcker 1998, S. 17] und [Müller 1998].

Tabelle 4-3: Entwicklung der gesamten Nachfrage [PJ] nach Elektrizität in den abgebildeten Marktsegmenten über den Betrachtungszeitraum

<b>Marktsegment</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Haushalte innerhalb des Netzgebietes</b>	12,4	12,7	12,8	12,8	12,5	12,3	12,0
<b>Haushalte außerhalb des Netzgebietes</b>	68,5	70,2	71,1	70,8	69,4	68,0	66,7
<b>Industrie innerhalb des Netzgebietes</b>	18,6	19,6	20,4	21,1	21,6	22,2	22,8
<b>Industrie außerhalb des Netzgebietes</b>	103,3	108,5	113,4	116,8	120,0	123,1	126,3
<b>Kleinverbraucher innerhalb des Netzgebietes</b>	11,9	12,4	13,1	13,7	14,0	14,4	14,7
<b>Kleinverbraucher außerhalb des Netzgebietes</b>	66,0	68,9	72,9	75,8	77,7	79,6	81,5
<b>Weiterverteiler innerhalb des Netzgebietes</b>	24,1	25,1	26,1	26,7	27,1	27,5	27,8
<b>Weiterverteiler außerhalb des Netzgebietes</b>	133,7	139,3	144,8	148,2	150,2	152,3	154,3
<b>Summe</b>	<b>438,5</b>	<b>456,7</b>	<b>474,7</b>	<b>485,8</b>	<b>492,6</b>	<b>499,3</b>	<b>506,1</b>

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von [Prognos 2000], [VKU 2000]

Neben der absoluten Höhe der Nachfrage in den verschiedenen Marktsegmenten sind beim Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes vor allem die Annahmen zu den oberen und unteren Grenzen der vom betrachteten EVU ausschöpfbaren Nachfrage sowie die Entwicklung der Marktpreise innerhalb der Segmente von großer Bedeutung. Bei der Nachfrage innerhalb des eigenen Netzgebietes wird davon ausgegangen, dass das EVU für den Fall, dass es zu marktüblichen Preisen anbieten kann, zu Beginn des Planungszeitraums einen sehr hohen Marktanteil halten kann. Dies gilt insbesondere für den Haushaltssektor<sup>128</sup>, während im Sektor Kleinverbraucher und vor allem bei den Industriekunden eine höhere Wechselquote angenommen wird. Eine vergleichsweise hohe Wechselbereitschaft wird auch bei dem von Weiterverteilern abgedeckten Nachfrageanteil unterstellt. Außerhalb des eigenen Netzgebietes wird dementsprechend anfangs von relativ geringen erreichbaren Marktanteilen ausgegangen.

Mit fortschreitender Dauer des Planungszeitraums wird eine gewisse Angleichung zwischen den Verhältnissen innerhalb und außerhalb des Netzgebietes des EVU angenommen. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Anteil der vom EVU ausschöpfbaren Nachfrage an der gesamten bundesdeutschen Nachfrage nur leicht ansteigt. Am Ende des Betrachtungszeitraums liegt dieser Anteil um rund 10 % höher als im Basis-

<sup>128</sup> Die bisherigen Erfahrungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland haben gezeigt, dass die Bereitschaft der Haushaltskunden, den Versorger zu wechseln, sehr gering ist (vgl. u. a. [GFK 2000], [VDEW 1999b], [Warentest 2000]).

jahr 2000. Damit ergibt sich die in Tabelle 4-4 wiedergegebene Entwicklung der maximal ausschöpfbaren Marktanteile in den abgebildeten Marktsegmenten.

Tabelle 4-4: Entwicklung der maximal ausschöpfbaren Marktanteile des beispielhaften EVU über den Betrachtungszeitraum

<b>Marktsegment</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Haushalte innerhalb des Netzgebietes</b>	98%	95%	90%	85%	80%	75%	70%
<b>Haushalte außerhalb des Netzgebietes</b>	0,4%	1%	2%	3%	4%	5%	6%
<b>Industrie innerhalb des Netzgebietes</b>	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
<b>Industrie außerhalb des Netzgebietes</b>	0,4%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
<b>Kleinverbraucher innerhalb des Netzgebietes</b>	95%	90%	80%	70%	60%	50%	40%
<b>Kleinverbraucher außerhalb des Netzgebietes</b>	0,2%	2%	4%	6%	8%	10%	12%
<b>Weiterverteiler innerhalb des Netzgebietes</b>	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%
<b>Weiterverteiler außerhalb des Netzgebietes</b>	0,8%	6%	8%	10%	12%	14%	16%

Quelle: eigene Berechnungen

Das im Modell angenommene aktuelle Niveau der Marktpreise für Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie sowie deren Entwicklung über den Betrachtungszeitraum orientieren sich an den Werten für die typischerweise von diesen Kunden genutzten Spannungsebenen aus [Prognos 2000, S. 395] sowie an Berechnungen unter Einsatz des PERSEUS-ICE Modells für den europäischen Elektrizitätsmarkt [Enzensberger et al. 2001]. Ausgehend von den so bestimmten Preisen für Grundlast- und Spitzenlastzeiten werden Preisniveaus für die verschiedenen Marktsegmente abgeleitet. Dabei werden zur Bestimmung der Preisstaffelung zum einen die Form der für die einzelnen Nachfragegruppen hinterlegten Lastkurven, zum anderen die in den Segmenten typischerweise anfallenden Handelsvolumina herangezogen. Aufgrund der Tatsache, dass im PERSEUS-EVU Modell nur Ausgaben berücksichtigt werden, die im Kraftwerksbereich anfallen, haben die Spannungsebenen, auf denen die einzelnen Kundengruppen typischerweise versorgt werden, dagegen keinen Einfluss auf die Preisniveaus.<sup>129</sup> Preisbestandteile, die sich auf die Bereiche der Vertriebs- und Verwaltungsausgaben beziehen, gehen ebenfalls nicht in das Modell ein. Zur Bestimmung der Preise der auf Strombörsen bzw. Spotmärkten gehandelten Produkte

<sup>129</sup> Aus diesem Grund ergeben sich insbesondere auf den niedrigeren Spannungsebenen deutlich niedrigere Preise als in [Prognos 2000, S. 395] angegeben, da dort auch die Ausgaben im Netzbereich berücksichtigt werden.

werden neben den Ergebnissen des PERSEUS-ICE Modells und den Prognosen aus [Prognos 2000] auch Analysen der Preisschwankungen derartiger Produkte auf bereits seit längerem liberalisierten Märkten (siehe [Dreher et al. 1999]) einbezogen.

Die Entwicklung der im Modell angenommenen Marktpreise für Elektrizität in den einzelnen Marktsegmenten zeigt Tabelle 4-5.

Tabelle 4-5: Entwicklung der Marktpreise für Elektrizität [Pf/kWh] über den Betrachtungszeitraum

Marktsegment	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
<b>Haushalte</b>	6,3	6,5	7,0	7,5	7,9	8,1	7,9	7,9
<b>Kleinverbraucher</b>	6,0	6,3	6,8	7,2	7,6	7,8	7,6	7,6
<b>Industrie</b>	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0	7,2	7,0	7,0
<b>Weiterverteiler</b>	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0	7,2	7,0	7,0
<b>Börse – Base</b>	5,0	5,2	5,6	6,0	6,3	6,5	6,3	6,3
<b>Börse – Peak</b>	6,1	6,4	6,9	7,4	7,7	7,9	7,7	7,7

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von [Prognos 2000]

Für die Benutzung des unternehmenseigenen Hochspannungsnetzes werden keine Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Auch für den Zugang zu Nachfragesegmenten außerhalb des eigenen Netzgebietes des EVU werden lediglich Netznutzungsentgelte auf der Höchstspannungsebene berücksichtigt, die für die Übertragung aus dem eigenen Netzgebiet in das eines anderen Verbundunternehmens zusätzlich anfallen.<sup>130</sup> Diese werden in Anlehnung an [Prognos 2000, S. 395] mit 1 Pf/kWh angenommen.

#### 4.2.4 Entwicklung der Preise für Primärenergieträger

Zur Sicherung der Konsistenz der unterstellten Entwicklung der Primärenergieträgerpreise mit den Annahmen zur Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und der Marktpreise für Strom wird auch in diesem Bereich auf die Projektionen von [Prognos 2000, S. 204] zurückgegriffen, wobei die Werte für die Jahre nach 2020 extrapoliert werden müssen.

### 4.3 Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz eines gewinnmaximierenden Ansatzes mit und ohne Investitions-Strafterm

#### 4.3.1 Einleitung

In diesem Abschnitt wird die neu entwickelte gewinnmaximierende Zielfunktion mit und ohne Strafterm für das Investitionsvolumen (siehe Gleichung (3.3)) in der

<sup>130</sup> Nur mit dieser Annahme kann die Konsistenz zu den unterstellten Strompreisniveaus gesichert werden, da diese ebenfalls keine Netznutzungsentgelte enthalten.

deterministischen Version des PERSEUS-EVU Modells für das beispielhafte EVU angewendet. Der verwendete Eingangsdatensatz entspricht der Beschreibung aus dem vorangegangenen Abschnitt 4.2, zusätzliche Annahmen sind lediglich in Hinblick auf den Gewichtungsfaktor für den Investitions-Strafterm notwendig. Dieser wird im Bereich von 0 bis 2 variiert, um die Auswirkungen verschieden hoher Gewichtungsfaktoren auf die Investitionsplanung zu untersuchen.

Zunächst werden in Kapitel 4.3.2 die Modellergebnisse aufgezeigt, die sich beim Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes ohne Investitions-Strafterm ergeben. Aufgrund der Tatsache, dass diese Ergebnisse als Referenzfall sowohl für die in Abschnitt 4.3.3 aufgezeigten Auswirkungen einer Variation des Gewichtungsfaktors für den Investitions-Strafterm als auch für die weiteren Modellrechnungen unter Einsatz der stochastischen Programmierung dienen, werden die erzielten Ergebnisse detailliert beschrieben.

### 4.3.2 Modellergebnisse bei Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes ohne Investitions-Strafterm

Die Entwicklung des gesamten Kraftwerksparks des beispielhaften EVU nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum bei Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes ohne Investitions-Strafterm zeigt Bild 4-3.

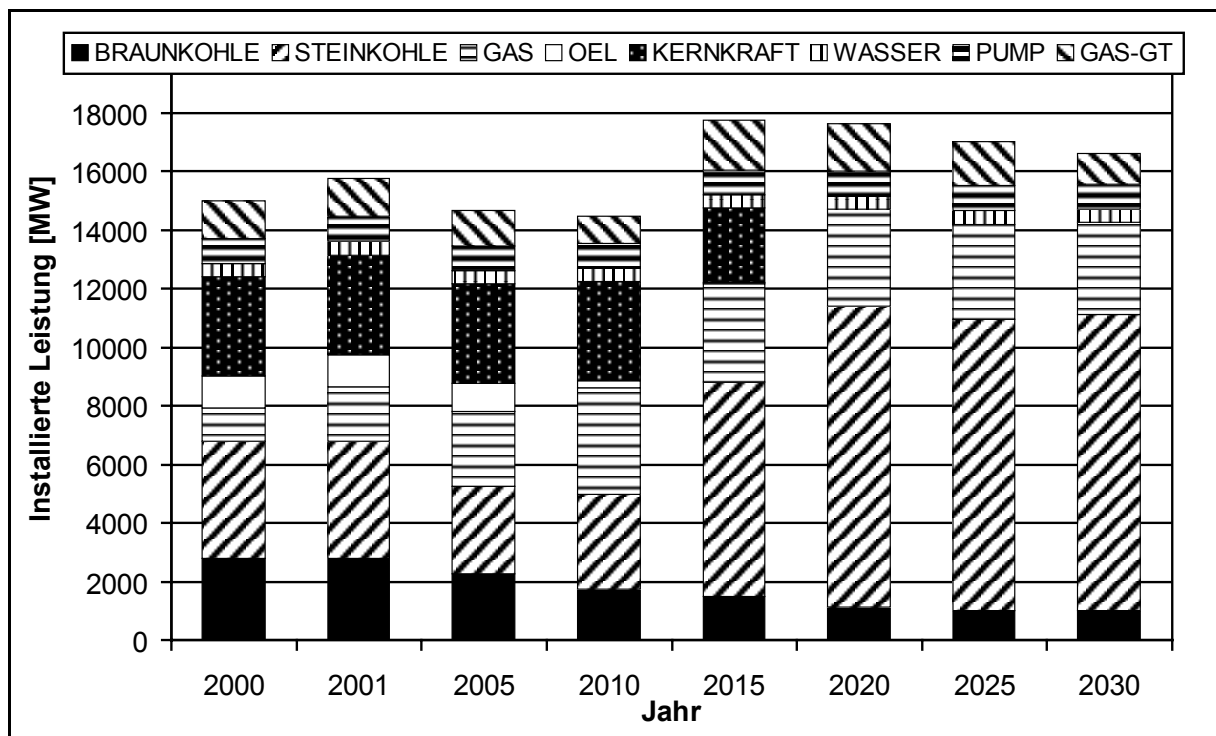


Bild 4-3: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Aus Bild 4-3 ist ersichtlich, dass sich der im Basisjahr sehr heterogene Kraftwerkspark, der in etwa die Struktur des bestehenden Energiesystems in der Bundesrepublik

Deutschland widerspiegelt, zum Ende des Betrachtungszeitraums hin stark ändert. Im Jahr 2030 wird der Kraftwerkspark im wesentlichen durch steinkohle- und erdgasbefeuerte Anlagen dominiert. Neben dem Auslaufen bestehender Kapazitäten (vgl. Tabelle 4-2) ist diese Entwicklung auf den Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten zurückzuführen, dessen zeitliche Verteilung auf die eingesetzten Energieträger in Bild 4-4 dargestellt ist.

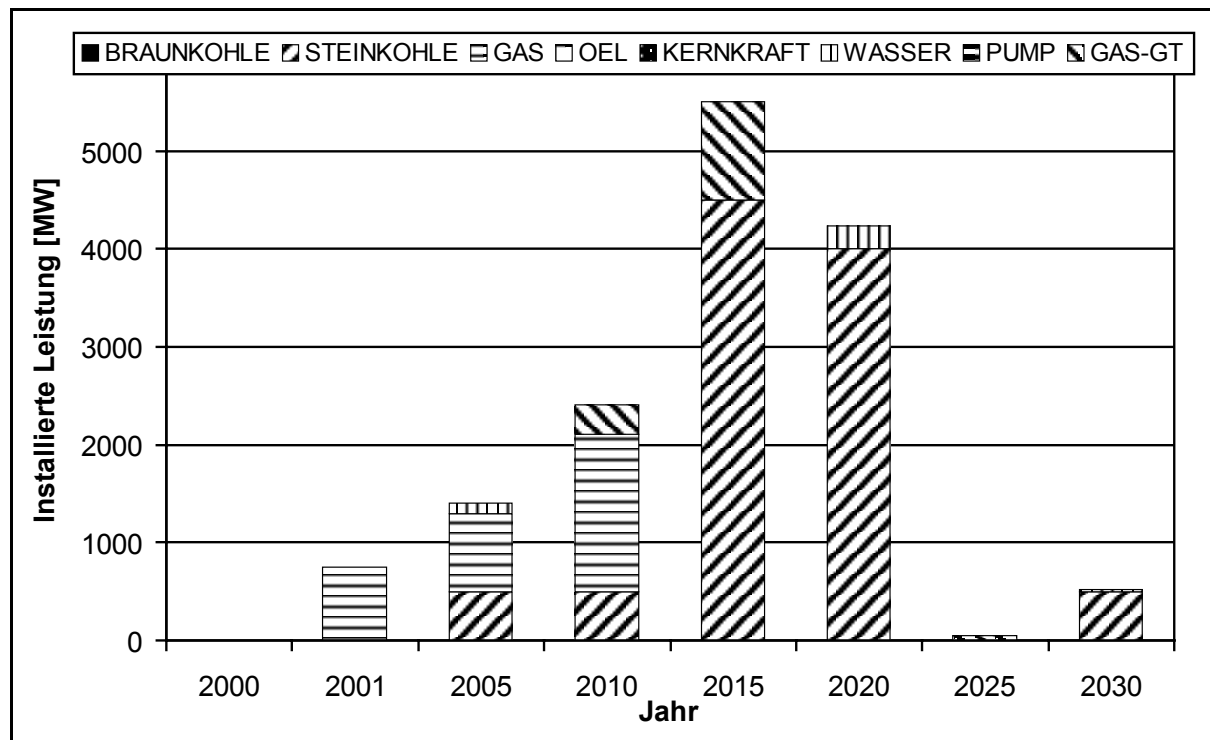


Bild 4-4: Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Bei der Errichtung neuer Kraftwerke ist eine deutliche Unterteilung in zwei Phasen erkennbar. Bis zum Jahr 2010 werden neben zwei steinkohlebefeuernden Heizkraftwerken nur erdgasbefeuerte Anlagen installiert, und zwar sowohl GuD-Anlagen für den Grund- und Mittellastbetrieb als auch Gasturbinen für die Deckung der Lastspitzen sowie die Bereitstellung von Reserveleistung. Ab dem Jahr 2015 dagegen werden nur noch Spitzenlastkraftwerke auf Erdgasbasis zugebaut, in der Grund- und Mittellast werden auslaufende Anlagen durch Steinkohlekraftwerke ersetzt. Der Zubau von Laufwasserkraftwerken in 2005 und 2020 repräsentiert keinen völligen Neubau, sondern die Durchführung von lebensdauerverlängernden Maßnahmen an bestehenden Anlagen, welche ansonsten das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht hätten. Der Grund für die Ausprägung dieser beiden Phasen liegt in der angenommenen Entwicklung der Primärenergieträgerpreise. Ab dem Jahr 2010 steigt der Erdgaspreis im Vergleich zum Steinkohlepreis stärker an, so dass nicht länger erdgasbefeuerte GuD-Anlagen im Grund- und Mittellastbetrieb die günstigste Option darstellen, sondern moderne steinkohlebefeuerte Kraftwerke (Staubfeuerung, unterkritisch).

Durch diese Entwicklung lässt sich auch das im Jahr 2010 auftretende Minimum der gesamten installierten Kapazität erklären, das auf das brennstoffpreisbedingte Zurückstellen der Installation neuer Grund- und Mittellastkapazitäten bis zum Jahr 2015 zurückzuführen ist.

Diese Veränderung der relativen Vorteilhaftigkeit der beiden Energieträger Erdgas und Steinkohle über den Betrachtungszeitraum wirkt sich auch auf die Entwicklung der Ausnutzungsgrade (angegeben als Volllaststunden) der Anlagen aus, die in Tabelle 4-6 aufgeführt sind.

Tabelle 4-6: Durchschnittliche Auslastung (in Volllaststunden pro Jahr) der Anlagen nach Energieträgern (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

<b>Energieträger</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>Braunkohle</b>	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
<b>Steinkohle</b>	6.511	6.570	7.035	7.332	7.166	7.149	7.164	7.173
<b>Erdgas</b>	3.231	2.951	2.723	3.291	2.861	2.401	2.422	1.522
<b>Öl</b>	5	2	0	0	0	0	0	0
<b>Kernkraft</b>	2.831	3.709	7.500	7.500	6.826	0	0	0
<b>Laufwasser</b>	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
<b>Pumpspeicher</b>	2.000	2.000	2.000	2.000	1.435	362	230	2.000
<b>Erdgas-Gasturbine</b>	622	322	112	33	57	0	0	0
<b>Durchschnitt</b>	<b>4.310</b>	<b>4.406</b>	<b>5.422</b>	<b>5.486</b>	<b>5.322</b>	<b>5.774</b>	<b>5.750</b>	<b>5.705</b>

Quelle: eigene Berechnungen

Es ist zu erkennen, dass die durchschnittliche Auslastung von Gaskraftwerken für die Mittel- und Grundlast ab dem Jahr 2005 aufgrund der Installation von modernen GuD-Kraftwerken zunächst ansteigt. Ab dem Jahr 2015 sinkt die jährliche Volllaststundenzahl der GuD-Anlagen wieder ab, was auf den Zubau von neuen Steinkohlekraftwerken für den Einsatz im Grundlastbetrieb zurückzuführen ist. Auch der Verlauf der Nutzung der dem Beispiel-EVU zur Verfügung stehenden verbleibenden Strommenge aus Kernkraftwerken lässt sich anhand von Tabelle 4-6 gut nachvollziehen. Da in den Jahren vor 2005 braun- und steinkohlebefeuerte Kapazitäten noch nicht in relevantem Umfang auslaufen und somit ausreichend Grundlastkapazität zur Verfügung steht, werden die Kernkraftwerke erst ab 2005 mit maximaler Auslastung gefahren. Im Jahr 2020 werden alle Kernkraftwerke stillgelegt, da die verbleibende Strommenge aufgebraucht ist, schon in der Periode 2015 können die restlichen Kapazitäten nicht mehr mit voller Auslastung genutzt werden<sup>131</sup>. Die bestehenden Braunkohle- und Lauf-

<sup>131</sup> Wie beim Zubau neuer Anlagen stellen auch beim Rückbau bestehender Anlagen ganzzahlige Variablen sicher, dass nur ganze Blöcke stillgelegt werden können.



wasserkraftwerke werden über den gesamten Betrachtungszeitraum mit maximaler Ausnutzung eingelastet.

Im Spitzenlastbereich werden zunächst neben Pumpspeicher-Kraftwerken vor allem erdgasbefeuerte Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, der Einsatz ölbefeuerte Gasturbinen beschränkt sich hingegen auf die absoluten Lastspitzen am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage. In späteren Jahren geht die Nutzung von Gasturbinen stark zurück, die neu zugebauten erdgasbefeuerten Anlagen werden lediglich zur Bereitstellung von Reserveleistung vorgehalten. Dies ist, ebenso wie die geringere Auslastung der Pumpspeicherkraftwerke, auf den sinkenden Anteil reiner Grundlastkapazitäten wie Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke und den verstärkten Einsatz von sowohl für den Grund- als auch Mittellastbetrieb geeigneten Anlagen, insbesondere GuD- und Steinkohlekraftwerken, zurückzuführen. Diese Entwicklung kann anhand der Einlastung der Kapazitäten am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2000 (Bild 4-5) und das Jahr 2030 (Bild 4-6) veranschaulicht werden.

Noch deutlicher als an der Aufteilung der Kapazitäten auf die einzelnen Energieträger (Bild 4-3) lässt sich an dieser Darstellung erkennen, dass der Kraftwerkspark im Jahr 2030 stark von steinkohlebefeuerten Anlagen dominiert wird. Dies wirkt sich auch auf die Entwicklung der Anteile der einzelnen Anlagentypen an der gesamten Elektrizitätsproduktion aus, die in Bild 4-7 dargestellt ist.

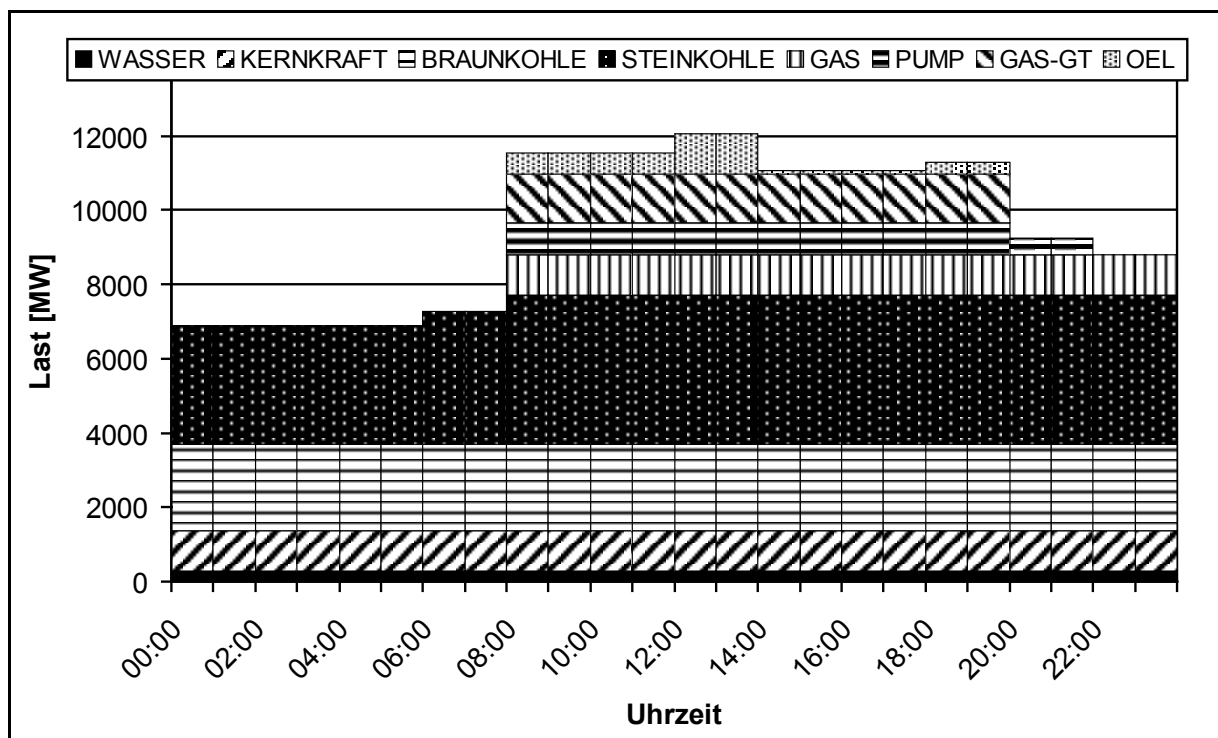


Bild 4-5: Einlastung der Kraftwerke am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2000 (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

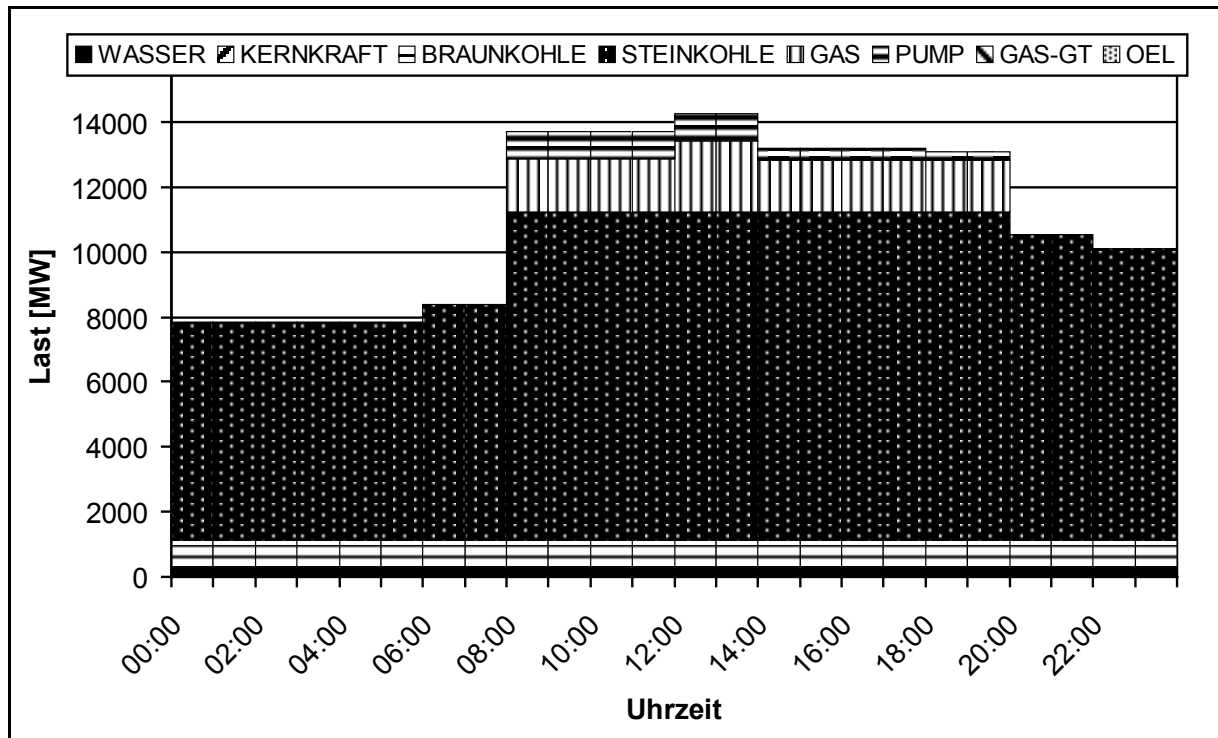


Bild 4-6: Einlastung der Kraftwerke am Tag der maximalen Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2030 (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

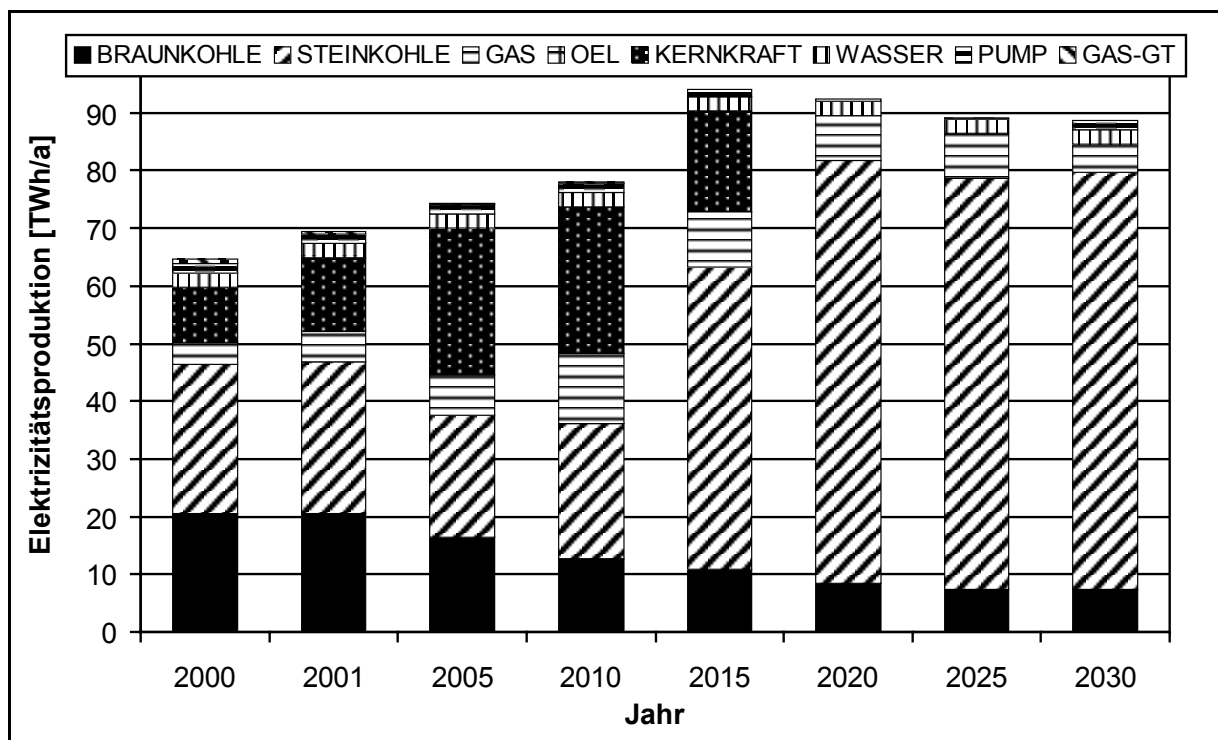


Bild 4-7: Entwicklung der Elektrizitätsproduktion nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Es stellt sich die Frage, ob eine solche, lediglich auf ökonomischen Gesichtspunkten basierende Strategie trotz ihrer Vorteilhaftigkeit unter den angenommenen Rahmenbedingungen aufgrund der sich ergebenden Abhängigkeit von einem einzigen Energieträger für ein reales EVU akzeptabel ist. Dabei spielen neben Fragen der Verfügbarkeit des betreffenden Energieträgers auch erhöhte Preisrisiken eine Rolle, die durch ein breiter gestreutes Portfolio von Primärenergieträgern abgemildert werden können. Angesichts der nach einem Ausstieg aus der zivilen Nutzung der Kernenergie verbleibenden Optionen kann unter Abhängigkeitsgesichtspunkten vor allem eine verstärkte Nutzung des heimischen Primärenergieträgers Braunkohle Abhilfe schaffen.<sup>132</sup> Eine intensivere Nutzung von Erdgas dagegen ist aufgrund des beschränkten Anbieterkreises dem Einsatz der auf dem Weltmarkt aus vielen verschiedenen Quellen verfügbaren Steinkohle nicht unbedingt vorzuziehen, kann jedoch zu einer besseren Streuung des Primärenergieträgerportfolios beitragen. Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energiequellen ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht zielführend, bei Einbeziehung weiterer Kriterien wie Umweltbelastungen bzw. Rahmenbedingungen wie Emissionsminderungsvorgaben oder Quotenregelungen kann sich diese Situation jedoch verändern, wie in den Kapitel 4.6 aufgezeigt wird.

Die verstärkte Nutzung des fossilen Energieträgers Steinkohle hat nicht nur deutliche Auswirkungen auf die Entwicklung der Kohlendioxidemissionen des beispielhaften EVU, auch die Emissionen von Schwefeloxiden ( $\text{SO}_x$ ) und Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ) steigen gegenüber der Ausgangssituation in relevantem Umfang an. Dies gilt sowohl für die absoluten Emissionsniveaus als auch für die spezifischen Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde Strom (siehe Bild 4-8).

Die verstärkte Nutzung von Erdgas in modernen GuD-Anlagen<sup>133</sup> führt zunächst zu einem Rückgang der absoluten und spezifischen Emissionen von  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$  und  $\text{NO}_x$ . Ab dem Jahr 2015 steigen die Emissionen dieser Gase stark an, um sich ab dem Jahr 2025 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf einem hohen Niveau zu stabilisieren. Der Anstieg im Jahr 2015 ist hauptsächlich auf den verstärkten Einsatz von steinkohlebefeuerten Anlagen zurückzuführen, während der weitere Anstieg im Jahr 2020 durch das Auslaufen der Kernkraftwerke bedingt ist.

---

<sup>132</sup> Im Referenzfall werden, abgesehen von der Vorgabe des Kernenergieausstiegs, keine weiteren energie- oder umweltpolitischen Vorgaben, etwa zur Nutzung heimischer Energieträger oder in Hinblick auf die Beschränkung von Emissionen, berücksichtigt.

<sup>133</sup> Für alle neuen Kraftwerke wird der Einsatz von primären und sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen gemäß dem Stand der Technik vorgesehen.

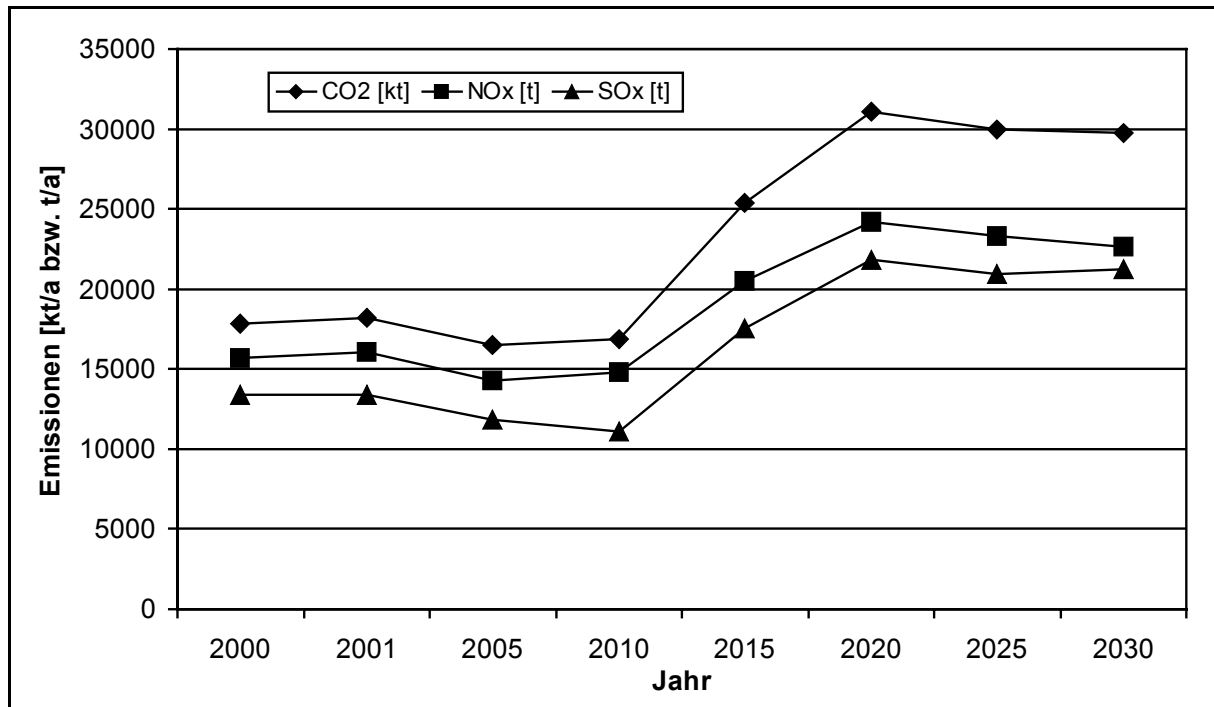


Bild 4-8: Entwicklung der spezifischen CO<sub>2</sub>-, NO<sub>x</sub>- und SO<sub>x</sub>-Emissionen der Elektrizitätsproduktion über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Die aufgezeigte Entwicklung der Emissionsbilanz des beispielhaften EVU zeigt deutlich, dass unter rein ökonomischen Gesichtspunkten kein Anreiz für EVU besteht, einen Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele der Bundesregierung oder zur Erreichung weiterführender Minderungsvorgaben für die Massenluftschadstoffe SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub> zu leisten. Aus diesem Grund wird in den folgenden Kapiteln auf die Auswirkungen der Umsetzung von derzeit diskutierten energie- bzw. umweltpolitischen Instrumenten eingegangen. Um die Auswirkungen derartiger Maßnahmen auf die wirtschaftliche Situation der Energiewirtschaft aufzeigen zu können, werden im folgenden kurz die wichtigsten ökonomischen Kenngrößen des Referenzfalles beschrieben.

Der auf das Jahr 2000 diskontierte Gewinn des beispielhaften EVU über den gesamten Betrachtungszeitraum, der den zu maximierenden Zielfunktionswert darstellt, beläuft sich im Referenzfall auf rund 13,8 Milliarden DM<sub>2000</sub><sup>134</sup>. Dieser Gewinn setzt sich zusammen aus der Differenz zwischen Erlösen aus dem Verkauf von Elektrizität und Wärme in Höhe von gut 68,3 Mrd. DM und Ausgaben von knapp 54,5 Mrd. DM. Die Entwicklung von (nicht diskontierten) Erlösen und Ausgaben über den Betrachtungszeitraum zeigt Bild 4-9.

<sup>134</sup> Alle im folgenden angegebenen DM-Beträge beziehen sich auf den Geldwert des Jahres 2000, da das PERSEUS-EVU Modell stets mit realen Werten ohne Berücksichtigung der Inflation rechnet. Der Übersichtlichkeit halber wird daher im folgenden auf die Angabe des Bezugszeitpunktes als tiefgestellte Jahreszahl verzichtet.

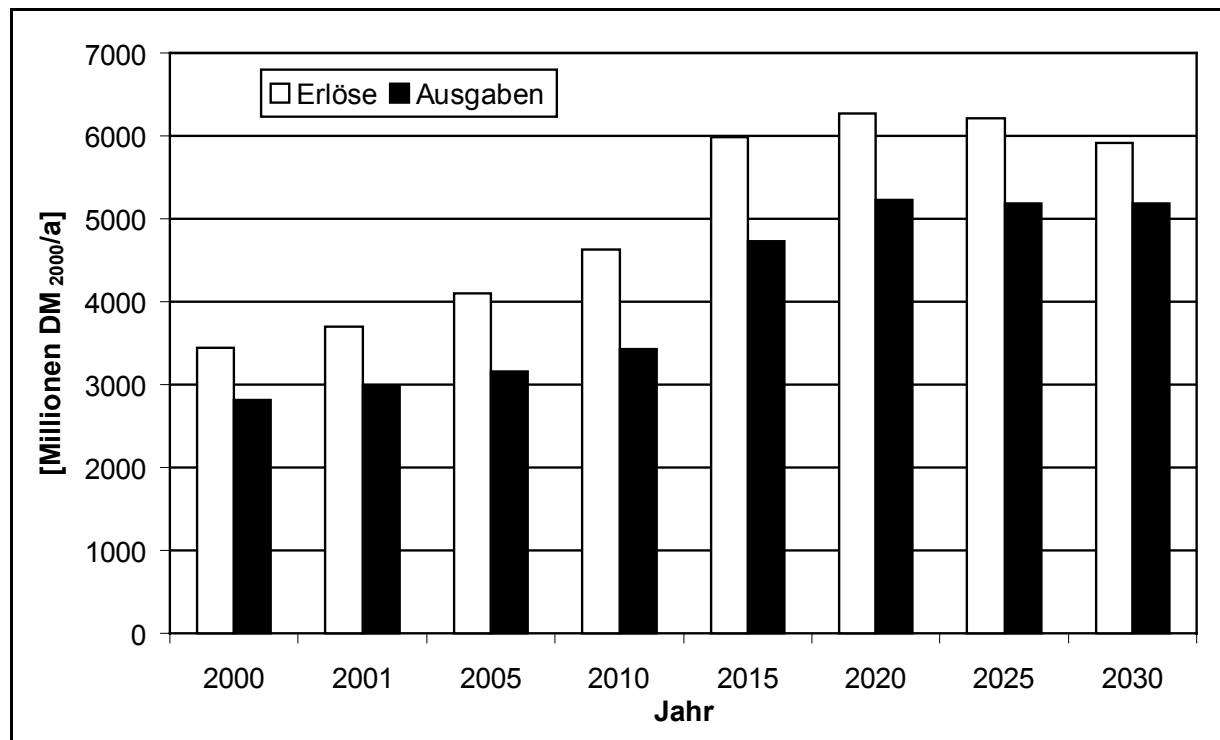


Bild 4-9: Entwicklung der jährlichen Erlöse und Ausgaben des beispielhaften EVU (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Die Aufteilung der Ausgaben auf die Ausgabenbestandteile Investitionen (annuitätisch über die technische Nutzungsdauer der Anlagen umgelegt<sup>135</sup>), fixe Ausgaben<sup>136</sup>, variable Ausgaben ohne Brennstoffe<sup>137</sup>, Ausgaben für Brennstoffe bzw. eingesetzte Primärenergieträger sowie Netznutzungsentgelte für den Zugang zu externen Hochspannungsnetzen ist in Bild 4-10 dargestellt.

Es wird deutlich, dass die Ausgaben für Brennstoffe der größte Ausgabenbestandteil sind, gefolgt von den fixen Ausgaben. Erst in späteren Perioden gewinnen die Investitionen aufgrund der Notwendigkeit, auslaufende Kapazitäten durch neue Kraftwerke zu ersetzen, an Bedeutung und übersteigen ab dem Jahr 2020 die fixen Ausgaben. Die variablen Ausgaben (ohne Ausgaben für Brennstoffe) sowie die Netznutzungsentgelte machen demgegenüber nur einen geringen Anteil an den gesamten Ausgaben aus.

Die Aufteilung der Erlöse auf die verschiedenen abgebildeten Marktsegmente und ihre Entwicklung über den Betrachtungszeitraum zeigt Bild 4-11<sup>138</sup>. Die Anteile der Nachfragegruppen Kleinverbraucher und Industrie an den Erlösen bleiben über den

<sup>135</sup> Strenggenommen handelt es sich bei den annuitätisch umgelegten Investitionen nicht um Ausgaben. Zur Verdeutlichung der Verhältnisse der Ausgabenbestandteile in den verschiedenen Jahren ist diese Umlegung allerdings zweckmäßig.

<sup>136</sup> In der Energiewirtschaft häufig als Leistungskosten bezeichnet.

<sup>137</sup> In der Energiewirtschaft häufig als Brennstoffnebenkosten bezeichnet.

<sup>138</sup> Auf die Unterscheidung von Nachfrageanteilen innerhalb und außerhalb des Netzgebietes des beispielhaften EVU wurde aus darstellungstechnischen Gründen verzichtet.

gesamten Zeithorizont in etwa konstant, der Anstieg des Beitrages aus dem Stromverkauf an die Börse geht hauptsächlich zu Lasten des Anteils der Weiterverteiler und der Haushalte.

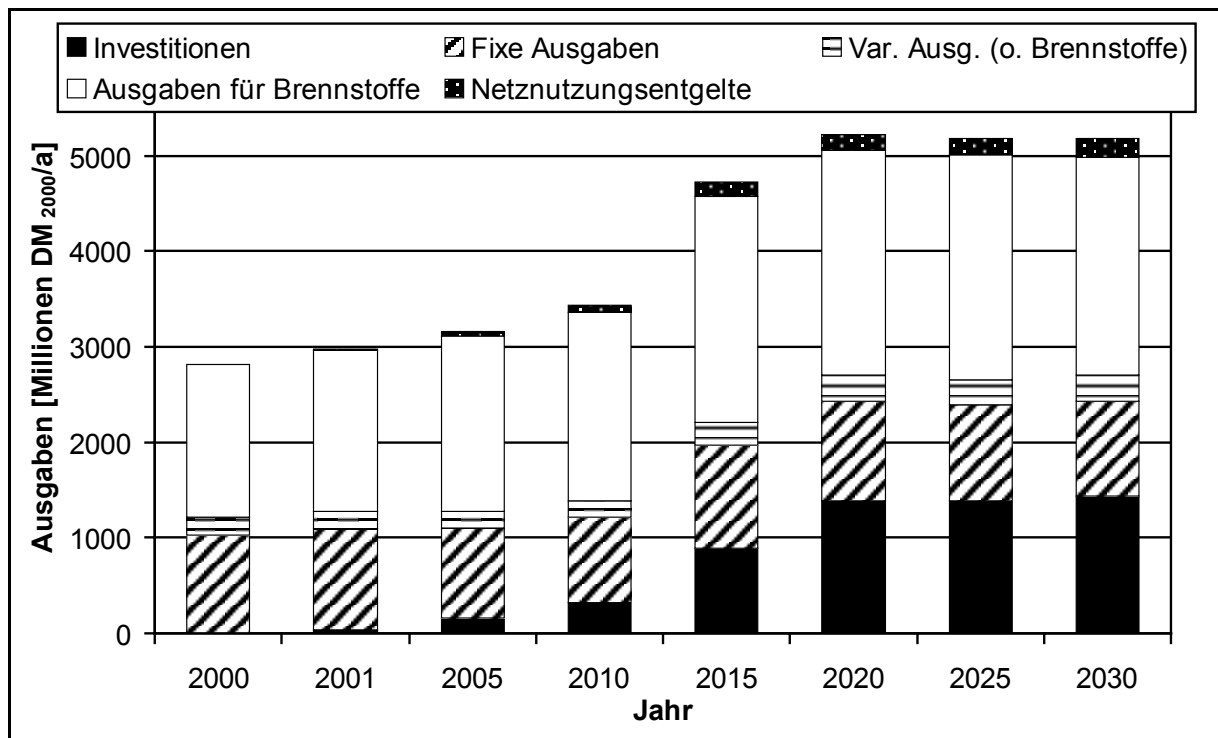


Bild 4-10: Aufteilung der Ausgaben auf die einzelnen Ausgabenbestandteile über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

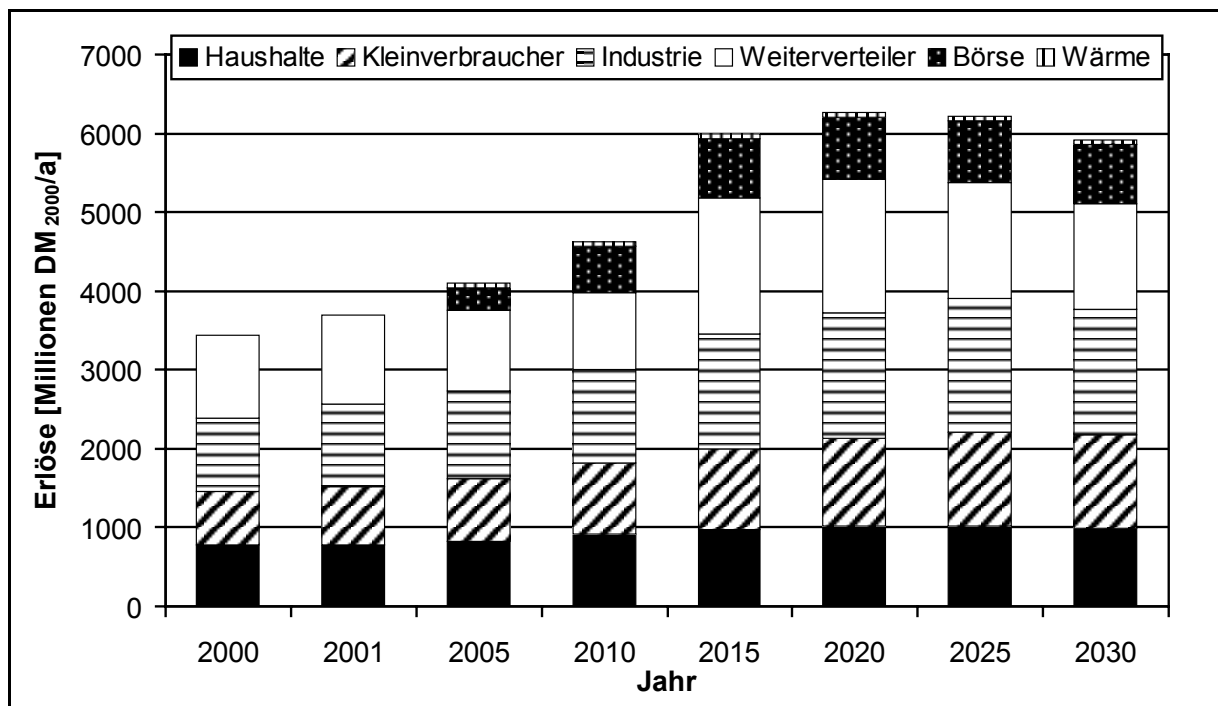


Bild 4-11: Entwicklung der Erlöse nach Marktsegmenten über den Betrachtungszeitraum (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

### 4.3.3 Modellergebnisse bei Einsatz des gewinnmaximierenden Ansatzes mit Investitions-Strafterm

Ausgehend vom im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Referenzfall ohne Investitions-Strafterm, wird im folgenden der Gewichtungsfaktor des Investitions-Strafterms im Bereich von 0 (entspricht dem Referenzfall) bis 2 variiert, um die Auswirkungen dieser methodischen Erweiterung auf die Investitions- und Produktionsplanung zu analysieren. Darüber hinaus wird der Bereich, in dem sich praxismgerechte Gewichtungsfaktoren für den Investitions-Strafterm bewegen, eingegrenzt.

Am deutlichsten lassen sich die Effekte des Investitions-Strafterms an der Veränderung der Installation neuer Kraftwerkskapazitäten bei Variation des Gewichtungsfaktors nachvollziehen. Die Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Gewichtungsfaktoren ist in Bild 4-12 dargestellt.

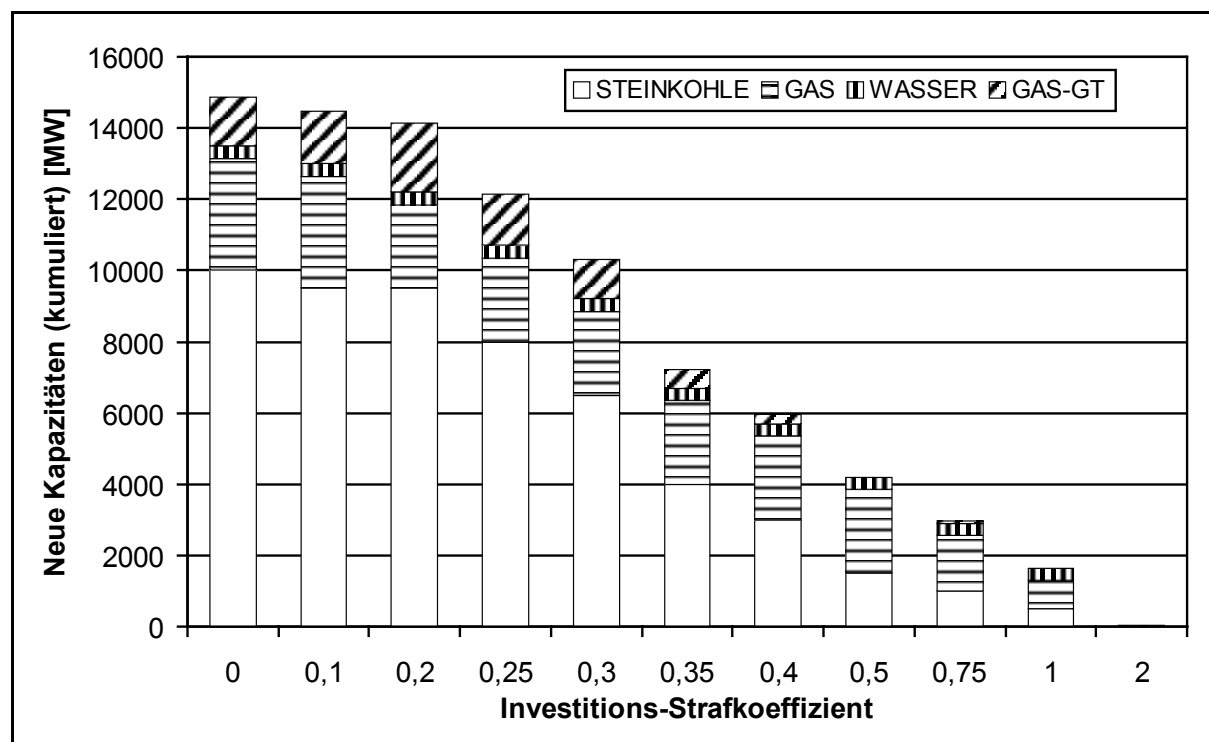


Bild 4-12: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

Die Auswirkungen des Investitions-Strafterms sind schon bei relativ niedrigen Strafkoeffizienten deutlich erkennbar, bereits bei einem Koeffizienten von 0,35 wird nur noch knapp die Hälfte der Kapazität des Referenzfalles neu installiert, bei noch höheren Koeffizienten geht die Investitionstätigkeit rasch gegen Null. Dieses Verhalten des PERSEUS-EVU Modells entspricht den Erwartungen, da z. B. ein Gewichtungsfaktor von 1 einer Verdoppelung der in der Zielfunktion eingehenden Beträge für eine Investition entspricht.

Bei moderaten Gewichtungsfaktoren zeigt sich zunächst ein leichter Rückgang des Zubaus von Steinkohlekraftwerken, die von den im Referenzfall installierten Anlagen die höchsten spezifischen Investitionen aufweisen. Bei einem Strafkoeffizienten von 0,2 wird darüber hinaus ein erdgasbefuehrter GuD-Block durch weniger kapitalintensive erdgasbefuehrte Gasturbinen ersetzt. Ab Koeffizienten von 0,25 werden graduell die Investitionen in Steinkohlekraftwerke und Gasturbinen zurueckgenommen, erst bei einem Strafkoeffizienten von 0,75 werden weitere GuD-Blöcke nicht zugebaut. Die Investitionen zur Erneuerung bestehender Laufwasserkraftwerke fallen erst ab Koeffizienten über 1 weg. Betrachtet man die deutlichen Unterschiede der Anteile der Investitionen an den Stromgestehungskosten für verschiedene Anlagentypen (siehe Bild 3-5), so stellt sich die Frage, warum bei wachsenden Strafkoeffizienten kein Ersatz der kapitalintensiven Steinkohlekraftwerke durch die mit deutlich geringeren spezifischen Investitionen verbundenen GuD-Anlagen erfolgt. Der Grund hierfür liegt darin, dass bei der unterstellten Preisentwicklung für Erdgas sowie den angenommenen Strompreisen bei der Nutzung von GuD-Anlagen in der Grundlast keine Gewinne erwirtschaftet werden können, so dass auf die Befriedigung der Nachfrage verzichtet wird.

Die Auswirkungen der Einführung des Investitions-Strafterms auf die gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse des beispielhaften EVU zeigt Bild 4-13.

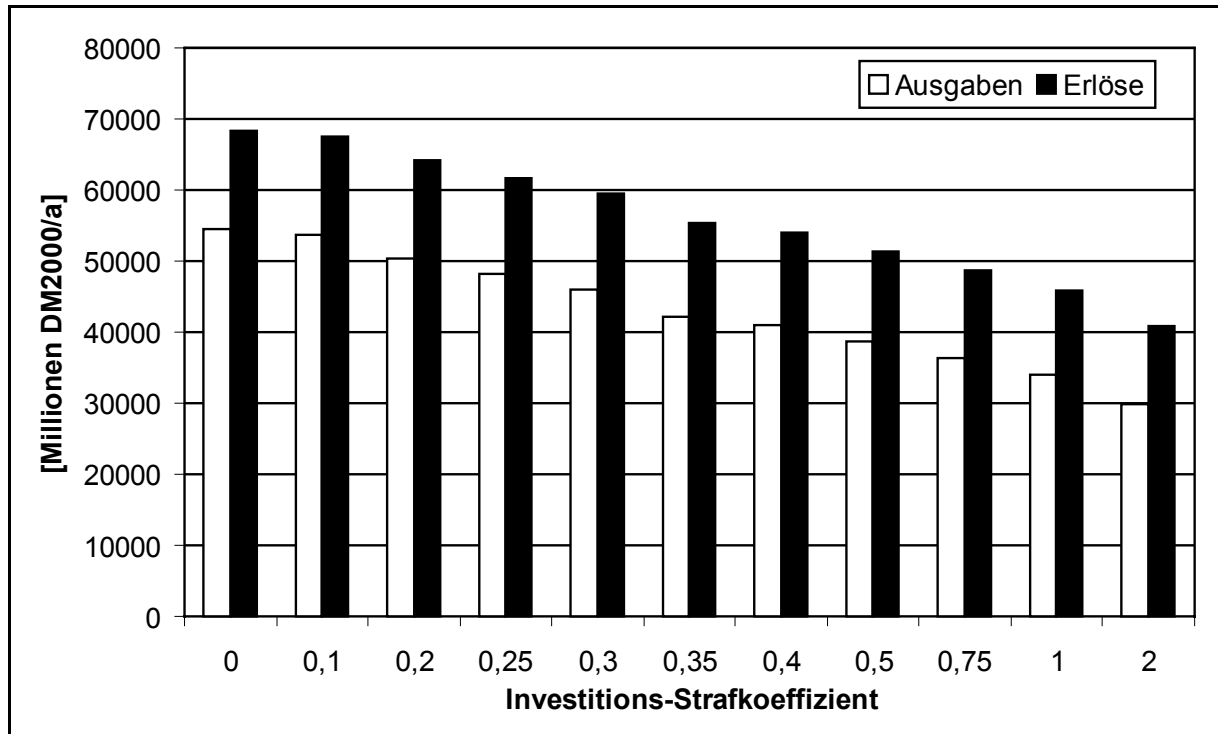


Bild 4-13: Summe der diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)



Im Vergleich zur neu installierten Kraftwerksleistung ist der Rückgang der Summe der Ausgaben und Erlöse weit weniger deutlich. Dies gilt noch stärker für die diskontierte Summe der Gewinne, die lediglich von rund 13,8 Mrd. DM im Referenzfall auf gut 11,0 Mrd. DM für einen Koeffizienten von 2 zurückgehen. Bezieht man in die Beurteilung der Frage, wie hoch der Strafkoeffizient gewählt werden sollte, lediglich diese Zahlen ein, so erscheinen auch hohe Koeffizienten über 0,5 eine geeignete Wahl. Der Grund dafür liegt darin, dass die stärksten Veränderungen der Ausgaben und Erlöse – und damit auch des Gewinns - am Ende des Zeithorizonts auftreten und ihr Beitrag zur Summe der Ausgaben und Erlöse durch die Diskontierung stark verringert wird. Betrachtet man die Entwicklung der Ausgaben und Erlöse im Jahr 2030 bei Variation des Investitions-Strafkoeffizienten (siehe Bild 4-14) sowie die installierte Kraftwerksleistung des beispielhaften EVU im Jahr 2030 (Bild 4-15) so legen diese Ergebnisse dagegen einen gegenteiligen Schluss nahe. Bei hohen Strafkoeffizienten kommt die Elektrizitätsproduktion und somit auch der Verkauf von Strom am Ende des Betrachtungszeitraums nahezu zum Erliegen, die installierte Leistung geht beispielsweise bei einem Koeffizienten von 1 auf nur noch 20 % der im Referenzfall vorhandenen Leistung zurück. Eine Investitionsplanung, die ein solches Ergebnis zeitigt, kann zweifellos nicht im Interesse eines EVU liegen, so dass hohe Strafkoeffizienten nicht als praxisgerecht eingestuft werden können.

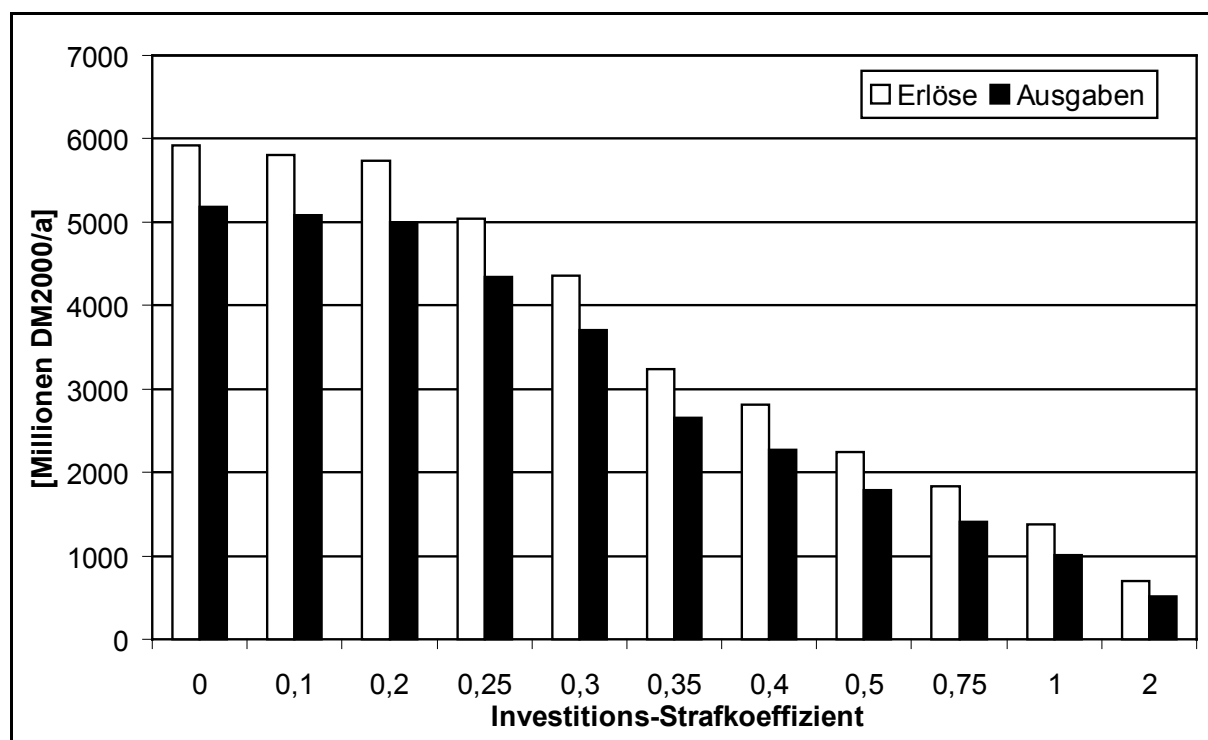


Bild 4-14: Summe der diskontierten Ausgaben im Jahr 2030 für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

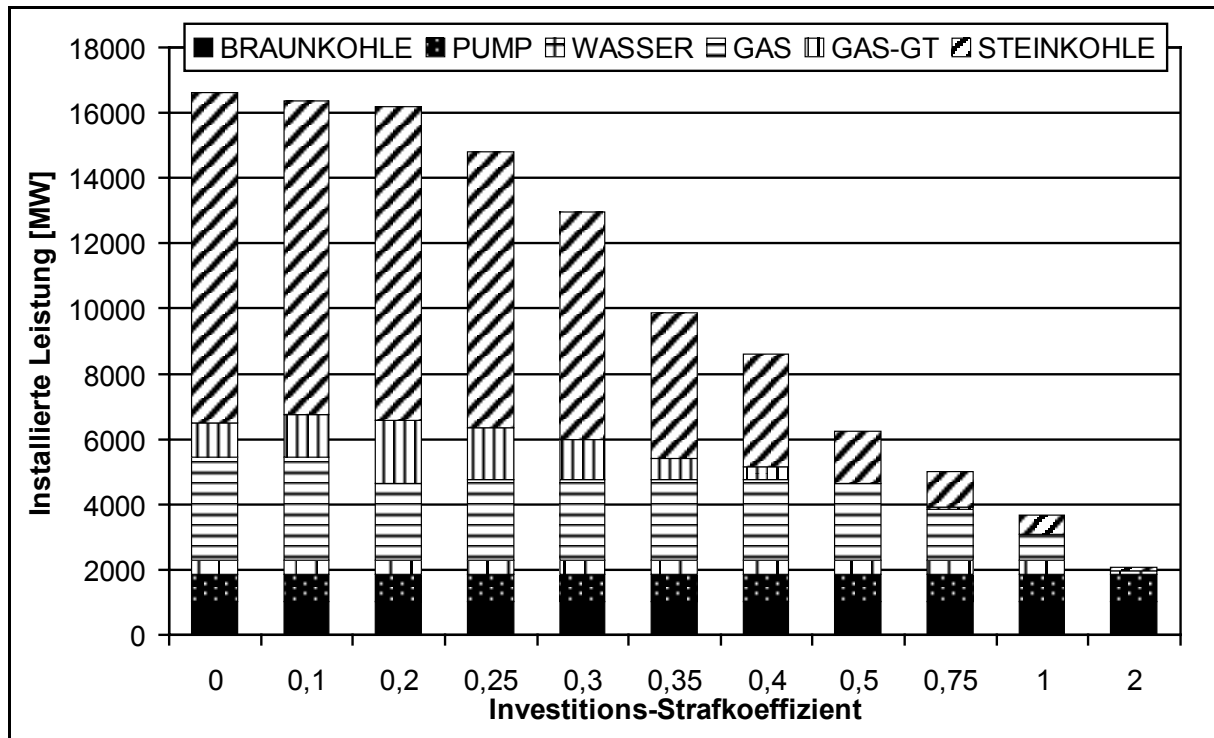


Bild 4-15: Installierte Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030 für verschiedene Investitions-Strafkoeffizienten (Modellversion: deterministische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

Insgesamt zeigt der Einsatz der gewinnmaximierenden Zielfunktion mit Investitions-Strafterm, dass das Ergebnis des Referenzfalles robust gegenüber Variationen des Strafkoeffizienten im moderaten Bereich ist. Dies gilt insbesondere für die Entscheidungsunterstützung bei Investitionsentscheidungen besonders relevanten Ergebnisse in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums, da neben einem im Referenzfall für das Jahr 2010 eingeplanten GuD-Block zunächst lediglich die in den Jahren ab 2020 eingeplanten Investitionen in Steinkohlekraftwerke zurückgefahren werden. Die neuen erdgasbefeuerten GuD- und Gasturbinenanlagen, die in den früheren Perioden installiert werden, sind dagegen von Gewichtungsfaktoren bis 0,3 kaum betroffen. Dies liegt vor allem daran, dass diese im Referenzfall gewählten Kraftwerkstypen im entsprechenden Lastbereich – GuD-Kraftwerke im Mittel- und Grundlastbereich, Gasturbinen als Spitzenlastkraftwerke – bereits die am wenigsten kapitalintensiven Alternativen darstellen. Demzufolge kommt zur Realisierung einer mit geringeren Investitionen verbundenen Ausbaustrategie lediglich die Reduzierung der neu zu installierenden Kapazitäten in Frage.

## 4.4 Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz der einstufigen stochastischen Programmierung

### 4.4.1 Einleitung

In diesem Kapitel wird die in Abschnitt 3.3.3.2 beschriebene PERSEUS-EVU Modellversion auf Basis der einstufigen stochastischen Programmierung auf das Energiesystem des beispielhaften EVU angewendet. Eine detaillierte Analyse der Auswirkungen der stochastischen Abbildungsweise für sämtliche Parameter, die innerhalb des Gleichungssystems entsprechend abgebildet werden können, würde über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen.<sup>139</sup> Dies gilt sowohl hinsichtlich des für die Bestimmung valider Annahmen zu den Wahrscheinlichkeitsverteilungen notwendigen Aufwandes als auch in Bezug auf die Auswertung und Interpretation der entsprechenden Modellergebnisse. Eine solche ausführliche Analyse ist allerdings auch nicht das Ziel dieser Arbeit, vielmehr liegt der Schwerpunkt auf der Entwicklung eines adäquaten entscheidungsunterstützenden Instrumentes für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung für EVU. Die in diesem Kapitel diskutierte Anwendung des entwickelten Modells dient deshalb – neben der Erarbeitung grundsätzlicher Entscheidungsunterstützung für bundesdeutsche EVU auf Basis eines beispielhaften Modells – vor allem der Validierung der entwickelten methodischen Ansätze. Daher wird an dieser Stelle das Modell auf Basis der einstufigen stochastischen Programmierung exemplarisch anhand der Betrachtung risikobehafteter Primärenergieträgerpreise überprüft. Die Wahl der Primärenergieträgerpreise liegt in ihrer überragenden Bedeutung für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU begründet, die sich u. a. an der in Bild 4-10 für den Referenzfall dargestellten Aufteilung der gesamten entscheidungsrelevanten Ausgaben auf die einzelnen Ausgabenbestandteile erkennen lässt. Darüber hinaus zeichnen sich die Primärenergieträgerpreise durch eine hohe Volatilität und große Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Entwicklung aus, wie in Kapitel 3.3.3.2.2 anhand von Bild 3-6, bis Bild 3-9 gezeigt wurde.

Im folgenden Abschnitt wird auf die Bestimmung der verwendeten Annahmen zu den Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Entwicklung der Primärenergieträgerpreise eingegangen, im Anschluss daran werden die Modellergebnisse für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten beschrieben.

---

<sup>139</sup> Der Aufwand, der zur Bereitstellung valider Daten für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU unter den Rahmenbedingungen liberalisierter Märkte notwendig ist, lässt sich unter anderem am dynamischen Wachstum der mit derartigen Aufgaben befassten Abteilungen insbesondere bei den größeren EVU seit dem Beginn der Deregulierung ablesen.

## 4.4.2 Angenommene Wahrscheinlichkeitsverteilungen

Wie bereits bei der Einführung der PERSEUS-EVU Modellversion auf der Basis der einstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 3.3.3.2 diskutiert, stellt die Bestimmung geeigneter Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die stochastisch abgebildeten Eingangsparameter eine der schwierigsten Aufgaben bei der Anwendung entsprechender Modelle dar.

Grundsätzlich existieren zwei Vorgehensweisen zur Bestimmung derartiger Verteilungsannahmen. Zum einen können die Verteilungen auf Basis empirischer Daten abgeleitet werden, zum anderen können subjektive Einschätzungen, z. B. von ausgewiesenen Experten auf dem entsprechenden Gebiet, Verwendung finden. Aufgrund der Tatsache, dass bei der vorliegenden Problemstellung die Eingangsdaten für mehrere Jahrzehnte in der Zukunft bereitgestellt werden können, ist die Bestimmung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen auf der Basis empirischer Daten in aller Regel nicht möglich<sup>140</sup>, vielmehr basieren bereits die in den entsprechenden deterministischen Modellen verwendeten Projektionen der Eingangsparameter auf subjektiven Einschätzungen.

Nach der Festlegung der prinzipiellen Vorgehensweise bei der Bestimmung der Verteilungsannahmen für die stochastischen Eingangsgrößen stellt sich für den konkreten, vorliegenden Fall die Frage, auf welcher Datengrundlage die Annahmen zu den Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Primärenergieträgerpreise aufbauen sollen. Dabei ist von großer Bedeutung, dass die Konsistenz mit den in Abschnitt 4.2 diskutierten deterministischen Eingangsdaten gewährleistet ist. Nur so kann die für die Validierung und Analyse der stochastischen Ansätze notwendige Vergleichbarkeit mit dem deterministischen Referenzmodell sichergestellt werden.

Die Vorgaben zur Entwicklung des Primärenergieträgerpreisniveaus basieren im deterministischen Modell auf den Prognosen in [Prognos 2000, S. 204]. Angesichts der geforderten Vergleichbarkeit zwischen den deterministischen und stochastischen Modellversionen werden diese Daten als Erwartungswerte der stochastischen Primärenergieträgerpreise übernommen.<sup>141</sup> Im Idealfall sollten daher auch die Annahmen zu den Standardabweichungen, die im implementierten MOTAD-Ansatz zur Beschreibung der Form der (als normalverteilt angenommenen) Wahrscheinlichkeitsverteilung dienen (vgl. Kapitel 3.3.2.3.6.2), auf denselben Projektionen aufbauen. Eine solche Vorgehensweise ist allerdings nicht ohne weiteres möglich, da

---

<sup>140</sup> Anders verhält es sich beispielsweise bei Annahmen zur stochastischen Natur von Wettereinflüssen, die häufig in kurzfristigen Modellen zur Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt werden können. Hier wird bei der Bestimmung der Verteilungsannahmen i. d. R. auf empirische Daten aus der Vergangenheit zurückgegriffen.

<sup>141</sup> Wie bereits in Abschnitt 3.3.3 ausgeführt, stimmt für diesen Fall das Ergebnis bei Risikoneutralität (Risikoaversionskoeffizient = 0) mit dem des entsprechenden deterministischen Modells überein, so dass die Ergebnisse des deterministischen Modells als Referenzfall dienen können.

die Preisrisiken der verschiedenen Primärenergieträger in [Prognos 2000] nicht in Form von Verteilungen oder Preiskorridoren quantifiziert, sondern lediglich verbal diskutiert werden.<sup>142</sup>

Aus diesem Grund wird der Versuch unternommen, die geschilderten Preisrisiken mit Hilfe eines zu erwartenden Preiskorridors abzubilden, der als Grundlage für die Bestimmung einer Standardabweichung dienen kann. Um die Berechnung der Standardabweichung zu ermöglichen, wird die obere Grenze<sup>143</sup> des Preiskorridors so abgeschätzt, dass sie der oberen Grenze des 95 %-Konfidenz-Intervalls einer normalverteilten Funktion entspricht. Das bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit, dass ein über dieser Grenze liegendes Preisniveau mit einer Wahrscheinlichkeit von 2,5 % eintritt.

Die angenommenen Preiskorridore für die mit stochastischen Preisniveaus abgebildeten Primärenergieträger Steinkohle, Erdgas und Erdöl zeigt Bild 4-16.

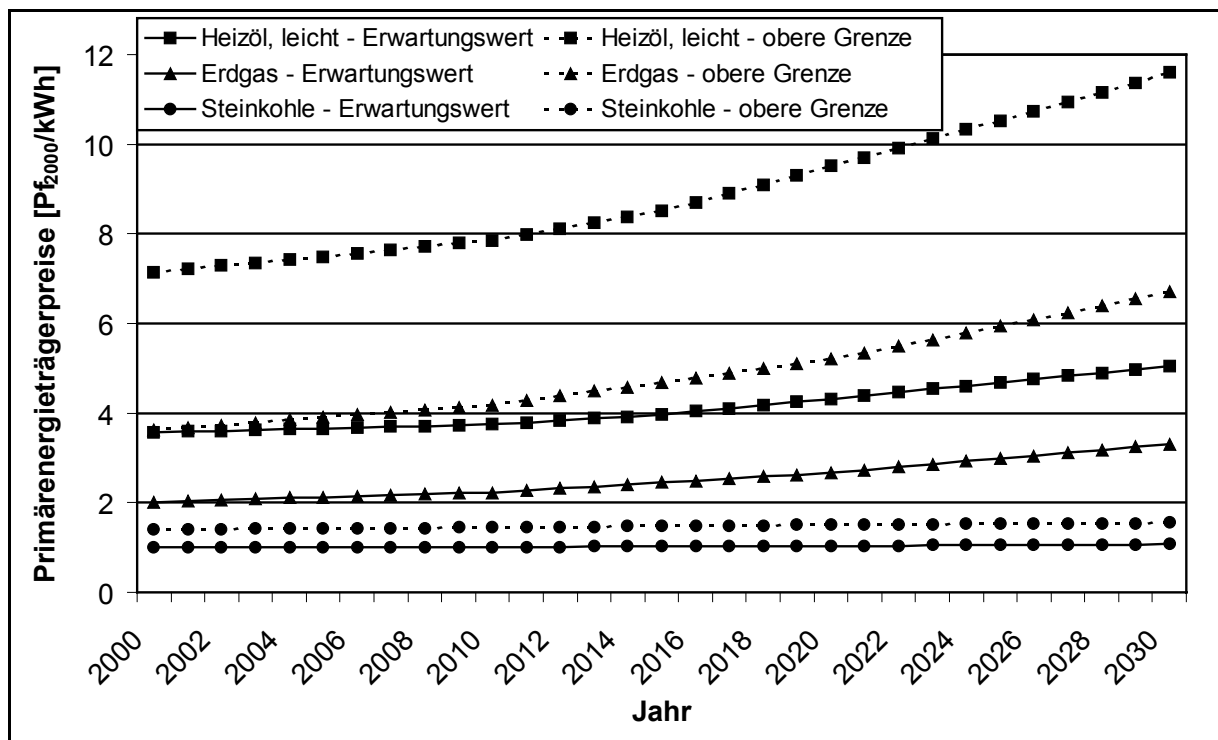


Bild 4-16: Preiskorridore (Erwartungswert und obere Grenze des 95 %-Konfidenz-Intervalls) für die mit stochastischen Preisniveaus abgebildeten Primärenergieträger

<sup>142</sup> Diese Problematik besteht generell bei der überwiegenden Mehrzahl der verfügbaren Studien, in denen Projektionen der für die langfristige Planung im Energiebereich notwendigen Eingangsdaten erstellt werden. Der Einfluss dieser unbefriedigenden Datengrundlage für die stochastische Modellierung auf die grundsätzliche Eignung der entwickelten entscheidungsunterstützenden Modelle wird in Abschnitt 5.4 ausführlich diskutiert.

<sup>143</sup> Wie in Kapitel 3.3.2.3.6.2 ausgeführt, werden bei der Entscheidungsunterstützung auf Basis der einstufigen stochastischen Programmierung in aller Regel nur negative Risiken berücksichtigt. Daher kann an dieser Stelle auf die Bestimmung der unteren Grenze des Konfidenzintervalls – die bei einer echten Normalverteilung bei bekannten Werten für obere Grenze und Erwartungswert ohnehin feststeht – verzichtet werden.

In Hinblick auf die Entwicklung der Braunkohlepreise wurde unterstellt, dass aufgrund der durch die gegenseitigen Abhängigkeiten bedingten langfristigen vertraglichen Bindungen zwischen EVU und Bergbauunternehmen<sup>144</sup> keine bedeutenden Preisrisiken bestehen und daher auf eine stochastische Betrachtung verzichtet werden kann.

Auf die Integration von risikobehafteten Preisen für weitere Energieträger wie Kernbrennstäbe oder erneuerbare Energieträger<sup>145</sup> wurde aufgrund deren untergeordneter Bedeutung für die Investitionsplanung des beispielhaften EVU verzichtet.

### 4.4.3 Modellergebnisse

#### 4.4.3.1 Einstufige stochastische Programmierung ohne Investitions-Strafterm

Der Risikoaversionskoeffizient, mit dem die Standardabweichungen der risikobehafteten Eingangsgrößen gewichtet werden, wird im folgenden im Bereich von 0 bis 3 variiert. Dabei kommt zunächst die Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm zum Einsatz, im nächsten Abschnitt werden sowohl für den Risikoaversionskoeffizienten als auch für den Investitions-Strafkoeffizienten verschiedene Werte angenommen.

Die Veränderungen der gesamten über den Betrachtungszeitraum zugebauten Kraftwerkskapazitäten für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten sind in Bild 4-17 dargestellt. Wie es zeigt, ergeben sich erst ab hohen Risikoaversionskoeffizienten von 1,75 signifikante Änderungen in der absolute Höhe der Summe der neu installierten Kapazitäten. Auch die Veränderungen bei den Verhältnissen zwischen den Zubauten der verschiedenen Kraftwerksklassen sind relativ moderat, im Bereich zwischen Risikoaversionskoeffizienten von 0,5 und 1,75 werden erdgasbefeuerte GuD-Anlagen graduell durch Steinkohlekraftwerke ersetzt. Obwohl für die Braunkohlepreise eine Standardabweichung von 0 unterstellt wurde, werden erst ab sehr hohen Koeffizienten von 3 Braunkohlekapazitäten zugebaut. Dies zeigt deutlich, dass Braunkohlekraftwerke bei den angenommenen Entwicklungen der technischen und wirtschaftlichen Charakteristika der Kraftwerkstechnologien und der Primärenergieträgerpreise auch in der Grundlast deutlich ungünstiger sind als Steinkohlekraftwerke.

Deutlicher als bei der Entwicklung der neuen und der gesamten Kapazitäten des beispielhaften EVU lässt sich bei der Entwicklung der Elektrizitätsproduktion nach Primärenergieträgern bzw. Kraftwerkstechnologien über den Betrachtungszeitraum der Einfluss einer Variation des Risikoaversionskoeffizienten erkennen. In Bild 4-18 bis Bild 4-21 ist die Aufteilung der Elektrizitätsproduktion für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten in den Jahren 2000, 2010, 2020 und 2030 dargestellt.

---

<sup>144</sup> Z. T. bestehen zwischen diesen Akteuren neben den vertraglichen Beziehungen weitere Verflechtungen, z. B. über Konzernzugehörigkeiten oder Unternehmensbeteiligungen (vgl. [Schiffer 1999]).

<sup>145</sup> Zu den Unsicherheiten, die in Hinblick auf die Preise und Potentiale von erneuerbaren Energieträgern von Bedeutung sind, wird auf [Rentz et al. 2001] verwiesen.

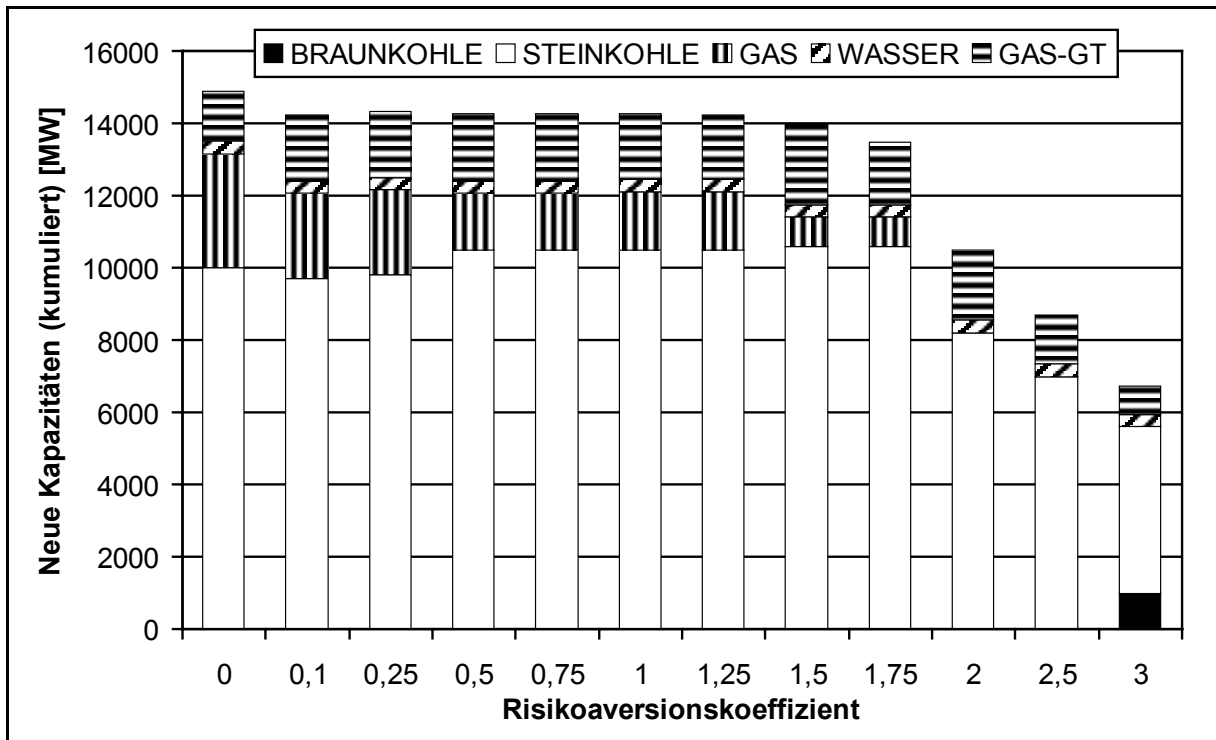


Bild 4-17: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

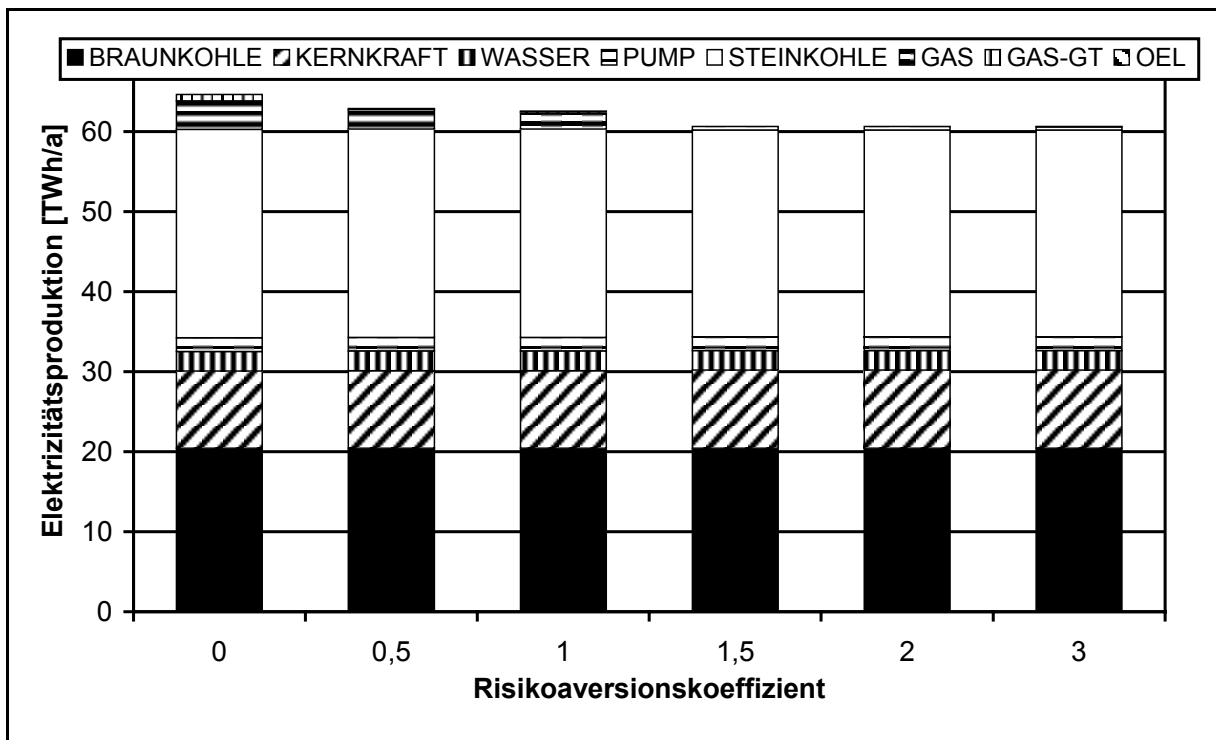


Bild 4-18: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2000 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

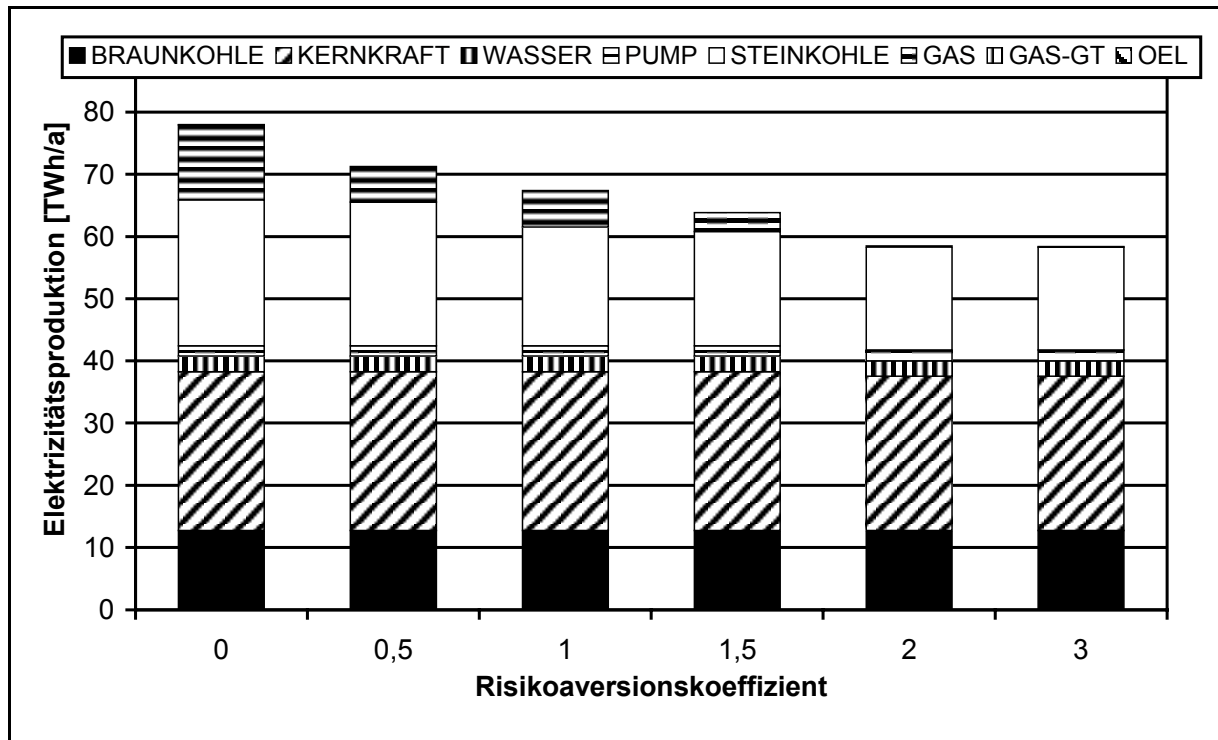


Bild 4-19: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2010 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

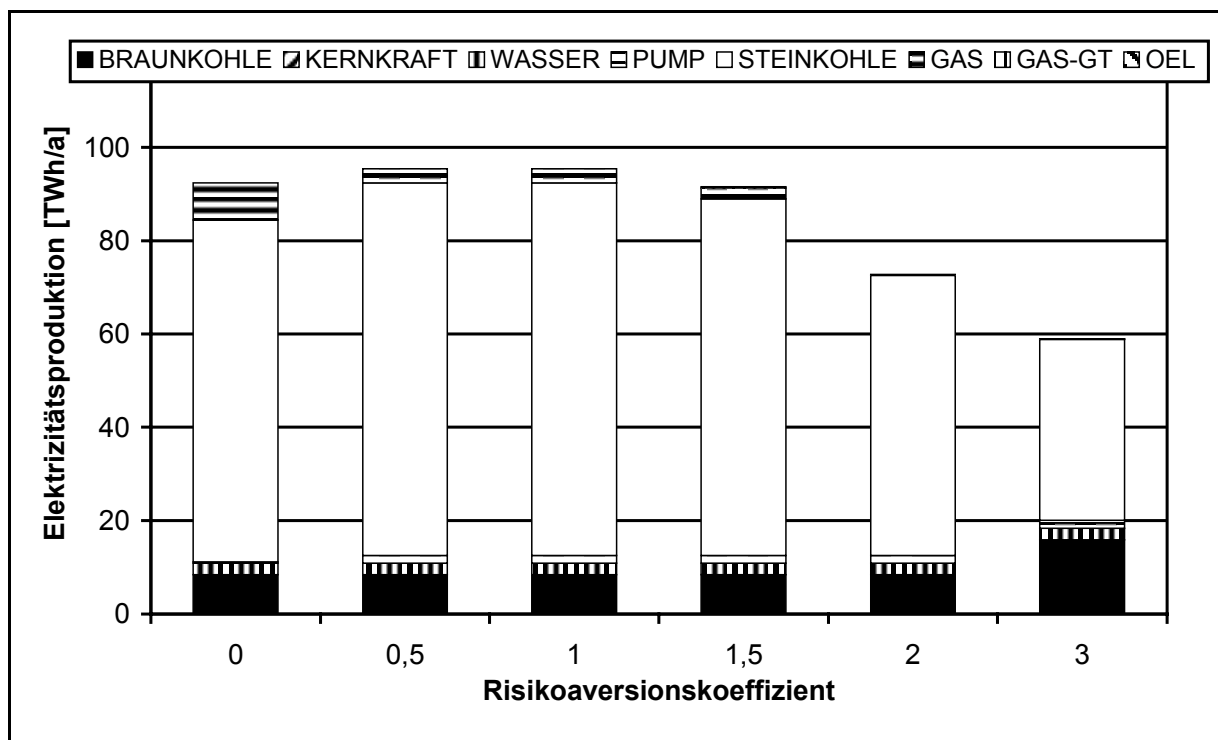


Bild 4-20: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2020 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)



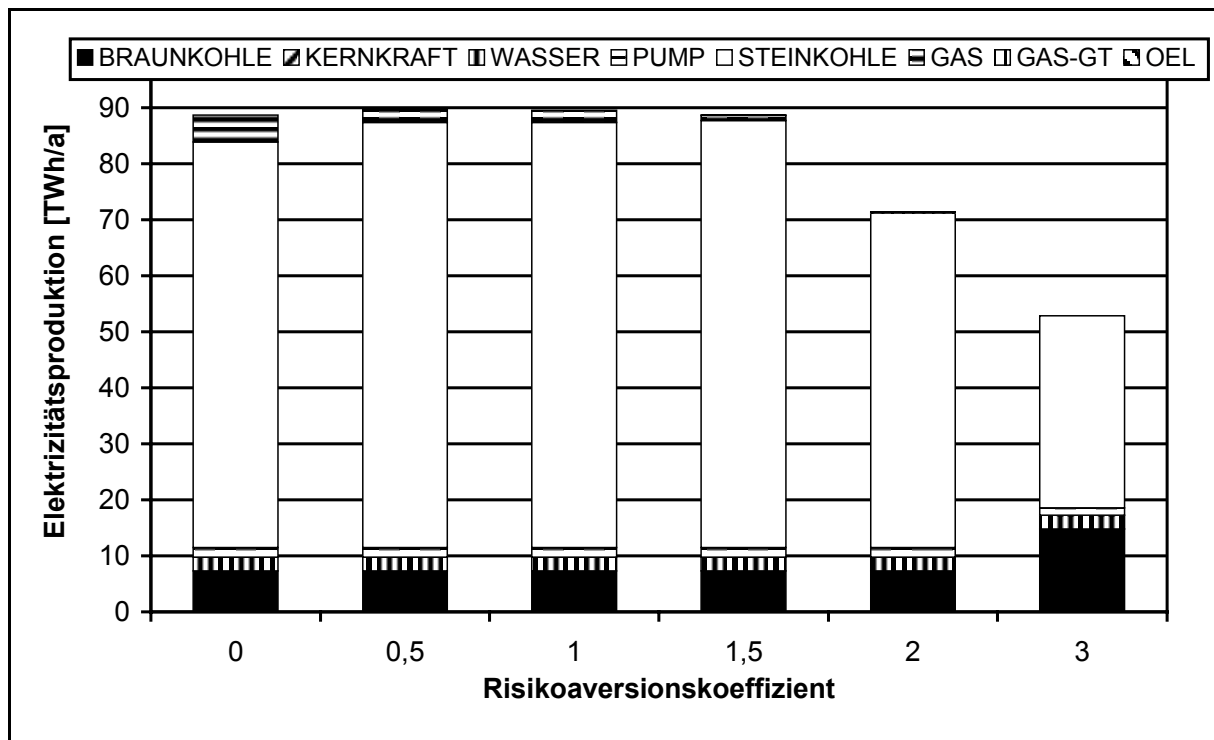


Bild 4-21: Aufteilung der Elektrizitätsproduktion im Jahr 2030 für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Im Basisjahr 2000 kommt aufgrund des relativ hohen Gaspreisrisikos mit steigendem Risikoaversionskoeffizienten die Produktion in bestehenden erdgasbefeuerten Kraftwerken beinahe vollständig zum Erliegen. Davon abgesehen ergeben sich keine signifikanten Veränderungen, da die Kraftwerke, deren Primärenergieträger keinem Risiko unterliegen – Braunkohle-, Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke – bereits im Referenzfall vollständig ausgelastet sind und ein Zubau neuer Kapazitäten im Basisjahr ausgeschlossen ist. Im Jahr 2010 zeigen sich die Effekte einer höheren Risikoaversion des Entscheidungsträgers am deutlichsten, da im Referenzfall ein relativ hoher Anteil von gut 15 % der Elektrizitätsproduktion in erdgasbefeuerten GuD-Anlagen erzeugt wird, der bei Anhebung des Risikoaversionskoeffizienten kontinuierlich gegen Null geht. Im Gegensatz zu den anderen Jahren geht durch diesen Effekt die gesamte Elektrizitätsproduktion bereits bei Koeffizienten von unter 2 deutlich zurück. Der Anstieg der Elektrizitätsproduktion für Risikoaversionskoeffizienten zwischen 0,5 und 1,5 in den Jahren 2020 und 2030 ist auf eine verstärkte Auslastung von Pumpspeicherkraftwerken zurückzuführen, die einen Teil der im Referenzfall eingesetzten GuD-Anlagen substituieren. Dadurch, dass der von den Pumpspeicherkraftwerken abgegebene Strom zunächst von anderen Kraftwerken bereitgestellt werden muss, ergibt sich eine insgesamt höhere Elektrizitätsproduktion, während die Abgabe von Strom an die Kunden zunächst beinahe konstant bleibt und ab einem Risikoaversionskoeffizienten von 1,5 leicht abzusinken beginnt. Weiterhin wird auch in diesen Darstellungen deutlich, dass erst ab sehr hohen Koeffizienten über 2 – was einem Preis für die risikobehafteten Primärenergieträger in Höhe der oberen

Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls der angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung entspricht – eine verstärkte Nutzung der Braunkohle in neu installierten Kapazitäten zu verzeichnen ist.

Neben der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Aufteilung der Elektrizitätsproduktion spielt die sich für unterschiedliches Risikoaversionsverhalten ergebende wirtschaftliche Situation des beispielhaften EVU eine wesentliche Rolle bei der Beurteilung der Frage nach robusten Strategien und sinnvollen Risikoaversionskoeffizienten. Die Entwicklung der Erwartungswerte der gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse des beispielhaften EVU für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten ist in Bild 4-22 wiedergegeben.

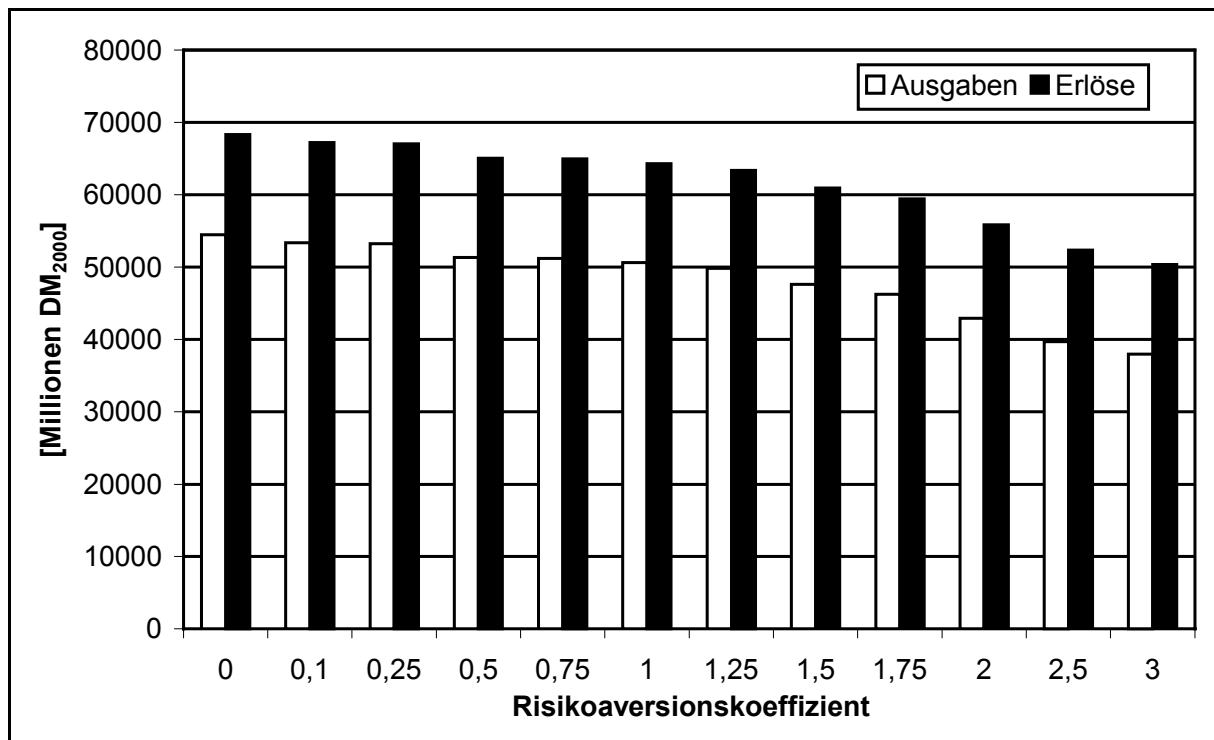


Bild 4-22: Erwartungswerte der gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Das Diagramm zeigt ein recht kontinuierliches Absinken der Ausgaben und Erlöse bei steigenden Risikoaversionskoeffizienten. Die diskontierte Summe des Gewinns über den Betrachtungszeitraum bleibt bei moderater Risikoaversion beinahe konstant, erst bei einem Koeffizienten von 1 sinkt sie auf knapp unter 99 % des Wertes im Referenzfall. Grafisch dargestellt ist dieser Sachverhalt in Bild 4-23, in dem neben dem Gewinn auch die untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des Gewinns für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten aufgetragen ist<sup>146</sup>.

<sup>146</sup> Auf die Darstellung der oberen Grenze des Konfidenzintervalls wurde verzichtet, da i. d. R. nur negative Risiken in die Planungsüberlegungen einbezogen werden (vgl. Kap. 3.3.2.3.6.2).

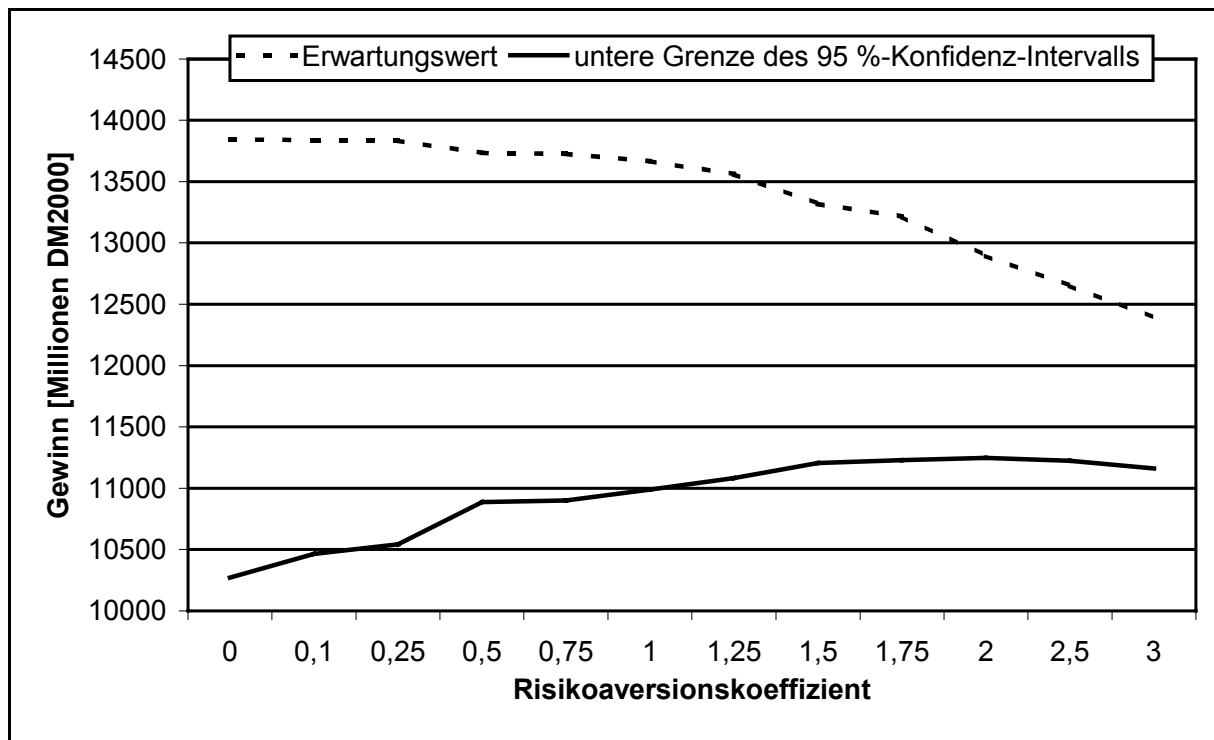


Bild 4-23: Erwartungswert und untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Gewinns über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm)

Bild 4-23 zeigt, dass der Erwartungswert des Gewinns erst ab Risikoaversionskoeffizienten von über 1,25 deutlich zu sinken beginnt, während bei der unteren Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls bereits bei kleineren Werten ein signifikanter Anstieg zu verzeichnen ist. So ergibt sich bspw. bei einem Risikoaversionskoeffizienten von 0,75 ein um nur 0,8 % geringerer Erwartungswert für den Gewinn als im Referenzfall, während die untere Grenze des Konfidenzintervalls bereits bei über 106 % des Ausgangswertes liegt. Damit hat sich das mit der Strategie des Referenzfalles verknüpfte negative Risiko – gemessen durch das 95 %-Konfidenzintervall - mehr als 7,5 mal stärker verringert als der zu erwartende Gewinn.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass mit Hilfe der einstufigen stochastischen Programmierung Strategien entwickelt werden können, die bei nur geringfügigen Einschränkungen in Hinblick auf das zu erwartende Ergebnis eine deutliche Verringerung von negativen Risiken mit sich bringen. Damit wird die entsprechende PERSEUS-EVU Version den in Kapitel 3.3 gestellten Anforderungen gerecht und stellt den Entscheidungsträgern in EVU ein Werkzeug zur Verfügung, dass die Erarbeitung von robusten Investitions- und Produktionsprogrammen unter Unsicherheit erlaubt.

### 4.4.3.2 Einstufige stochastische Programmierung mit Investitions-Strafterm

Bei der Anwendung der deterministischen Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm in Kapitel 4.3.3 hat sich gezeigt, dass für das vorliegende Energiesystem sinnvolle Werte für den Investitions-Strafkoeffizienten im Bereich zwischen 0 und 0,25 liegen, da bei höheren Werten die Investitionstätigkeit des beispielhaften EVU rasch nachlässt und die installierte Kraftwerksleistung über den Betrachtungszeitraum absinkt. Für die Kombination der einstufigen stochastischen Programmierung mit der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm wird daher ein Investitions-Strafkoeffizient von 0,2 ausgewählt. Der Wert des Koeffizienten ist eher am oberen Ende des sinnvollen Bereiches angesiedelt, um den Einfluss des Investitions-Strafterms bei gleichzeitiger Variation des Risikoaversionskoeffizienten zu verdeutlichen.

Die in Bild 4-24 dargestellte Summe der über den Betrachtungszeitraum neu zugebauten Kraftwerkskapazitäten für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten zeigt signifikante Unterschiede zum Fall ohne Investitions-Strafterm (Bild 4-17).

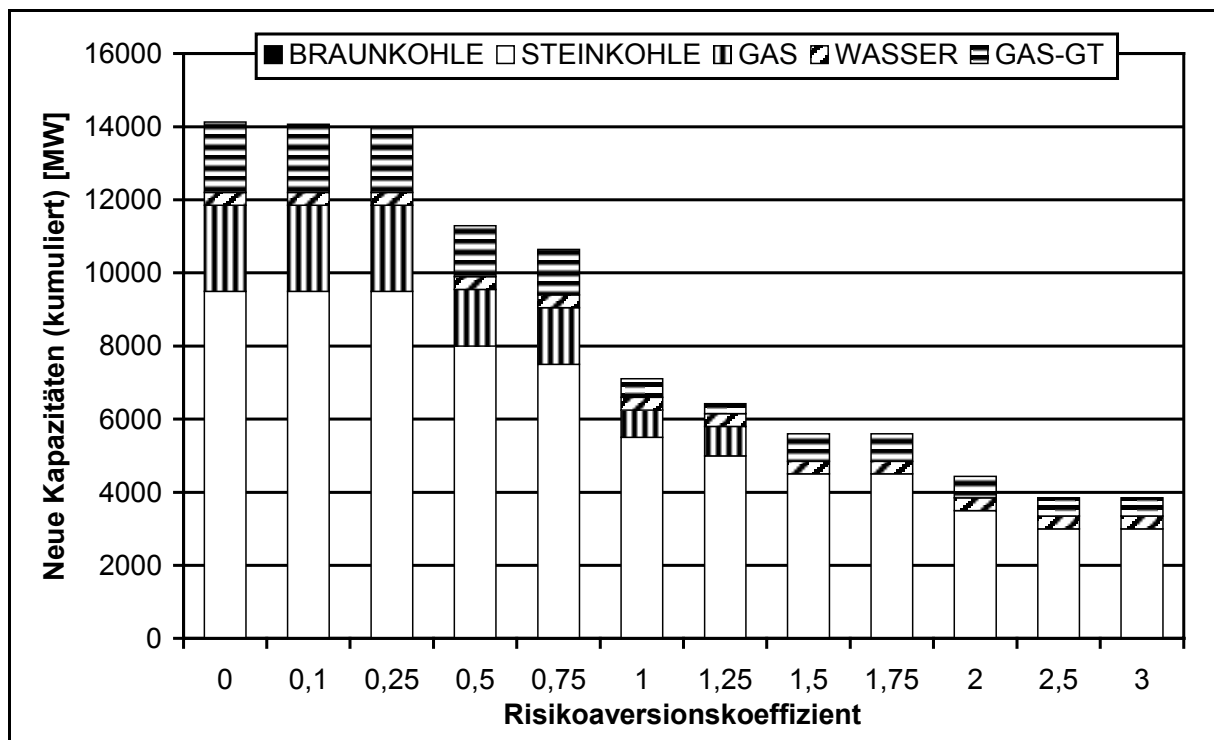


Bild 4-24: Summe der neuen Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

Abgesehen von der geringeren Zubautätigkeit bei einem Risikoaversionskoeffizienten von 0 (vgl. Bild 4-17 und die zugehörige Diskussion) ergeben sich für niedrige Koeffizienten bis 0,25 keine relevanten Veränderungen. Bei stärkerer Risikoaversion dagegen sinkt die Summe der neuinstallierten Kapazitäten im Fall mit Investitions-Strafterm sehr schnell ab, während sie im Fall ohne Strafterm bis zu Koeffizienten von 1,5 nahezu konstant blieb. Dieser Effekt ist auf die gegenläufigen Wirkungen der

beiden Strafterme für die dominierenden Technologien bzw. Primärenergieträger zurückzuführen. Der Investitions-Strafkoeffizient wirkt sich insbesondere auf kapitalintensive Anlagen verteuern aus. Dies betrifft vor allem die in den späteren Perioden in großem Umfang installierten Steinkohlekraftwerke. Eine Erhöhung des Risikoaversionskoeffizienten dagegen führt zu einer höheren Bewertung unsicherer Primärenergieträgerpreise in der Zielfunktion, was sich negativ auf die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas auswirkt, für das eine höhere Standardabweichung angenommen wurde als für Steinkohle. Bei gleichzeitiger Anwendung beider Strafterme ergeben sich also sowohl für erdgasbefeuerte GuD-Anlagen und Gasturbinen als auch für Steinkohlekraftwerke ungünstigere Rahmenbedingungen. Auch Braunkohlekraftwerke sind aufgrund ihrer im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken nochmals höheren spezifischen Investitionen von einer Integration des Investitions-Strafterms betroffen, wie der Verzicht auf den Zubau eines modernen Braunkohleblocks bei hohen Risikoaversionskoeffizienten zeigt.

Bedingt durch diese Auswirkungen sinken auch die Erwartungswerte der gesamten Ausgaben und Erlöse im Betrachtungszeitraum (Bild 4-25) weitaus schneller als im Fall ohne Investitions-Strafterm (vgl. Bild 4-13). Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der Betrachtung von Erwartungswert und unterer Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des gesamten Gewinns im Betrachtungszeitraum (Bild 4-26).

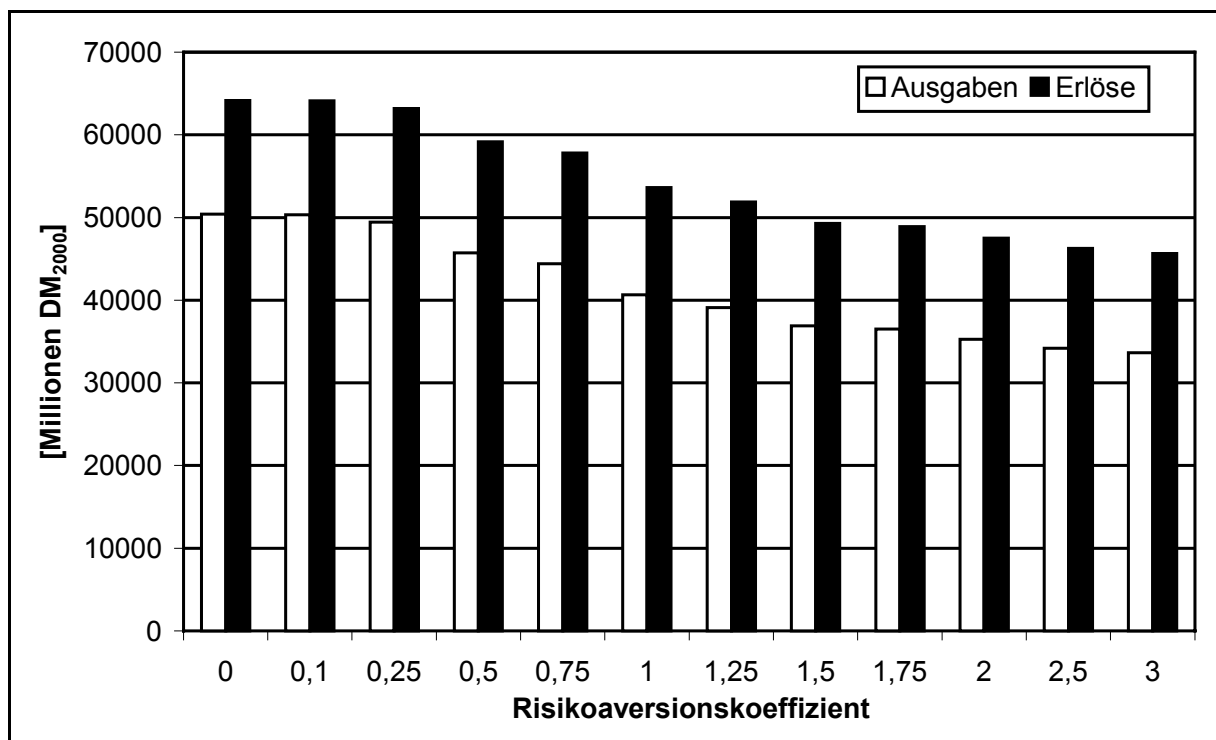


Bild 4-25: Erwartungswerte der gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Ausgaben und Erlöse über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

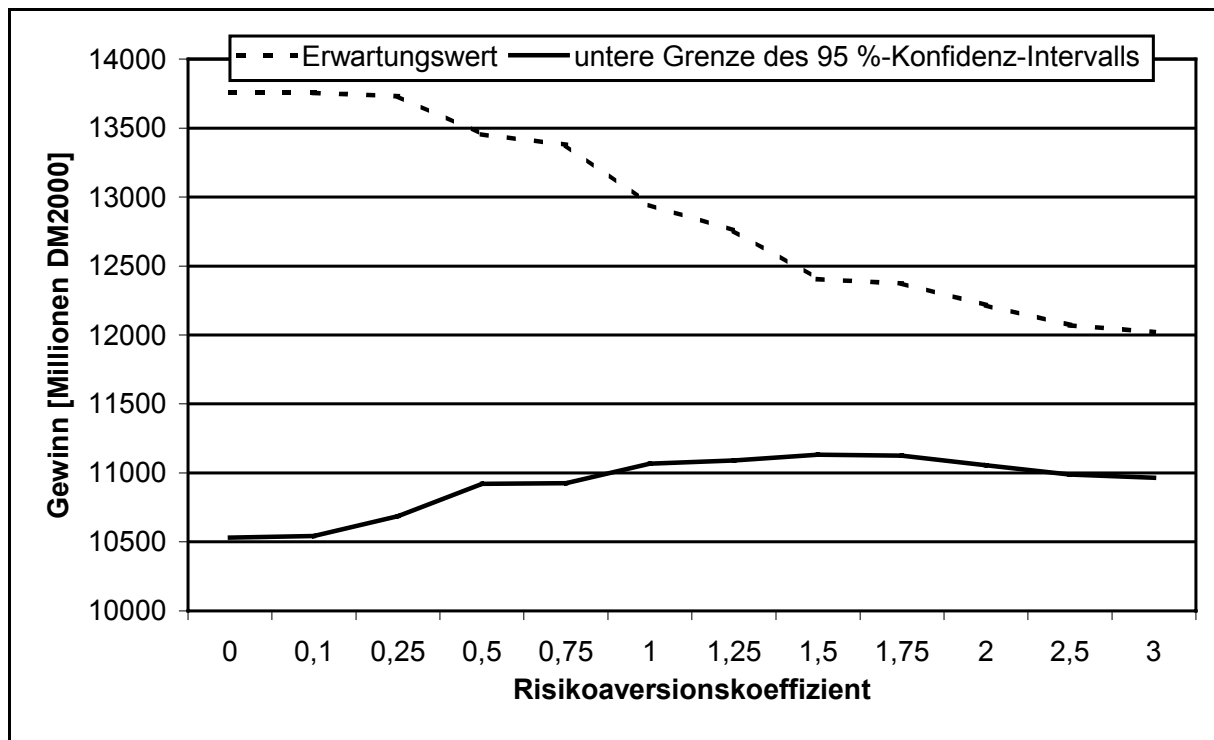


Bild 4-26: Erwartungswert und untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls des gesamten, auf das Jahr 2000 diskontierten Gewinns über den Betrachtungszeitraum für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: einstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm)

Gegenüber dem Fall ohne Investitions-Strafterm zeigt sich bereits bei moderaten Risikoaversionskoeffizienten zwischen 0,25 und 1 ein starkes Absinken des Erwartungswertes, während die untere Grenze des 95 %-Konfidenzintervalls nicht stärker steigt.

Dieses Ergebnis zeigt deutlich, dass bei der Kombination der einstufigen stochastischen Programmierung mit der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm darauf geachtet werden muss, dass die beiden Koeffizienten, mit denen die zusätzlich in die Zielfunktion eingehenden Terme gewichtet werden, nicht zu hoch angesetzt werden dürfen. Werden für beide Koeffizienten relativ hohe Werte angesetzt, so ergibt sich rasch eine Situation, in der die in der Zielfunktion bewerteten Terme für die Elektrizitätsbereitstellung die erzielbaren Erlöse übersteigen. Dies führt zu dem Ergebnis, dass Investitionen in neue Kraftwerke ausbleiben und der Kraftwerkspark des betrachteten EVU sich nach Auslaufen der bestehenden Kapazitäten deutlich verkleinert. Der gleiche Effekt ist auch bei getrennter Anwendung der einstufigen stochastischen Programmierung und der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm zu beobachten, wenn hohe Risikoaversions- bzw. Investitions-Strafkoeffizienten gewählt werden.

## **4.5 Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung**

### **4.5.1 Einleitung**

Wie schon bei der Anwendung der einstufigen stochastischen Modellversion in Abschnitt 4.4 diskutiert, würde eine detaillierte Analyse aller möglichen Unsicherheiten bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einsatz der entwickelten methodischen Ansätze weit über den Rahmen dieser Arbeit hinausführen. Dies gilt um so mehr für die mehrstufig stochastische Version des PERSEUS-EVU Modells, die im Gegensatz zur einstufigen Variante die Berücksichtigung von Unsicherheiten für sämtliche Parameter des Optimiermodells erlaubt. Daher muss auch in diesem Abschnitt dem Modelleinsatz die Auswahl von für die Planung besonders relevanten unsicheren Parametern, die sich für die Evaluierung der entwickelten Ansätze eignen, vorangestellt werden.

Da bei der Anwendung des einstufigen stochastischen Modells in Kapitel 4.4 bereits aufgezeigt wurde, dass sich dieser Ansatz gut zur Abbildung von risikobehafteten Zielfunktionsparametern wie bspw. Primärenergieträgerpreisen eignet, werden beim Einsatz des mehrstufigen Ansatzes Parameter der Rechte-Hand-Seiten der Nebenbedingungen in Betracht gezogen. Da die Abbildung von unsicheren energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen im Rahmen der Anwendung des kombinierten Modells aus ein- und mehrstufiger stochastischer Programmierung in Kapitel 4.6 analysiert wird, wird an dieser Stelle die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme, die in einem wettbewerblich organisierten Markt einen signifikanten Unsicherheitsfaktor für die langfristige Planung von EVU darstellt, stochastisch abgebildet.

Dazu werden die in den abgebildeten Marktsegmenten vorgegebenen Obergrenzen, die die durch das beispielhafte EVU maximal ausschöpfbare Nachfrage repräsentieren, über die Knoten des Ereignisbaumes des mehrstufigen Modells variiert. Neben der prinzipiellen Analyse des mehrstufigen Ansatzes sollen dabei auch Aussagen zur Handhabbarkeit der Modelle bei wachsenden Ereignisbaumgrößen abgeleitet werden. Aus diesem Grund werden verschiedene Ereignisbäume mit unterschiedlicher Anzahl von Stufen und Knoten untersucht.

### **4.5.2 Definition der Ereignisbäume**

Im folgenden werden die im Rahmen der stochastischen Abbildung der Nachfrage verwendeten Ereignisbäume beschrieben. Dabei werden die verschiedenen Bäume durch die Anzahl der Stufen, in denen Verzweigungen auftreten, die Anzahl der Stufen, in denen keine Verzweigungen auftreten sowie die Anzahl der alternativen Pfade pro Verzweigung charakterisiert. Die Unterscheidung nach Stufen mit und ohne

Verzweigung ist notwendig, da der gesamte Baum grundsätzlich aus acht Stufen besteht, die den Zeitperioden des deterministischen bzw. einstufigen stochastischen Modells aus Kapitel 4.3 bzw. 4.4 entsprechen. Diese Vorgehensweise soll die Vergleichbarkeit der Ergebnisse des mehrstufigen Ansatzes mit den bereits beschriebenen Modellergebnissen gewährleisten. Da bei der Einführung von Verzweigungen an jeder der acht Stufen bereits bei nur zwei Alternativen pro Verzweigung ein Ereignisbaum mit 255 Knoten entsteht<sup>147</sup>, was bei der Größe des sehr detaillierten Modells für das beispielhafte EVU bereits zu langen Rechenzeiten und hohem Speicherplatzbedarf führt<sup>148</sup>, werden Bäume definiert, die an einigen Stufen keine Verzweigungen aufweisen, so dass sich die Baumgröße entsprechend verringert. Neben der Reduzierung der Modellgröße erscheint der Verzicht auf die Einführung von Verzweigungen an ausgewählten Stufen auch aus praktischen Erwägungen sinnvoll. So ist beispielsweise die Abbildung verschiedener Vorgaben für eine Emissionssteuer bereits im Jahr 2000 oder 2001, den ersten beiden Perioden des Modells und damit Stufen des Ereignisbaumes, angesichts der derzeitigen energie- und umweltpolitischen Situation nicht sinnvoll.

Zur Vereinfachung wird für die verschiedenen Ereignisbäume die Notation  $n+m[k]$  eingeführt, wobei  $n$  für die Anzahl der Stufen mit Verzweigung,  $m$  für die Anzahl der Stufen ohne Verzweigung und  $k$  für die Anzahl der Alternativen pro Verzweigung<sup>149</sup> steht.<sup>150</sup>

Der einfachste Ereignisbaum, der in diesem Kapitel in das Modell integriert wird, hat lediglich 2 Stufen, an denen jeweils 2 Verzweigungen eingeführt werden. An den 6 restlichen Stufen gibt es keine weiteren Verzweigungen. Damit ergibt sich mit der soeben eingeführten Notation die Bezeichnung  $2+6[2]$ -Ereignisbaum. Die Darstellung in Bild 4-27 zeigt, an welchen Stufen die zwei Verzweigungen vorgesehen sind. Aus der Position der Verzweigungsstufen ergibt sich für diesen Ereignisbaum eine Knotenanzahl von 19. An der ersten Verzweigung werden die Nachfrageobergrenzen, ausgehend vom Niveau des Referenzmodells in der entsprechenden Zeitperiode, um jeweils 20 % nach oben bzw. unten variiert. An der zweiten Verzweigung werden diese Werte um weitere 10 % nach oben bzw. unten verändert, so dass sich über die Blätter des Ereignisbaumes eine Spanne der Nachfrage von 70 % bis 130 % – in

---

<sup>147</sup> Vgl. Tabelle 3-2.

<sup>148</sup> Detaillierte Ausführungen zu Rechenzeiten und Speicherplatzbedarf bei Anwendung der verschiedenen Bäume finden sich in Abschnitt 4.7

<sup>149</sup> Grundsätzlich bietet das mehrstufige PERSEUS-EVU Modell auch die Möglichkeit, an jeder Verzweigung eine unterschiedliche Anzahl von alternativen Zweigen vorzugeben. Auf diese Variante wird bei der beispielhaften Modellanwendung in diesem Kapitel aus Gründen der Übersichtlichkeit allerdings nicht zurückgegriffen.

<sup>150</sup> Zur eindeutigen Charakterisierung aller möglichen Ereignisbäume reicht diese einfache Notation nicht aus, da unbestimmt bleibt, welche der Stufen Verzweigungen aufweisen und welche nicht. Da bei den eingesetzten Bäumen dennoch keine Mehrdeutigkeiten auftreten, kann auf eine kompliziertere Notation verzichtet werden.



Schritten von 20 % – der Referenzwerte im deterministischen Fall ergibt. Bei diesem – wie bei allen folgenden Bäumen in diesem Unterkapitel – werden an den Verzweigungen gleiche Wahrscheinlichkeiten für alle möglichen Pfade angenommen<sup>151</sup>, bei zwei Alternativen pro Verzweigung ergibt sich somit  $p = \frac{1}{2}$  für die Knoten der Stufen 4 und 5 sowie  $p = \frac{1}{4}$  für die Knoten der Stufen 6, 7 und 8.

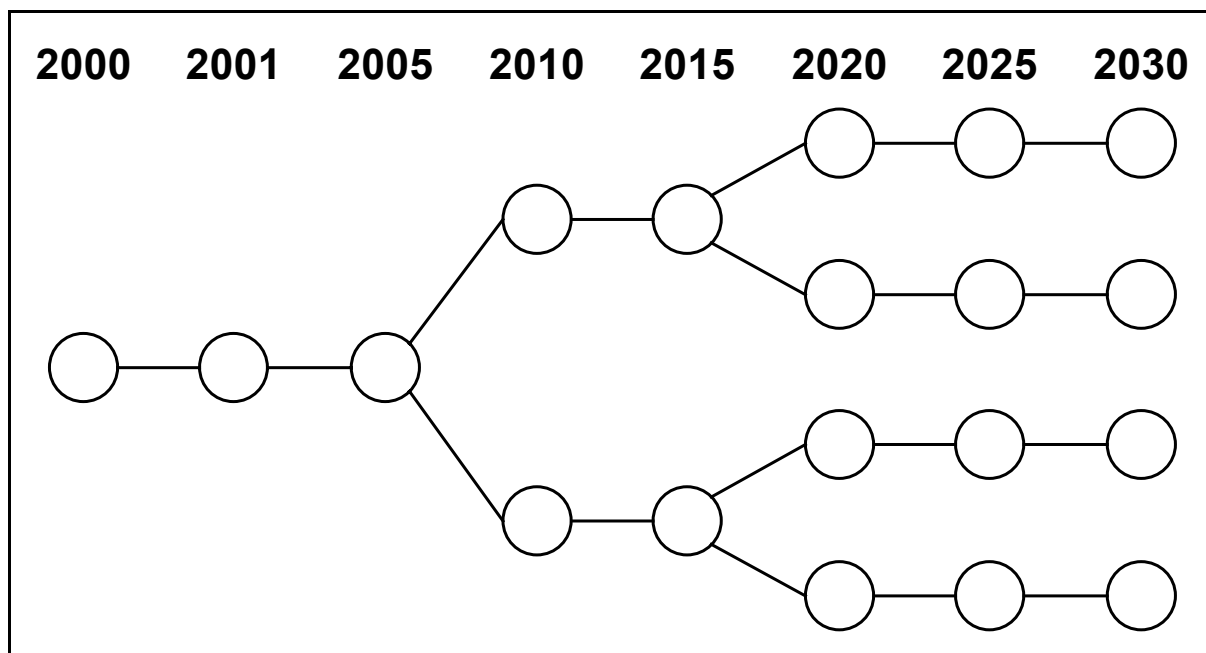


Bild 4-27: Achtstufiger Ereignisbaum mit 2 Verzweigungsstufen und zwei alternativen Pfaden pro Verzweigung (2+6[2]-Baum)

Beim zweiten Ereignisbaum stehen bei gleicher Anzahl von Verzweigungsstufen drei alternative Pfade pro Verzweigung zur Verfügung (2+6[3], siehe Bild 4-28), woraus eine Knotenanzahl von 36 resultiert. Bei diesem Ereignisbaum werden die Nachfrageobergrenzen bereits an der ersten Verzweigung um jeweils 30 % nach oben bzw. unten angepasst, für den dritten Pfad werden die gleichen Werte wie im deterministischen Fall angenommen. An der zweiten Verzweigung werden diese Werte um weitere 10 % nach oben bzw. unten verändert, beim mittleren Pfad werden die Werte der Vorstufe konstant gehalten. Damit ergibt sich an den Blättern des Baumes eine Nachfragespannweite von 60 % bis 140 % des Referenzwertes bei Abstufungen von 10 %.

Durch Einführung einer zusätzlichen Verzweigung in der Periode 2005 (Stufe 3) ergeben sich die Ereignisbäume 3+5[2] und 3+5[3]. Da der 3+5[3]-Baum mit 27 Knoten an den Stufen 6, 7 und 8 und 104 Knoten insgesamt bereits relativ umfangreich ist, wird auf eine graphische Darstellung verzichtet. Sein Aufbau entspricht bis auf die höhere Zahl der Alternativen pro Verzweigung dem des 3+5[2]-Baums (Bild 4-29), der aus 36 Knoten besteht.

<sup>151</sup> Diese Annahme wird getroffen, um die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse auch bei größeren Bäumen, die vor allem zur Auslotung der maximalen Modellgrößen dienen, zu gewährleisten.

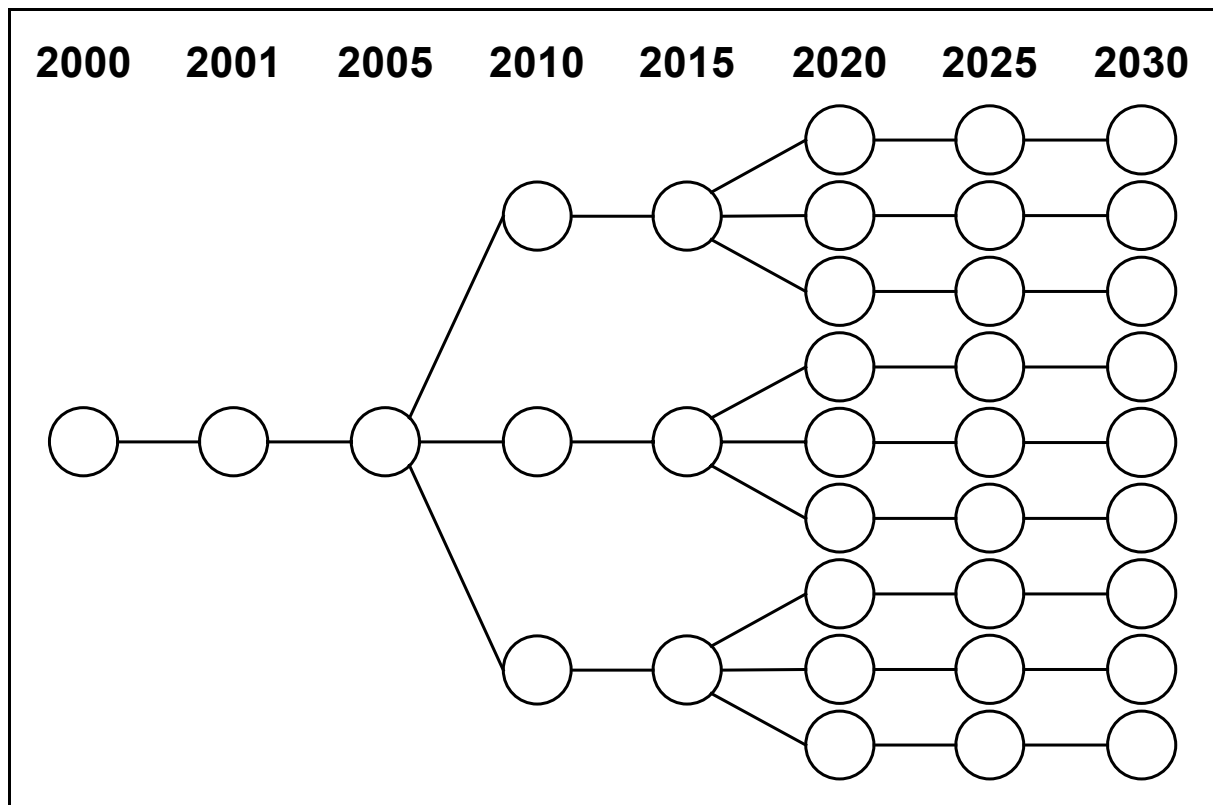


Bild 4-28: Achtstufiger Ereignisbaum mit 2 Verzweigungsstufen und drei alternativen Pfaden pro Verzweigung (2+6[3]-Baum)

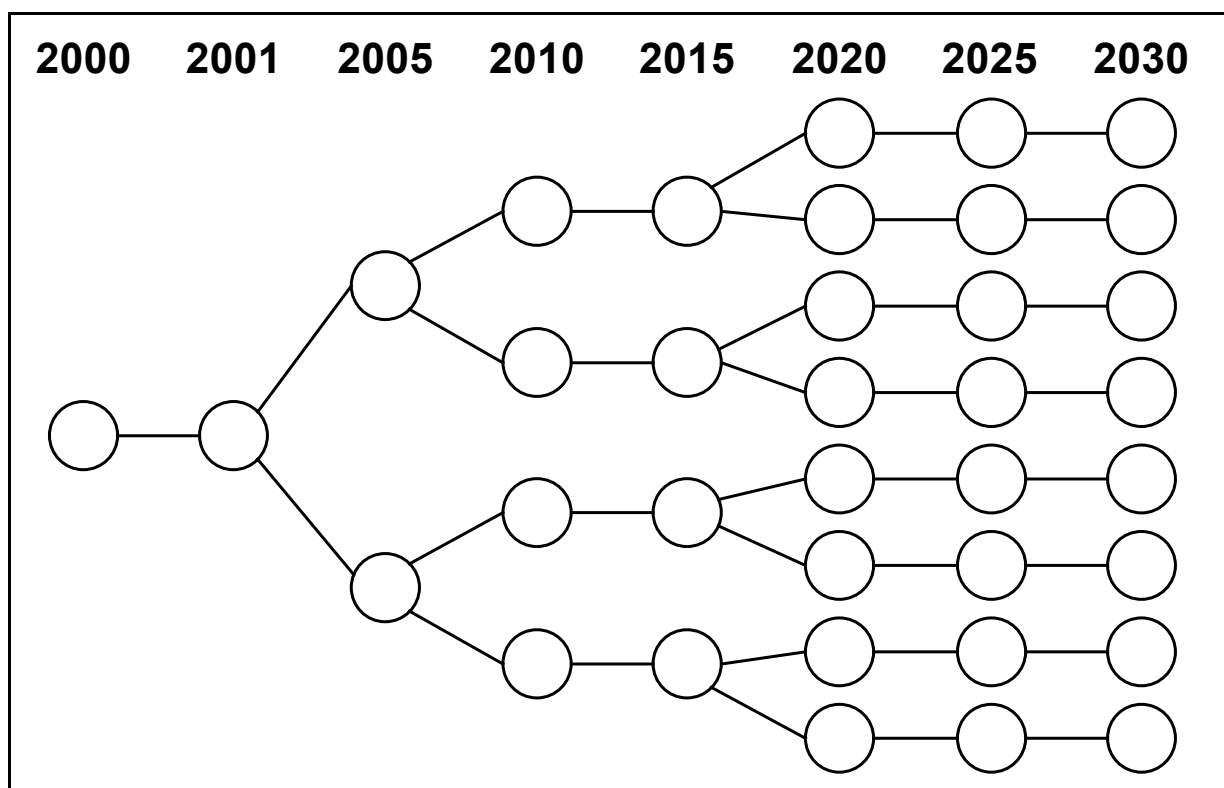


Bild 4-29: Achtstufiger Ereignisbaum mit 3 Verzweigungsstufen und zwei alternativen Pfaden pro Verzweigung (3+5[2]-Baum)

Beide 3+5-Bäume weisen an den ersten beiden Verzweigungen die gleichen Variationen der Nachfrageobergrenzen wie die entsprechenden 2+6 Bäume auf. An der dritten Verzweigung des 3+5[2]-Baums wird die Nachfrage an einem Zweig um 10 % nach unten (für Werte unter 100 %) bzw. nach oben (für Werte über 100%) korrigiert, am anderen Zweig jeweils konstant gehalten. Daraus ergibt sich eine Spanne von 60 % bis 140 % in 10 %-Schritten (20 % zwischen Blatt 4 und 5). Die dritte Stufe des 3+5[3]-Baumes besteht aus 5 %-Schritten, wodurch sich eine Spannweite der oberen Grenze der Nachfrage in den einzelnen Marktsegmenten von 55 % bis 145 % ergibt, die in 5 %-Schritte unterteilt ist<sup>152</sup>.

Auf die detaillierte Beschreibung der weiteren Ereignisbäume, die vor allem der Analyse der Frage nach maximal handhabbaren Baumgrößen dienen, wird an dieser Stelle aus Platzgründen verzichtet, eine Übersicht der Charakteristika findet sich in Tabelle 4-7.

Tabelle 4-7: Charakteristika der untersuchten Ereignisbäume

Bezeichnung	Verzweigungsstufen	Position der Verzweigungsstufen	Alternativen pro Verzweigung	Anzahl Knoten
2+6[2]	2	2010; 2020	2	19
2+6[3]	2	2010; 2020	3	36
3+5[2]	3	2005; 2010; 2020	2	36
3+5[3]	3	2005; 2010; 2020	3	104
4+4[2]	4	2005; 2010; 2015; 2020	2	56
4+4[3]	4	2005; 2010; 2015; 2020	3	230
5+3[2]	5	2005; 2010; 2015; 2020; 2025	2	96
5+3[3]	5	2005; 2010; 2015; 2020; 2025	3	608
6+2[2]	6	2005; 2010; 2015; 2020; 2025, 2030	2	128

### 4.5.3 Modellergebnisse

#### 4.5.3.1 Mehrstufige stochastische Programmierung ohne Risikopräferenz

Die Veränderung der gesamten Kraftwerkskapazitäten über den Betrachtungszeitraum für die vier Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes zeigen Bild 4-30 bis Bild 4-33.<sup>153</sup>

<sup>152</sup> Nebeneinanderliegenden Blättern verschiedener Dreiergruppen (z. B. 3 und 4 oder 6 und 7) sind gleiche Nachfragewerte zugeordnet.

<sup>153</sup> In den folgenden Diagrammen zur mehrstufigen stochastischen Programmierung ist zur Unterscheidung der verschiedenen Ereignisse zusätzlich zur Jahreszahl die jeweilige Nachfragehöhe als Prozentsatz der Nachfrage im Referenzfall angegeben.

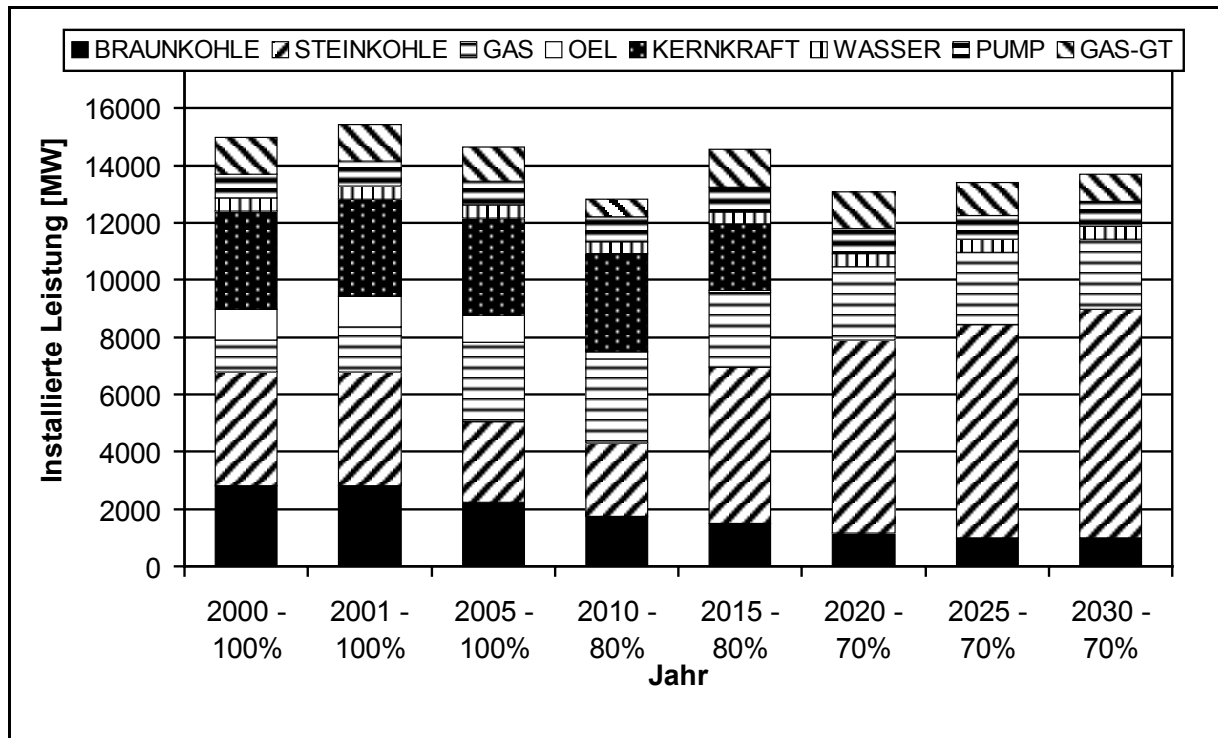


Bild 4-30: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

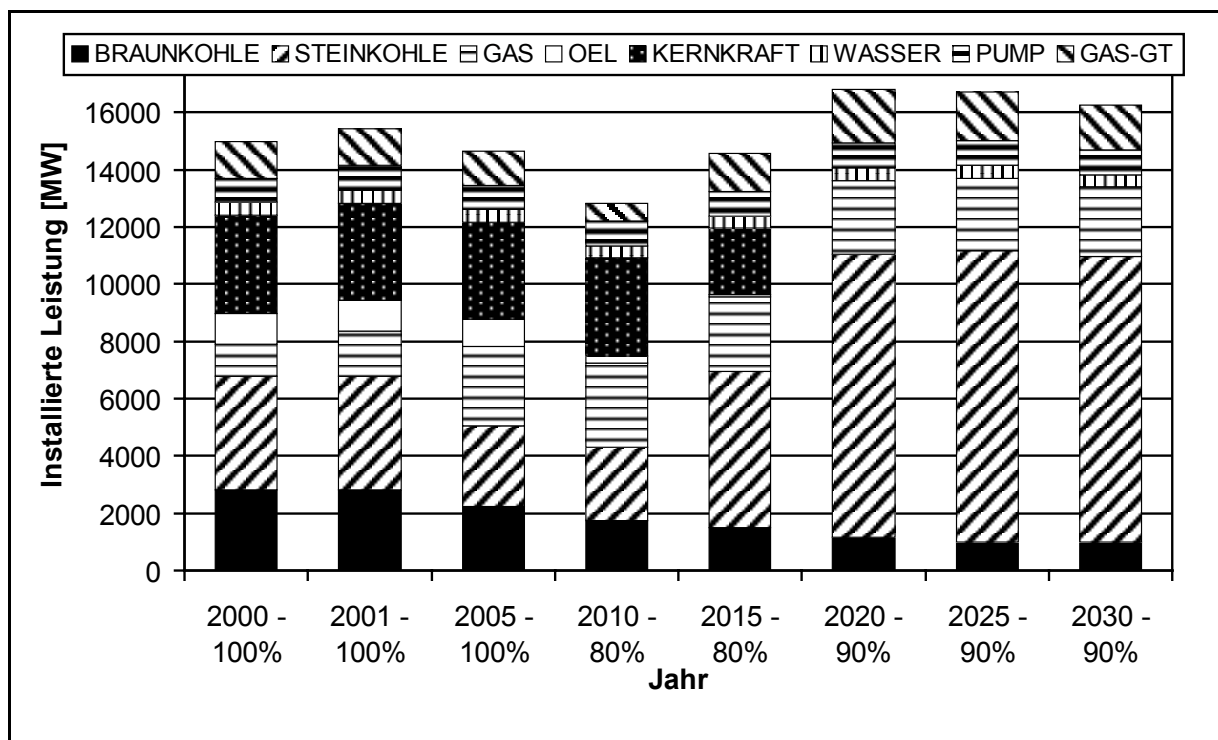


Bild 4-31: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 2 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

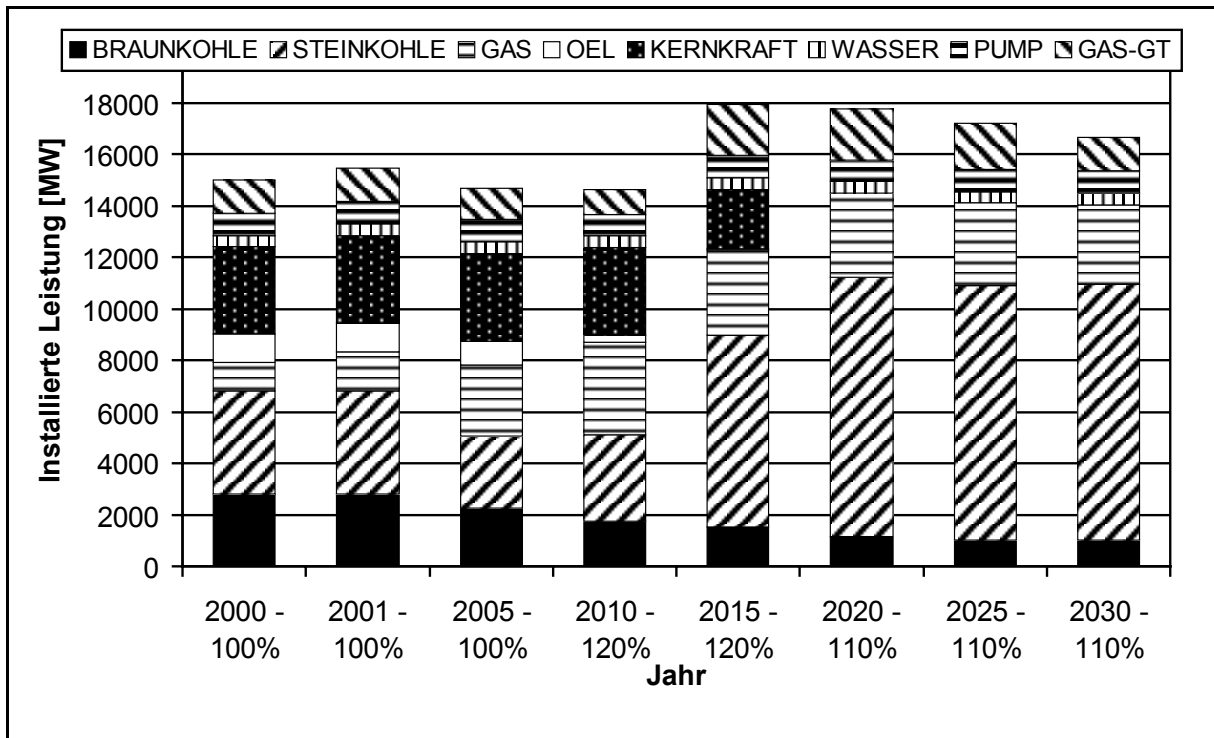


Bild 4-32: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 3 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

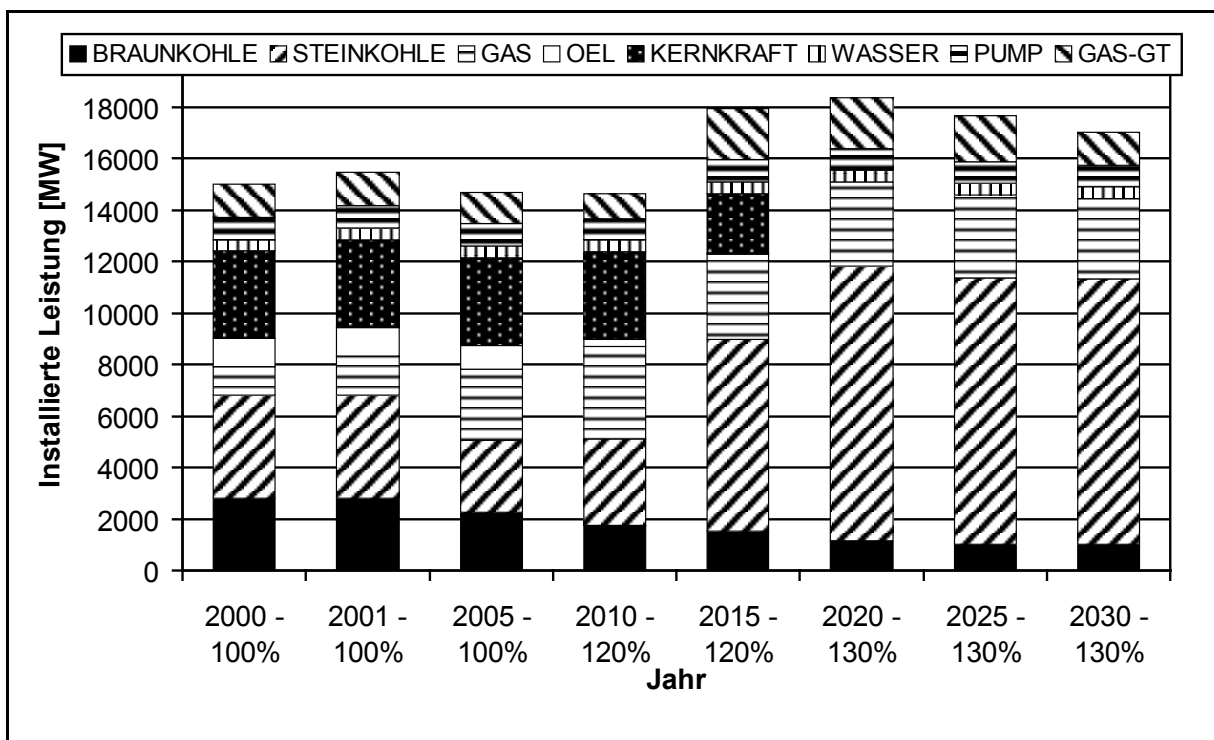


Bild 4-33: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 des 2+6[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

Die sich für den 2+6[2]-Ereignisbaum ergebenden Ergebnisse für die ersten drei Perioden, in denen keine Verzweigung vorliegt, unterscheiden sich relativ wenig von

den Ergebnissen im Referenzfall, d. h. die bis zum Jahr 2005 getroffenen Zubauentscheidungen sind robust gegenüber den in diesem Ereignisbaum angenommenen verschiedenen Pfaden der Nachfrageentwicklung. Prinzipbedingt ergeben sich bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung ab der ersten Verzweigung verschiedene Ergebnisse. Der verstärkte Kapazitätszubau bei den höheren Nachfragepfaden wird hauptsächlich durch Steinkohlekraftwerke getragen, zu einem geringeren Grad tragen erdgasbefeuerte GuD-Anlagen und Gasturbinen zur höheren Gesamtkapazität bei.

Die Entwicklung der gesamten diskontierten sowie der jährlichen Ausgaben, Erlöse und Gewinne für die vier verschiedenen Pfade des 2+6[2]-Baumes (Tabelle 4-8) zeigt durchaus beträchtliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Pfaden, allerdings erzielt das exemplarische EVU auch bei niedriger Nachfrage noch ein Ergebnis mit hohen Gewinnen.

Tabelle 4-8: Jährliche Ausgaben, Erlöse und Gewinne für die Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes [Milliarden DM<sub>2000</sub>] (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

		2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Diskontierte Summe
<b>Pfad 1</b>	Erlöse	3,44	3,70	4,01	4,08	4,99	4,59	4,88	4,86	60,72
	Ausgaben	2,82	2,98	3,06	2,97	3,82	3,76	4,05	4,25	47,76
	Gewinn	0,63	0,72	0,95	1,11	1,17	0,83	0,83	0,60	12,96
<b>Pfad 2</b>	Erlöse	3,44	3,70	4,01	4,08	4,99	5,99	6,14	5,80	64,48
	Ausgaben	2,82	2,98	3,06	2,97	3,82	5,00	5,14	5,08	51,06
	Gewinn	0,63	0,72	0,95	1,11	1,17	1,00	1,00	0,71	13,42
<b>Pfad 3</b>	Erlöse	3,44	3,70	4,01	4,77	6,12	6,28	6,26	5,94	68,67
	Ausgaben	2,82	2,98	3,06	3,52	4,77	5,20	5,19	5,18	54,40
	Gewinn	0,63	0,72	0,95	1,25	1,35	1,08	1,06	0,76	14,28
<b>Pfad 4</b>	Erlöse	3,44	3,70	4,01	4,77	6,12	6,56	6,50	6,11	69,41
	Ausgaben	2,82	2,98	3,06	3,52	4,77	5,39	5,35	5,28	54,89
	Gewinn	0,63	0,72	0,95	1,25	1,35	1,17	1,15	0,83	14,52

Quelle: eigene Berechnungen

Für den Ereignisbaum mit zwei Verzweigungen und drei Alternativen pro Verzweigung (2+6[3]) wird auf die Darstellung der Kapazitätsentwicklung für alle neun Pfade verzichtet, Bild 4-34 und Bild 4-35 zeigen die Entwicklung für die Pfade mit der niedrigsten (Pfad 1) und der höchsten (Pfad 9) Nachfrageentwicklung.

Auch für diesen Ereignisbaum unterscheiden sich die Zubauentscheidungen in den ersten drei Perioden nicht signifikant von denen des Referenzfalles. Für den nicht abgebildeten mittleren Pfad (Pfad 5), bei dem die Höhe der Nachfrage für jede Periode der des Referenzfalles entspricht, ergibt sich ein Ergebnis, das sich in sämtlichen Perioden von dem des Referenzfalles nur marginal unterscheidet.

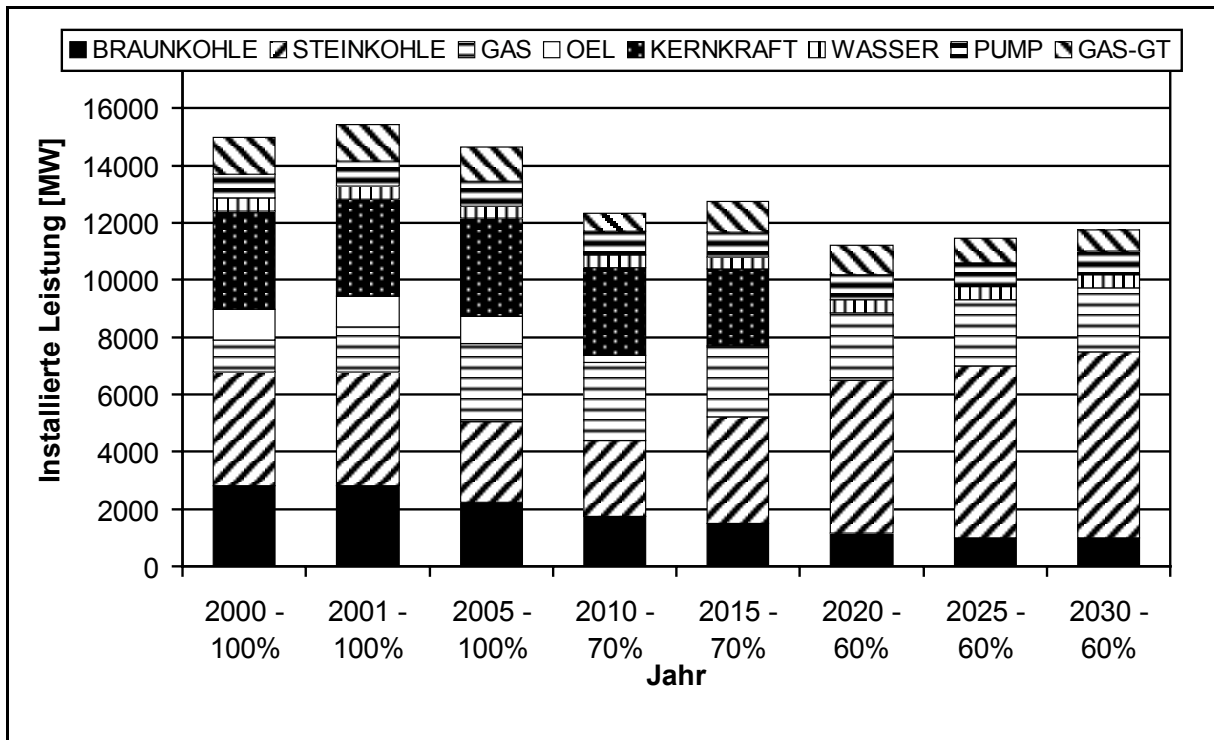


Bild 4-34: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 des 2+6[3]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

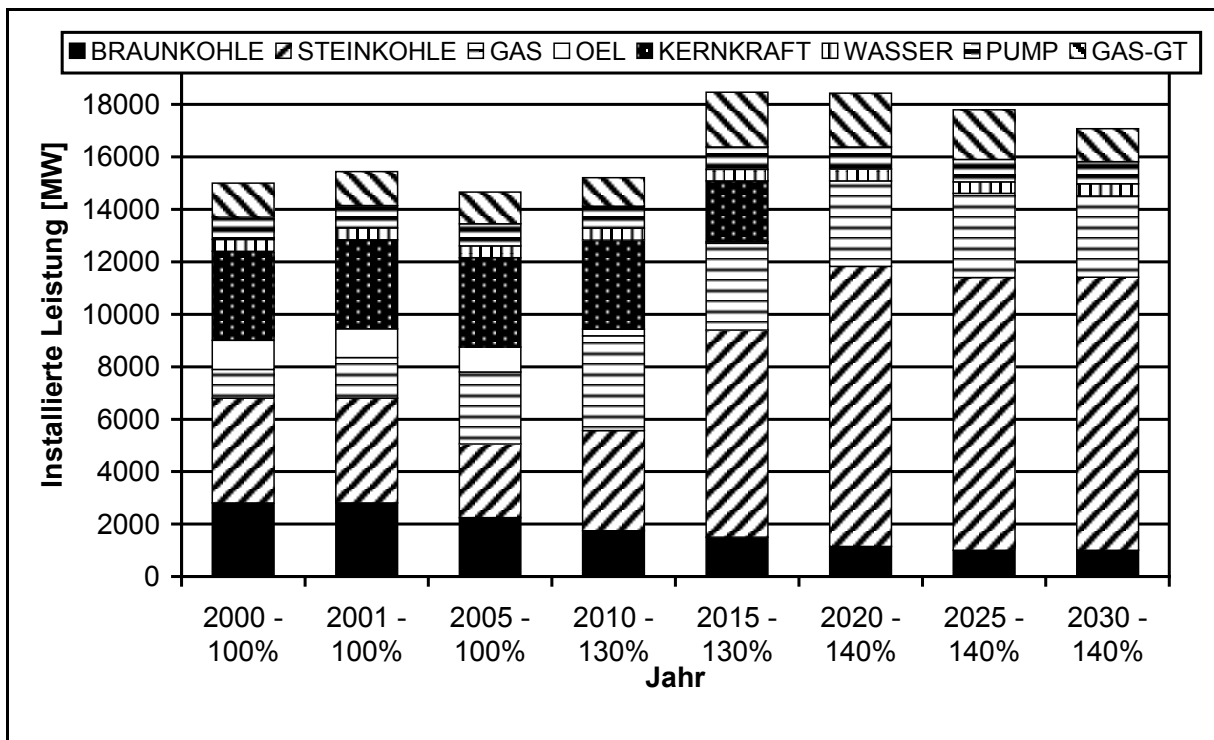


Bild 4-35: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 9 des 2+6[3]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

Wird durch den Einsatz des 3+5[3]-Ereignisbaums eine weitere Verzweigung im Jahr 2005 eingeführt, ergibt sich für die acht verschiedenen Pfade des Baumes die in Bild 4-36 dargestellte Aufteilung des Kraftwerksparks im Jahr 2030. Dadurch, dass in der oberen Hälfte des Baumes bereits im Jahr 2005 eine höhere Nachfrage vorliegt, ergeben sich Unterschiede zu den Ergebnissen der Bäume, bei denen die Nachfrageentwicklung sich erst im Jahr 2010 verzweigt. Da, wie bereits bei der Diskussion der Ergebnisse im Referenzfall angeführt, in den frühen Perioden erdgasbefeuerte GuD-Anlagen bis in die Grundlast hinein die ökonomisch sinnvollste Lösung darstellen, werden die entsprechenden Kapazitäten bei hoher Nachfrage im Jahr 2005 stärker erweitert als beim Einsatz zweistufiger Bäume. In den späteren Perioden ergeben sich bei gleicher Nachfragehöhe für beide Baumtypen vergleichbare Ergebnisse sowohl in Hinblick auf die Kapazitätsentwicklung als auch auf die Ausgaben- und Erlössituation des exemplarischen EVU.

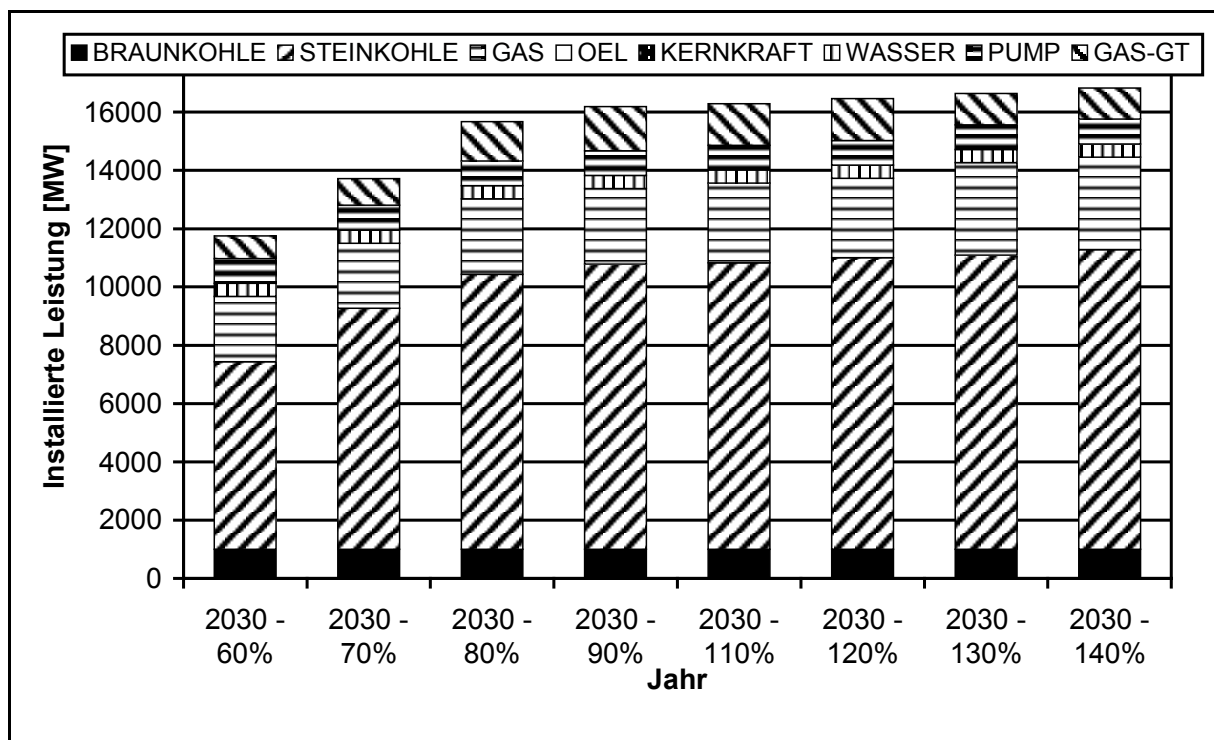


Bild 4-36: Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern im Jahr 2030 für die 8 Pfade 3+5[2]-Ereignisbaumes (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung ohne Risikopräferenz)

Die Analyse der Ergebnisse beim Einsatz von noch komplexeren Ereignisbäumen ergeben gegenüber den dargestellten Entwicklungen keine wichtigen neuen Erkenntnisse. Der bedeutendste Unterschied besteht in der feineren Abstufung der Ergebnisse über die höhere Anzahl von Pfaden der Ereignisbäume. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass – zumindest bei der stochastischen Abbildung der Nachfrageobergrenzen – auf den Einsatz großer Bäume mit 100 und mehr Knoten verzichtet

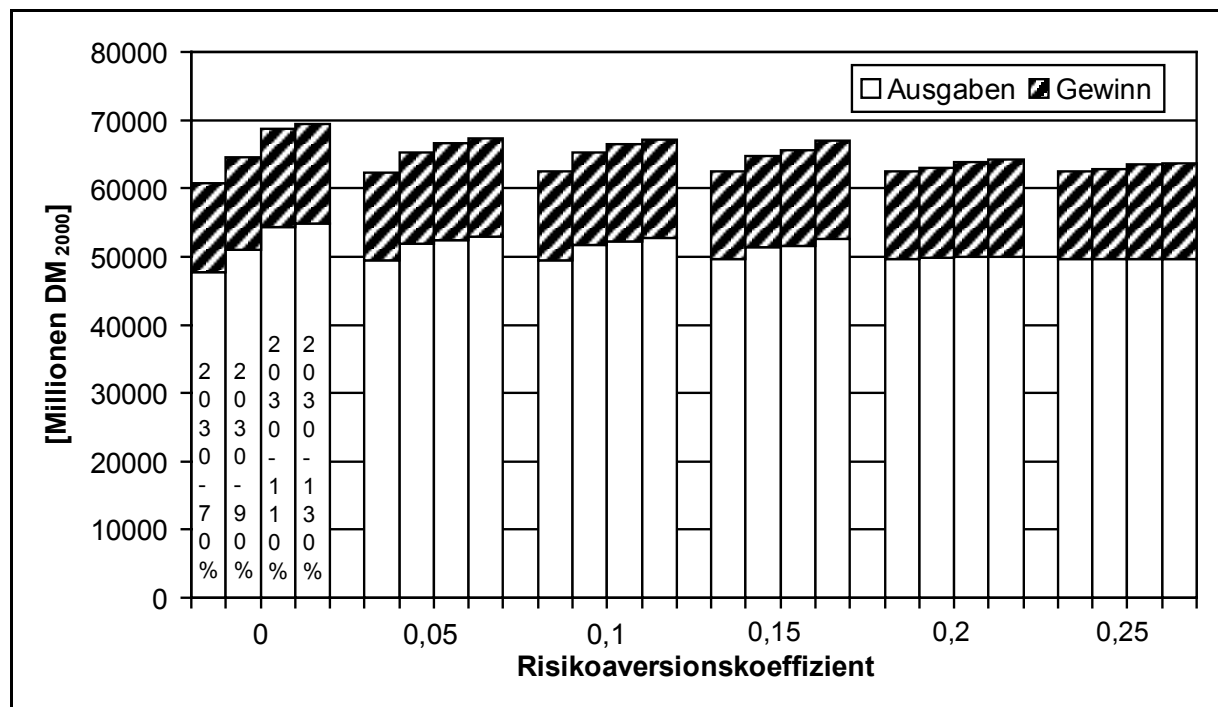


werden kann, wodurch sich eine gute Handhabbarkeit des mehrstufigen stochastischen Modells ergibt.

### 4.5.3.2 Mehrstufige stochastische Programmierung mit Risikopräferenz

Für die Untersuchung der Auswirkungen, die sich aus der Integration der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers gemäß den Gleichungen (3.17) bis (3.22) ergeben, wird auf den 2+6[2]-Ereignisbaum zurückgegriffen. Der Fall ohne Risikopräferenz, der einem Risikoaversionskoeffizienten von null entspricht, dient als Referenzfall. Auf die Untersuchung negativer Risikoaversionskoeffizienten, die bei einem risikofreudigen Entscheidungsträger vorliegen, wird aufgrund der Tatsache, dass bei Investitionsentscheidungen in Unternehmen Risikoaversion vorausgesetzt werden kann, verzichtet.

Die Veränderung der Ausgaben und des Gewinns im Jahr 2030 für die vier Pfade des Ereignisbaums bei Variation des Risikoaversionskoeffizienten zeigt Bild 4-37. Bereits bei niedrigen Risikoaversionskoeffizienten gleichen sich die Ausgaben und Gewinne im Jahr 2030 – und damit auch die Erlöse als Summe der beiden Werte – für die verschiedenen Pfade deutlich an. Ab einem Koeffizienten von 0,25 ergeben sich für alle Pfade Ausgaben in gleicher Höhe. Dies gilt sowohl für die Ausgaben im Jahr 2030 als auch für die diskontierte Summe der Ausgaben über den gesamten Betrachtungszeitraum<sup>154</sup>, wie auch Bild 4-38 zeigt, in dem Maximal-, Minimal- und Mittelwert der gesamten diskontierten Ausgaben in den verschiedenen Pfaden für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten aufgetragen sind.



<sup>154</sup> Wie in Kapitel 3.3.3.3.2 diskutiert, gehen bei der mehrstufig stochastischen Version in den mit dem Risikoaversionskoeffizienten gewichteten Term nur die Ausgaben ein.

Bild 4-37: Ausgaben und Gewinn im Jahr 2030 für die vier Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz)

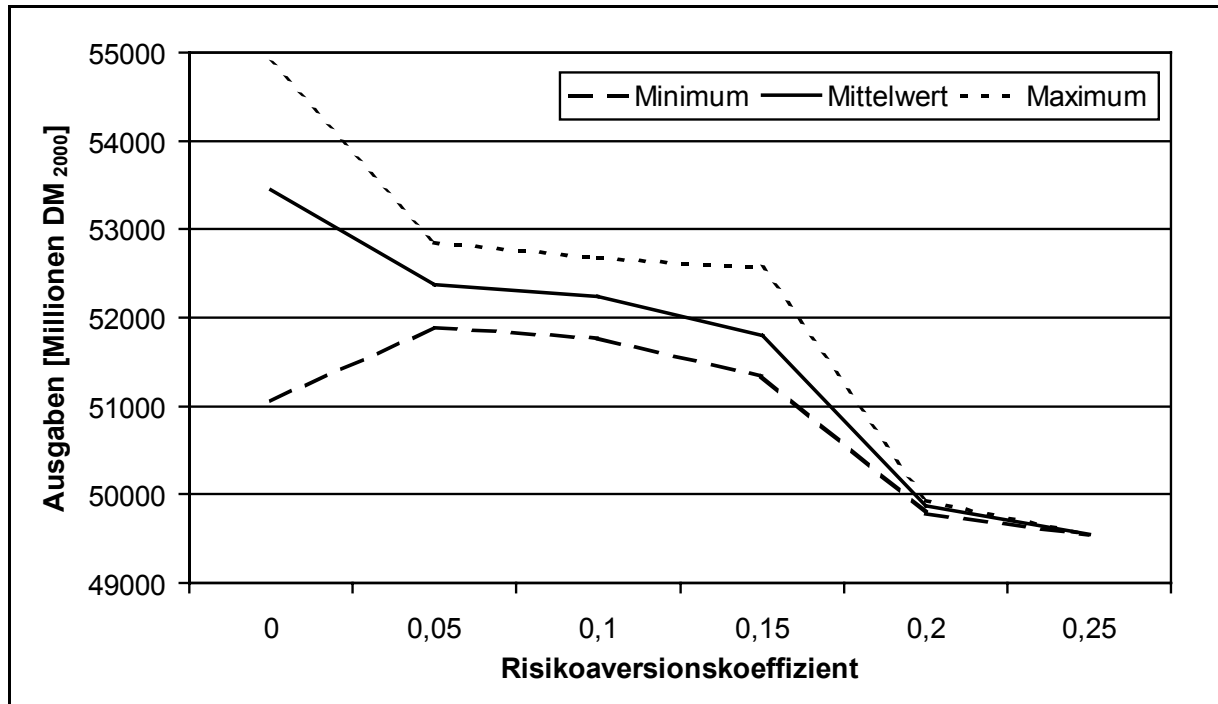


Bild 4-38: Maximal-, Minimal- und Mittelwert der gesamten diskontierten Ausgaben für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz)

Schon bei einem sehr niedrigen Risikoaversionskoeffizienten von 0,05 ergibt sich eine deutliche Verringerung der Spanne zwischen maximalen und minimalen Ausgaben. Im Gegensatz dazu bleiben Maximal-, Minimal- und Mittelwert des Gewinns (siehe Bild 4-39) bis zu einem Koeffizienten von 0,15 nahezu konstant, auch bei höheren Werten ist keine Gewinnveränderung in signifikanter Höhe zu verzeichnen.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass sich durch Einführung der Möglichkeit zur Berücksichtigung der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers im Rahmen der mehrstufigen stochastischen Programmierung Ergebnisse erzielen lassen, die eine deutliche Angleichung der Ausgabensituation über die verschiedenen Pfade eines Ereignisbaumes ergeben. Dadurch lässt sich das Risiko, das mit den verschiedenen Entscheidungen für die Pfade des Baumes verknüpft ist, signifikant reduzieren. Diese Verringerung des Risikos wird durch eine Angleichung der Kapazitätzubaustrategie für die vier verschiedenen Pfade des Ereignisbaumes erreicht, so dass sich für alle Pfade Ergebnisse einstellen, die gegenüber den angenommenen Unsicherheiten der Eingangsgrößen ein hohes Maß an Robustheit aufweisen. Verdeutlicht wird dies durch die in Bild 4-40 dargestellte Entwicklung der gesamten installierten Leistung des beispielhaften EVU. Zu höheren Risikoaversionskoeffizienten hin ergibt sich am Ende des Betrachtungszeitraums trotz der großen Spreizung der Nachfragehöhe über die vier

Pfade von 70 % bis 130 % des Referenzwertes in allen Fällen ein nahezu identischer Kraftwerkspark.

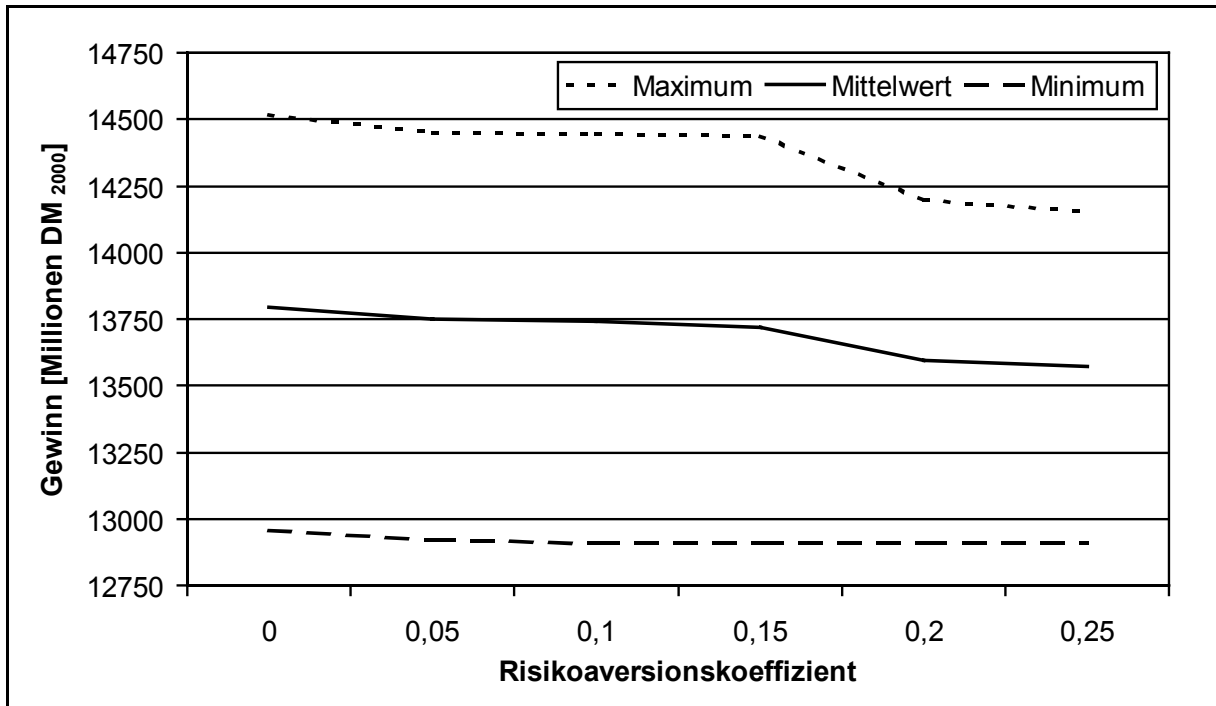


Bild 4-39: Maximal-, Minimal- und Mittelwert des gesamten diskontierten Gewinns für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz)

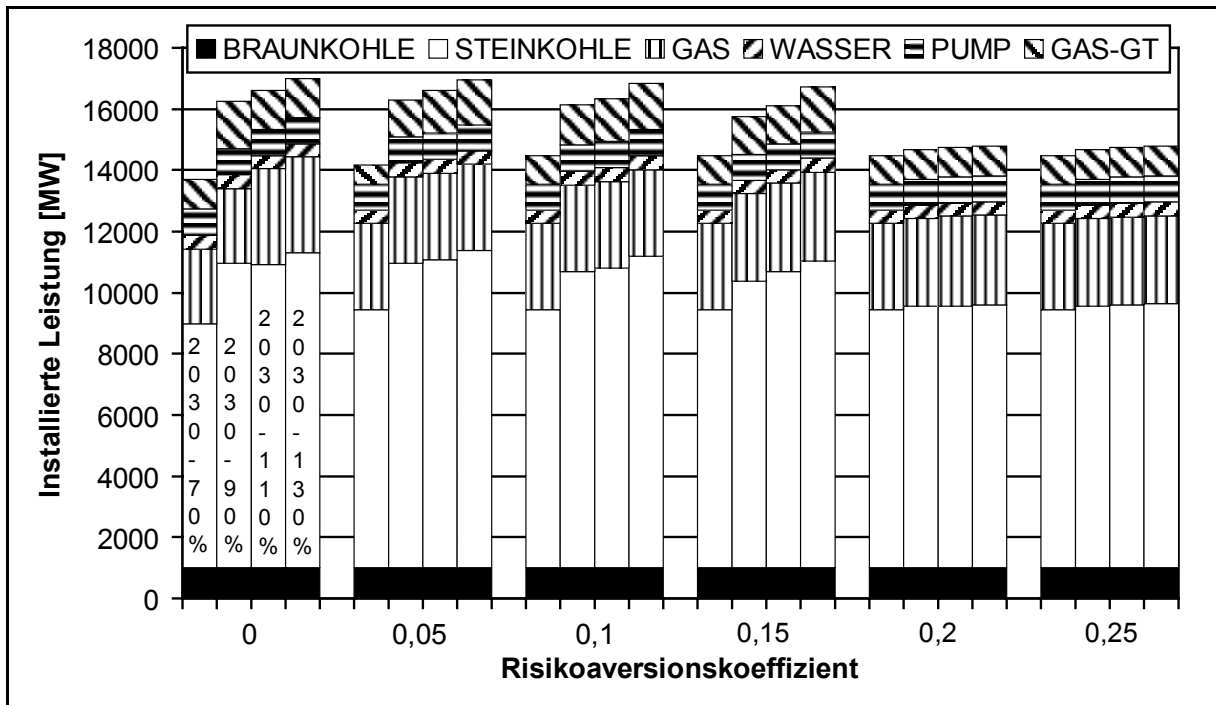


Bild 4-40: Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Jahr 2030 für die vier Pfade des 2+6[2]-Ereignisbaumes für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten (Modellversion: mehrstufige stochastische Gewinnmaximierung mit Risikopräferenz)

## 4.6 Untersuchung der Auswirkungen von Minderungsverpflichtungen für CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Einsatz des kombinierten Ansatzes aus ein- und mehrstufiger stochastischer Programmierung

### 4.6.1 Einleitung

Für den in diesem Kapitel beschriebenen Anwendungsfall wird der Ansatz auf Basis der Kombination von einstufiger und mehrstufiger stochastischer Optimierung<sup>155</sup> eingesetzt. Als Zielfunktion wird auf die Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm<sup>156</sup> zurückgegriffen. Damit werden erstmals alle der im Rahmen dieser Arbeit eingeführten methodischen Neuerungen, die in den vorangegangenen Abschnitten dieses Kapitels einzeln und in variierenden Kombinationen angewendet und analysiert worden sind, in einem einzigen Modell kombiniert.

Als Anwendungsbeispiel wird die Berücksichtigung von unsicheren umweltpolitischen Vorgaben in die Investitions- und Produktionsprogrammplanung des exemplarischen EVU ausgewählt. Von den verschiedenen umweltpolitischen Instrumenten, die mit Hilfe des PERSEUS-EVU Modells abgebildet werden können<sup>157</sup>, wird die Vorgabe von Emissionsobergrenzen für das Treibhausgas CO<sub>2</sub> untersucht. Die Wahl dieses Instrumentes liegt darin begründet, dass es der derzeitigen Situation, in der die Energiewirtschaft sich im Rahmen der Selbstverpflichtung der deutschen Industrie dazu verpflichtet hat, durch Minderung ihrer CO<sub>2</sub>-Emissionen zum Klimaschutzziel der Bundesregierung beizutragen<sup>158</sup>, am nächsten kommt. Bei Nichterreichen der selbstgesteckten Ziele der Industrie hat sich die Bundesregierung vorbehalten, geeignete regulatorische Maßnahmen einzuführen, um im Jahr 2005 das Ziel einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland um 25 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu erreichen.

Die vom beispielhaften EVU zu erreichenden, als unsicher angenommenen CO<sub>2</sub>-Minderungen über den Betrachtungszeitraum werden mit Hilfe der mehrstufigen stochastischen Programmierung abgebildet, die einstufige stochastische Programmierung wird zur Abbildung von risikobehafteten Primärenergieträgerpreisen eingesetzt.

---

<sup>155</sup> Vgl. Kapitel 3.3.3.4.

<sup>156</sup> Vgl. Kapitel 3.2.3.

<sup>157</sup> Vgl. Kapitel 2.5.4.17.

<sup>158</sup> Vgl. [BMU 2000a], [BMU 2000c].

## 4.6.2 Definition des Ereignisbaums und weitere Vorgaben

Im Gegensatz zu den in Kapitel 4.5 verwendeten Ereignisbäumen weist der zur Abbildung der unsicheren CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionen keine regelmäßige Struktur auf, die eine Charakterisierung allein auf Basis von Anzahl und Position der Verzweigungen sowie der Anzahl der Alternativen pro Verzweigung erlaubt. Vielmehr wird der Ereignisbaum so auf den vorliegenden Fall angepasst, dass sich mit einer möglichst geringen Anzahl von Knoten die existierenden Unsicherheiten nachbilden lassen. Der sich daraus ergebende Baum, der im folgenden als CO<sub>2</sub>-Ereignisbaum bezeichnet wird, ist in Bild 4-41 dargestellt.

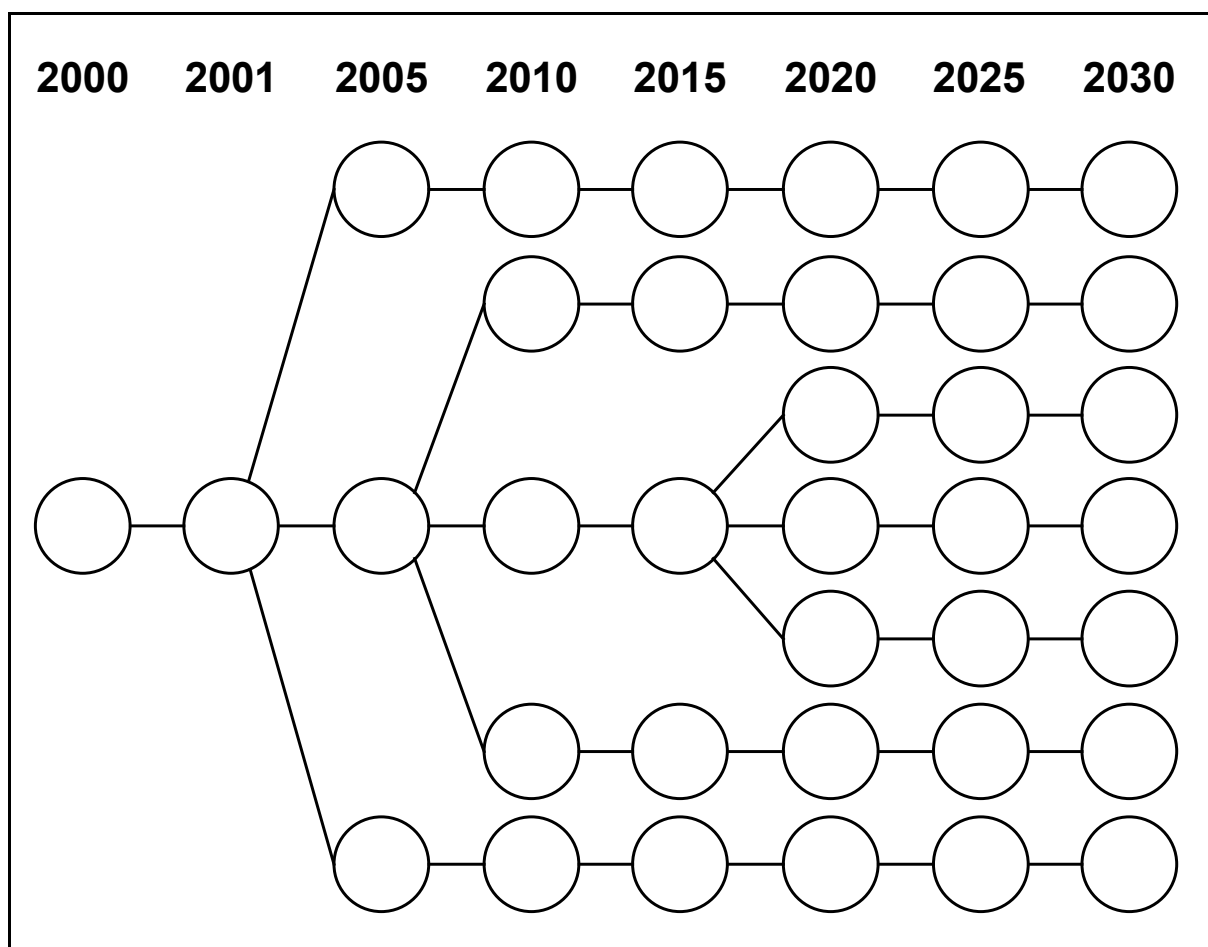


Bild 4-41: Graphische Darstellung des Ereignisbaums für die Abbildung von unsicheren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben

Da die Analyse des Energiesystems des beispielhaften EVU erst im Basisjahr 2000 beginnt, können keine Aussagen zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 1990, deren Höhe sowohl für die Ziele der Bundesregierung als auch für die Selbstverpflichtungserklärung der Industrie die Grundlage bilden, abgeleitet werden. Aus diesem Grund orientieren sich die Minderangsvorgaben an den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzfall für das Jahr 2000, die 17,85 Mio. t betragen. Für die Berechnung der Minderangsvorgaben wird davon ausgegangen, dass die bis zum Jahr 2000 erreichte Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr dem für die gesamte Elektrizitätswirtschaft

für das Jahr 1999 vorliegenden Wert von rund 13 %<sup>159</sup> bzw. 30 Mio. t CO<sub>2</sub> entspricht. Die für die verschiedenen Knoten des Ereignisbaumes angenommenen Minderungs-vorgaben und die entsprechenden Wahrscheinlichkeiten zeigen Tabelle 4-9 und Tabelle 4-10.

Tabelle 4-9: CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben der Knoten des Ereignisbaums in [Mio. t], bezogen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2000 im Referenzfall

Pfad	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1	0	0	-	-	-	-	-	-
2			2	4	4	2	2	2
3						4	4	4
4			6	6	6			
5			7	7	7			
6			5	5	8	8	8	
7			3	6	6	9	9	9

Tabelle 4-10: Wahrscheinlichkeiten  $p$  der Knoten des Ereignisbaums

Pfad	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
1	1	1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2			0,9	0,7	0,7	0,1	0,1	0,1
3						0,2	0,2	0,2
4			0,3	0,3	0,3			
5			0,2	0,2	0,2			
6			0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
7			0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Die CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionen für den mittleren Pfad 4, dem mit 0,3 die höchste Wahrscheinlichkeit zugeordnet ist, richten sich im Grundsatz nach den Zielen der Bundesregierung und den entsprechenden Selbstverpflichtungserklärungen, in denen sich die Industrie bereit erklärt, zu diesen Zielen beizutragen. Die Umrechnung auf die Ziele des beispielhaften EVU orientiert sich am Marktanteil des EVU und dem Beitrag der öffentlichen Elektrizitätsversorgung zu den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors. Die Pfade 3 und 5 unterscheiden sich erst ab dem Jahr 2020 vom wahrscheinlichsten Pfad und stehen zum einen für eine weitere Verschärfung der Ziele gegenüber Pfad 4, zum anderen für eine Fortschreibung der Vorgaben der Perioden 2010 und 2015. Diesen beiden Pfaden wird eine Wahrscheinlichkeit von je 0,2 zugewiesen. Die Pfade 2 und 6, die sich im Jahr 2010 von der Trendentwicklung abspalten, stehen zum einen für konstante Minderungs-vorgaben ab dem Jahr 2005, zum anderen für gegenüber den Plänen der Bundesregierung für 2010 stringentere

<sup>159</sup> Vgl. [VDEW 2001]

Klimaschutzziele. Für beide Pfade wird eine Wahrscheinlichkeit von lediglich 0,1 angenommen. Noch geringere Wahrscheinlichkeiten von 0,05 werden für die beiden extremen Pfaden 1 und 7 unterstellt. Pfad 1, der für die Jahre 2000 und 2001 das Erreichen der gleichen Emissionsniveaus wie im Referenzfall ohne CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsvorgabe vorsieht und in den weiteren Jahren keinerlei Restriktionen des CO<sub>2</sub>-Emissionsniveaus vorgibt, wird betrachtet, um eine integrierte Referenz für die Entwicklung des Kraftwerksparks bei verschiedenen Minderungsvorgaben zur Verfügung zu haben. Pfad 7 repräsentiert dagegen die Entwicklung für den Fall, dass die bestehenden CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele bereits vor dem Jahr 2005 verschärft werden und auch in der Folge oberhalb der bisher diskutierten Niveaus liegen.

Die Einführung von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben in verschiedener Höhe erfordert zwingend die Anpassung der angenommenen Marktpreise für Elektrizität und Wärme. Dies liegt darin begründet, dass bei Annahme von gleichen Preisen über die verschiedenen Pfade bei höheren Emissionsrestriktionsniveaus auf die Befriedigung eines Teiles der Nachfrage verzichtet wird. Dies spiegelt allerdings die reale Situation insofern nicht wieder, als die konkurrierenden EVU mit den gleichen Herausforderungen in Hinblick auf die Treibhausgasreduzierung konfrontiert sind wie das beispielhafte Unternehmen. Daher wird sich bei Emissionsminderungszielen, die eine Veränderung des unter rein ökonomischen Gesichtspunkten optimalen Kraftwerksparks erfordern, auf längere Sicht ein höheres Marktpreisniveau einstellen. Eine realitätsnahe Berücksichtigung derartiger Auswirkungen umweltpolitischer Instrumente oder anderer Rahmenbedingungen auf die unterstellte Entwicklung der Marktpreise erfordert den Einsatz geeigneter modellgestützter Ansätze. In Kapitel 6 wird auf die für diesen Zweck eingesetzten, häufig als Marktpreismodelle bezeichneten Ansätze näher eingegangen und ein neuartiges Modell zur Bestimmung der Marktpreise konzipiert, das die Integration des strategischen Verhaltens der Marktteilnehmer erlaubt. Bei der beispielhaften Anwendung des PERSEUS-EVU Modells wurde für die Bestimmung von Marktpreisniveaus bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionspfaden das PERSEUS-ICE Marktpreismodell<sup>160</sup> eingesetzt. Indem für den gesamten deutschen bzw. europäischen Markt den Pfaden entsprechende Vorgaben gemacht werden, ergibt sich ein Marktpreisniveau, bei dem das betrachtete EVU seinen im Referenzfall erreichten Marktanteil auch bei Emissionsminderungsvorgaben in verschiedener Höhe in etwa konstant halten kann<sup>161</sup>.

---

<sup>160</sup> Eine kurze Beschreibung des Modells findet sich in Kapitel 6.3.2.

<sup>161</sup> Bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung für ein reales EVU ist auch bei Vorgabe realistischer Marktpreise die Erreichung vergleichbarer Marktanteile keineswegs gewährleistet, da in einem solchen Fall die unterschiedlichen Voraussetzungen im Vergleich zu anderen EVU zum Tragen kommen, z. B. in Hinblick auf die Möglichkeiten zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger. Diese Effekte spielen bei dem beispielhaften EVU keine Rolle, da es sowohl in Hinblick auf den bestehenden Kraftwerkspark als auch auf die Potentiale zur Nutzung neuer Technologien und Energieträger dem bundesdeutschen Durchschnitt entspricht (vgl. Kapitel 4.2).

Auf die Integration von internationalen Kompensationsmechanismen, z. B. durch die im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingeführten flexiblen Instrumente Joint Implementation und Clean Development Mechanism<sup>162</sup> wird an dieser Stelle verzichtet. Ausführliche Betrachtungen zum Einfluss einer Integration derartiger Optionen und entsprechende modellgestützte Analysen auf nationaler und Unternehmensebene finden sich in [Rentz et al. 1998a] und [Fichtner 1999]. Auch die Integration von Bezugsmöglichkeiten für CO<sub>2</sub>-frei erzeugten oder mit wenig CO<sub>2</sub>-Emissionen hergestellten Strom aus dem In- und Ausland<sup>163</sup> bzw. entsprechender Zertifikate wurde im Rahmen der beispielhaften Anwendung nicht realisiert. Eine detaillierte Diskussion der Möglichkeiten und Chancen, die sich durch die Einführung derartiger Flexibilisierungsmaßnahmen im Bereich von Elektrizität aus erneuerbaren Energien ergeben, wird in [Rentz et al. 2001] geführt.

Neben der Definition des Ereignisbaums und der unterschiedlichen Eingangsdaten für dessen Knoten sind beim Einsatz des kombinierten Ansatzes aus einstufiger und mehrstufiger Stochastik Werte für die beiden verschiedenen Risikoaversionskoeffizienten vorzugeben. Aufgrund der bei der getrennten Analyse der einzelnen Verfahren in Kapitel 4.4 und 4.5 gemachten Erfahrungen wird für den Risikoaversionskoeffizienten der einstufigen Stochastik ein Wert von 0,1 angenommen, der Koeffizient des mehrstufigen Teils wird ebenfalls auf 0,1 gesetzt. Die mit Hilfe der einstufigen stochastischen Programmierung berücksichtigten unsicheren Einflussgrößen entsprechen denen, die bei der Anwendung des Verfahrens diskutiert wurden. Eine weitere Vorgabe betrifft den Gewichtungsfaktor für den Investitions-Strafkoeffizienten, für den ein Wert von 0,1 angenommen wird.

### 4.6.3 Modellergebnisse

Die Vorgabe von CO<sub>2</sub>-Emissionsrestriktionen wirkt sich signifikant auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks des beispielhaften EVU aus. Für den Referenzpfad ohne Minderungsverpflichtungen (Pfad 1, siehe Bild 4-42) ergeben sich nur geringfügige Unterschiede zu den Ergebnissen des Referenzfalles, die auf die Berücksichtigung des Investitions-Strafterms sowie der beiden Risikoaversionsterme zurückzuführen sind. Bereits bei mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben (Pfad 4) zeigt die Entwicklung der gesamten installierten Kapazitäten über den Betrachtungszeitraum (Bild 4-43) in den späteren Perioden eine völlig andere Struktur des Energiesystems. Auf den Zubau neuer Steinkohlekraftwerke, die den Kraftwerkspark im Referenzfall dominieren, wird vollständig verzichtet, stattdessen kommen verstärkt erdgasbefeuerte Anlagen – sowohl GuD-Kraftwerke als auch Gasturbinen –

---

<sup>162</sup> Vgl. [UNFCCC 2000]

<sup>163</sup> Der über die Börse beziehbare Strom wird mit CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren belegt, die der durchschnittlichen bundesdeutschen Entwicklung entsprechen, die sich auf Basis des PERSEUS-ICE Modells ergibt.



zum Einsatz. Darüber hinaus werden in großem Umfang Windkraftanlagen bis zu einer Gesamtleistung von knapp 16 GW installiert. Der weitaus größte Teil dieser Kapazitäten entfällt auf Anlagen vor der Küste (offshore), zusätzlich wird knapp 1 GW an Standorten mit hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf dem Festland (onshore) zugebaut. Durch die geringere Verfügbarkeit der Windkraftanlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken sowie die Notwendigkeit, Reservekapazitäten für die fluktuierende Leistung der Windkraftkonverter vorzuhalten, steigt die gesamte installierte Leistung gegenüber dem Referenzfall stark an.

Diese Effekte verstärken sich bei Betrachtung des Pfades mit den höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsvorgaben (Pfad 7, siehe Bild 4-44) nochmals deutlich. Zur gesamten im Jahr 2030 installierten Windkraftkapazität von rund 20 GW tragen in diesem Fall Anlagen auf dem Festland mit 5 GW bei, wobei auch Standorte mit mittleren Windgeschwindigkeiten genutzt werden. Im Jahr 2005 wird darüber hinaus ein Kraftwerk zur Nutzung von Restholz mit einer Leistung von 250 MW zugebaut. Nach dem Ende der technischen Lebensdauer dieser Anlage im Jahr 2025 wird aufgrund der angenommenen Preissteigerungen für Holz und andere Biomasse wieder auf die Nutzung der Biomasse verzichtet.

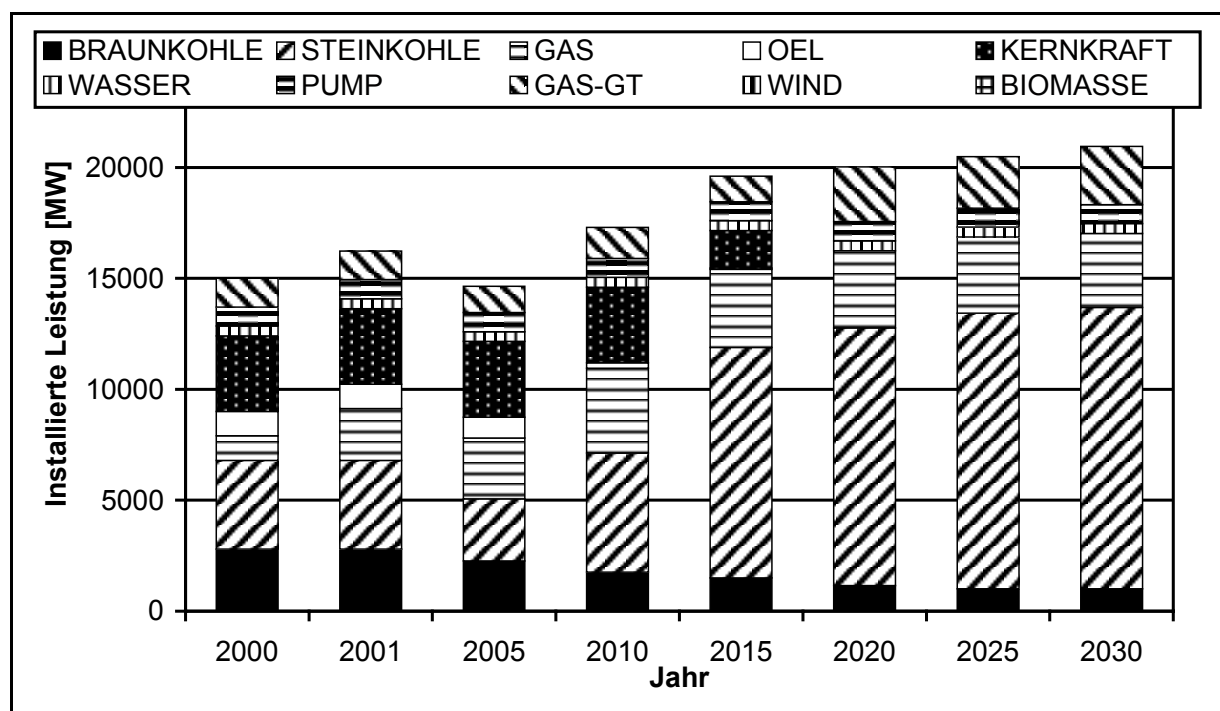


Bild 4-42: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 (keine Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

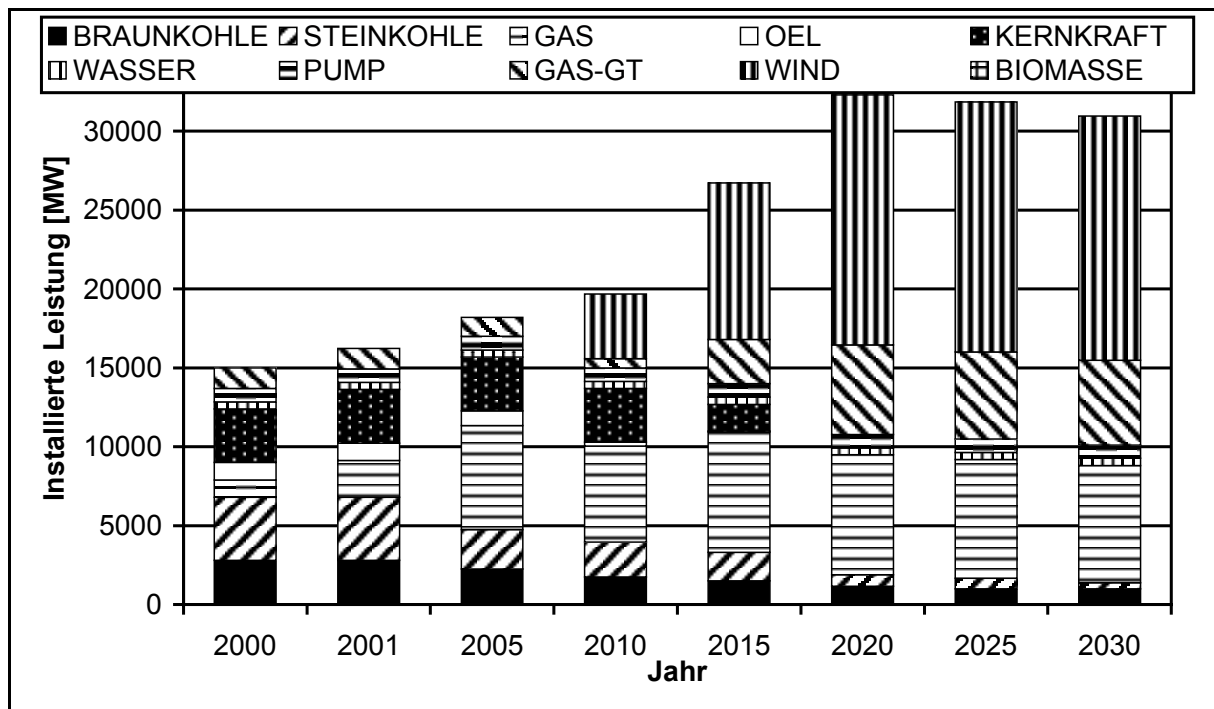


Bild 4-43: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

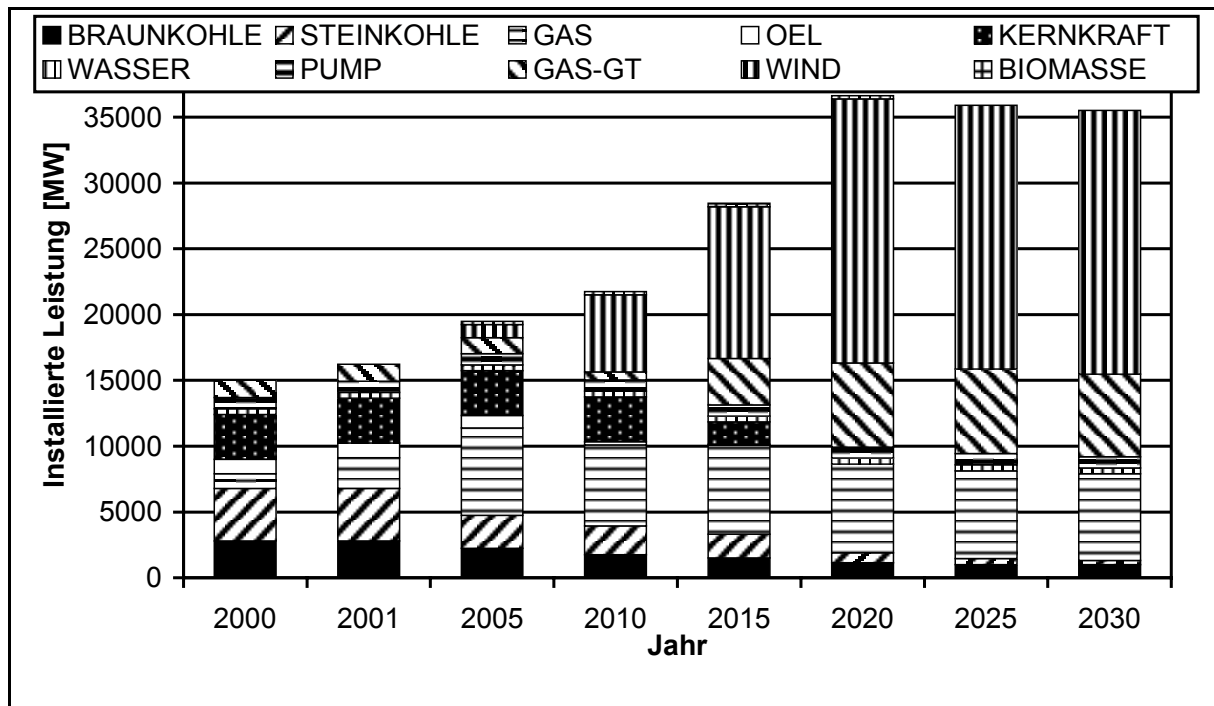


Bild 4-44: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 7 (hohe Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

Es ist offensichtlich, dass die Struktur des Kraftwerksparks für die CO<sub>2</sub>-Minderungspfade stark von den unterstellten Windkraftpotentialen abhängt. Insbesondere die Frage, in welcher Höhe die Potentiale für Offshore-Windkraftanlagen anzusetzen sind,

beeinflusst das Ergebnis stark. Wird beispielsweise die recht optimistische Abschätzung des Offshore-Windkraftpotentials<sup>164</sup>, die auf den Zahlen von [Matthies et al. 1995, S. 79] für die Bundesrepublik Deutschland basiert, um ein Drittel nach unten korrigiert, so ergibt sich bereits für den mittleren Pfad 4 ab dem Jahr 2020 neben einer Erhöhung der Biomassekraftwerkskapazitäten auf 1 GW<sup>165</sup> ein Zubau von Photovoltaikanlagen mit einer Wechselstromleistung von 4 GW (siehe Bild 4-45). Bei der höchsten Minderungsvorgabe (Pfad 7) werden schon knapp 20 GW an Photovoltaikleistung installiert. Bei derartigen Ergebnissen stellt sich, wie auch schon im Zusammenhang mit dem extrem hohen Windkraftanteil an der gesamten Kraftwerksleistung bei hohen Minderungsvorgaben, die Frage nach der technischen Realisierbarkeit. Besondere Bedeutung kommt dabei den technischen Restriktionen in Hinblick auf die Integration fluktuierender Leistung in das Verbundsystem zu.<sup>166</sup>

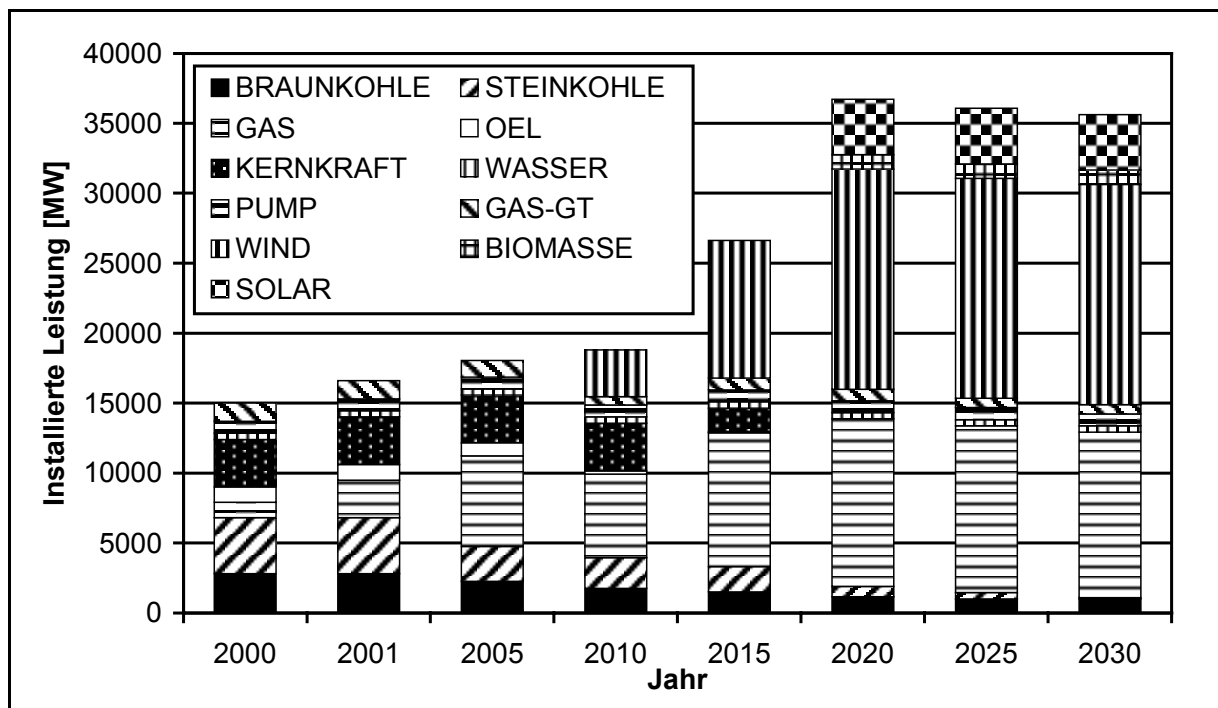


Bild 4-45: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes, reduzierte Windkraftpotentiale (Modellversion: Kombinationsmodell)

Neben den technischen Aspekten von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsstrategien für EVU sind die wirtschaftlichen Auswirkungen von großer Bedeutung. Da die Erlöslage des EVU durch Vorgabe entsprechend angepasster Marktpreise aus dem PERSEUS-ICE Modell mit der Ausgabenentwicklung bei steigenden Minderungsvorgaben korreliert,

<sup>164</sup> Aufgrund der großen Bedeutung der unterstellten Windkraftpotentiale für die Ergebnisse ist die Abbildung von unsicheren Vorgaben für diese Potentiale mit Hilfe eines Ereignisbaumes eine weitere praxisrelevante Anwendungsmöglichkeit der mehrstufigen stochastischen Programmierung.

<sup>165</sup> Die dem beispielhaften EVU zur Verfügung stehenden Biomassepotentiale werden damit voll ausgeschöpft.

<sup>166</sup> Vgl. hierzu bspw. [Dany et al. 2000].

ergeben sich in Hinblick auf den Gewinn des beispielhaften EVU keine signifikanten Änderungen für die verschiedenen Minderungspfade. Beträchtliche Auswirkungen zeigen sich hingegen bei der Höhe der Ausgaben sowie deren Aufteilung auf die einzelnen Ausgabenbestandteile. Bild 4-46, Bild 4-47 und Bild 4-48 zeigen die entsprechenden Entwicklungen über den Betrachtungszeitraum für den Referenzpfad ohne Minderung, den mittleren Minderungspfad (Pfad 4) und den höchsten Minderungspfad (Pfad 7).

Die Höhe der jährlichen Ausgaben liegt im mittleren Pfad bis zu 1,4 Mrd. DM über denen des Referenzpfades, im hohen Pfad betragen die maximalen jährlichen Mehrausgaben 1,9 Mrd. DM. Neben der absoluten Höhe der Ausgaben sind vor allem die Unterschiede in Bezug auf die Aufteilung der Ausgaben gegen Ende des Zeithorizonts augenfällig. Die Aufteilung der Ausgaben für den Referenzpfad entspricht im wesentlichen der des Referenzfalles. Über den gesamten Betrachtungszeitraum stellen die Ausgaben für Brennstoffe den größten Anteil, in den späteren Perioden nehmen die Investitionen vor den fixen Ausgaben die zweite Position ein.

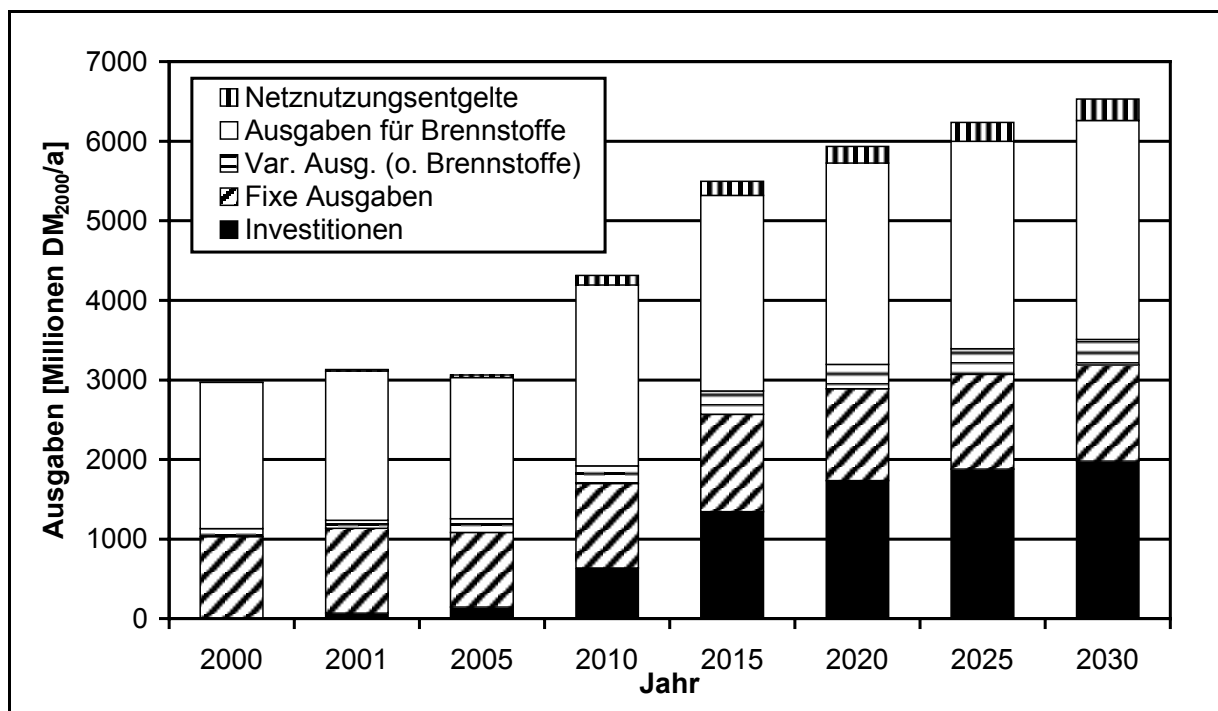


Bild 4-46: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 1 (keine Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

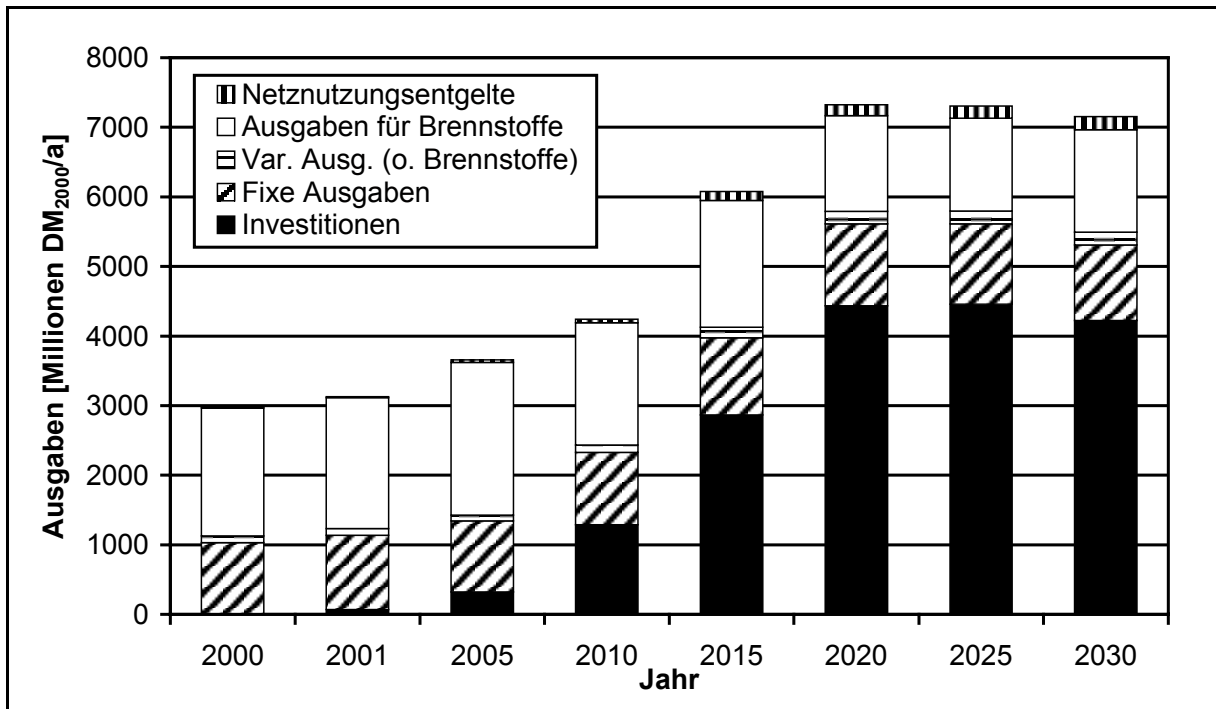


Bild 4-47: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

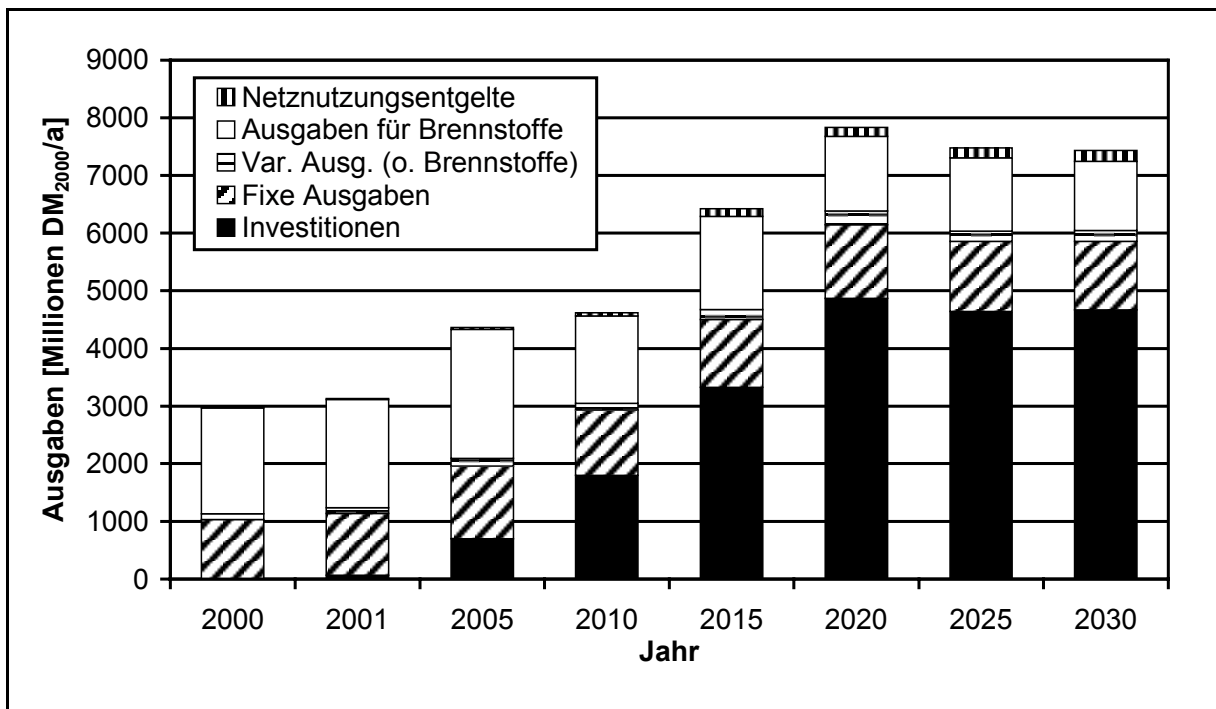


Bild 4-48: Entwicklung der Ausgaben über den Betrachtungszeitraum, Pfad 7 (hohe Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

In den Minderungspfaden dagegen gewinnen die Investitionen gegen Ende des Betrachtungszeitraums aufgrund der Installation von Windkraftanlagen stark an Bedeutung und übersteigen die variablen Ausgaben für Brennstoffe deutlich, bei hohen Minderungspfaden liegen sie bis zu drei mal so hoch. Dieser Effekt der verstärkten Nutzung von Windkraftanlagen, die durch hohe Investitionen und keine

Ausgaben für Brennstoffe gekennzeichnet sind, kann auch durch die Substitution von Steinkohlekraftwerken durch erdgasbefeuerte Anlagen, die geringere Investitionen bei höhere Brennstoffpreisen aufweisen, nicht kompensiert werden.

Während die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Pfaden durch die entsprechenden Vorgaben determiniert ist<sup>167</sup>, ergeben sich für die Massenluftschadstoffgruppen SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub> durchaus interessante Ergebnisse, wie Bild 4-49 anhand der spezifischen Emissionen für den mittleren Minderungspfad zeigt. Während die spezifischen – wie auch die absoluten – SO<sub>x</sub>-Emissionen aufgrund der völligen Vermeidung des Kohleeinsatzes noch weitaus deutlicher sinken als die CO<sub>2</sub>-Emissionen und am Ende des Betrachtungszeitraums gegen null tendieren, steigen die spezifischen und absoluten NO<sub>x</sub>-Emissionen wegen des verstärkten Erdgaseinsatzes zunächst stark an. Im Jahr 2005 sind sie knapp doppelt so hoch wie im Referenzfall. Trotz der deutlichen Verringerung dieses hohen Niveaus in den späteren Perioden liegen die spezifischen NO<sub>x</sub>-Emissionen am Ende des Betrachtungszeitraums weniger deutlich unter den Werten des Referenzfalles als die von CO<sub>2</sub> und SO<sub>x</sub>. Dieses Ergebnis zeigt deutlich die Notwendigkeit zur Entwicklung von kombinierten Minderungsstrategien für Treibhausgase wie CO<sub>2</sub> und Massenluftschadstoffe wie SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub><sup>168</sup>.

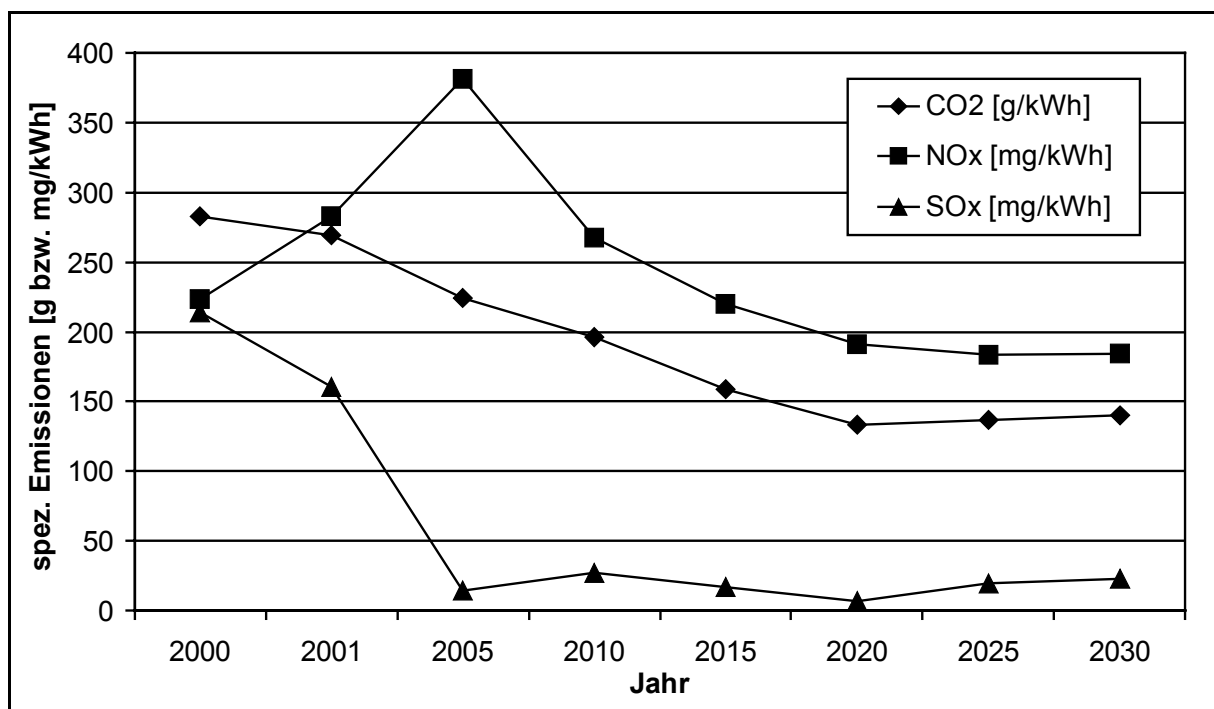


Bild 4-49: Entwicklung der spezifischen Emissionen von CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> und NO<sub>x</sub> über den Betrachtungszeitraum, Pfad 4 (mittlere Minderungsvorgaben) des CO<sub>2</sub>-Ereignisbaumes (Modellversion: Kombinationsmodell)

<sup>167</sup> Für den Pfad ohne Minderungsvorgaben ergeben sich sowohl für die absoluten Emissionen als auch für die Emissionsfaktoren Werte, die sich nur unwesentlich von denen des Referenzfalles (siehe Bild 4-8) unterscheiden.

<sup>168</sup> Vgl. zu dieser Thematik auch [Fichtner et al. 2001].

Die erzielten Ergebnisse zeigen, dass sich der kombinierte Ansatz auf Basis der ein- und mehrstufigen stochastischen Programmierung gut für die Ableitung von Strategien zur Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter unsicheren umweltpolitischen Rahmenbedingungen bei gleichzeitiger Berücksichtigung weiterer unsicherer Einflussgrößen wie der Primärenergieträgerpreise eignet. Gegenüber der Szenarioanalyse, die vor der Integration der stochastischen Ansätze in das PERSEUS-EVU Modell bei der Untersuchung derartiger Fragestellungen zum Einsatz kam<sup>169</sup>, zeichnet sich die neue Methodik durch eine stark verbesserte Handhabbarkeit aus. Darüber hinaus wird die Identifikation von robusten Ergebnissen vor allem in den frühen Perioden des Betrachtungszeitraum ermöglicht. Mit Hilfe der Option zur Berücksichtigung von Risikoaversion im mehrstufigen Teil des Modells kann auch in den späteren Perioden, in denen die Ereignisbäume weiter verzweigt sind, die Robustheit der Ergebnisse verbessert werden.

## 4.7 Modellgrößen und Ressourcenbedarf

Wie bereits bei der Einführung der mehrstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 3.3.3.3 diskutiert, liegt einer der wichtigsten Nachteile dieses Verfahrens in den bei größeren Ereignisbäumen stark wachsenden Ressourcenanforderungen der entsprechenden Optimiermodelle.<sup>170</sup> Aus diesem Grund soll an dieser Stelle aufgezeigt werden, in welcher Größenordnung sich die Optimierprobleme bei der Verwendung unterschiedlich großer Ereignisbäume bewegen. Als Grundlage dient dabei das Modell für das beispielhafte EVU, dessen Energiesystem als repräsentativ für das eines Verbundunternehmens angesehen werden kann. Auch hinsichtlich des Detaillierungsgrades entspricht das Modell realen Modellen für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei größeren EVU. In Hinblick auf die recht hoch aggregierte Modellierung der verschiedenen Nachfragesegmente im exemplarischen Modell sollte beachtet werden, dass ein reales Modell in diesem Bereich u. U. wesentlich detaillierter und damit komplexer ausgestaltet sein wird. Nichtsdestoweniger können die sich für das beispielhafte EVU ergebenden Modellgrößen als Anhaltspunkt für die Modellierung realer Energiesysteme gelten.

Tabelle 4-11 zeigt die Anzahl von Zeilen, Spalten und Nicht-Null-Elementen der Matrizen für deterministische bzw. einstufige stochastische Modelle<sup>171</sup> mit verschiedenen Periodenzahlen und Modelle auf Basis der mehrstufigen Stochastik bzw. des kombinierten Ansatzes mit unterschiedlich großen Ereignisbäumen.<sup>172</sup>

---

<sup>169</sup> Vgl. bspw. [Rentz et al. 1998a].

<sup>170</sup> Dies gilt analog für den mehrstufigen Teil des kombinierten Ansatzes.

<sup>171</sup> Die Modellgrößen von einstufigen stochastischen Modellen entsprechen in etwa denen vergleichbarer deterministischer Modelle (vgl. Kapitel 3.3.3.2).

<sup>172</sup> Die Modelle auf Basis der Kombination aus ein- und mehrstufiger Stochastik haben bei gleicher Struktur des Ereignisbaumes vergleichbare Modellgrößen wie mehrstufige Modelle.

Weiterhin ist die Anzahl der ganzzahligen Variablen<sup>173</sup> sowie der Speicherplatzbedarf, der bei der Generierung der Matrizen durch GAMS erforderlich ist, angegeben.

Tabelle 4-11: Anzahl der Zeilen, Spalten und Nicht-Null-Elemente sowie Speicherplatzbedarf der Matrizen verschiedener PERSEUS-EVU Modelle

Modellart	Perioden / Ereignisbaumtyp	Zeilen (Gleichungen)	Spalten (Variablen)	Ganzzahlige Variablen	Anzahl Nicht-Null-Elemente	Speicherplatzbedarf [MB]
<b>Deterministisch bzw. einstufig stochastisch</b>	1 Periode	6.200	5.900	73	27.400	8
	8 Perioden	52.400	46.600	584	302.300	24
	20 Perioden	129.800	123.200	1.460	1.095.000	67
	36 Perioden	249.300	234.200	2.628	2.928.400	155
<b>Mehrstufig stochastisch bzw. Kombination aus ein- und mehrstufiger Stochastik</b>	2+6[2] (19 Knoten)	134.500	118.700	1.387	846.000	56
	2+6[3] (36 Knoten)	261.500	229.900	2.628	1.676.100	107
	3+5[2] (36 Knoten)	259.700	228.600	2.628	1.641.800	105
	3+5[3] (104 Knoten)	765.900	672.300	7.592	4.958.700	305
	4+4[2] (56 Knoten)	408.200	358.700	4.088	2.627.800	164
	4+4[3] (230 Knoten)	1.703.400	1.492.200	16.790	11.214.000	679
	5+3[2] (96 Knoten)	707.600	620.300	7.008	4.638.400	284
	5+3[3] (608 Knoten)	4.449.000	3.929.400	44.384	29.392.200	1800

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 4-11 verdeutlicht, dass bei der deterministischen bzw. einstufig stochastischen Modellversion die Modellgrößen und damit auch die Ressourcenanforderungen bei Berücksichtigung höherer Anzahlen von Perioden rasch ansteigen. Zwischen den Zeilen und Spalten der Matrizen und der Anzahl der Perioden ist ein annähernd linearer Zusammenhang zu erkennen<sup>174</sup>. Die auf die Perioden bezogene Zahl der Nicht-

<sup>173</sup> Im Modell für das beispielhafte EVU wird nur der Zu- bzw. Rückbau von Energieumwandlungsanlagen ganzzahlig modelliert. Dafür wird für jede modellierte Anlage eine ganzzahlige Variable pro Periode bzw. Ereignis benötigt. Werden darüber hinaus weitere ganzzahlige Modellierungsmöglichkeiten, z. B. zur Abbildung von Mindestlasten oder lastabhängigen Wirkungsgraden (vgl. Kapitel 2.5.4.13) integriert, so steigt die Anzahl der ganzzahligen Variablen stark an, da in den entsprechenden Gleichungen eine ganzzahlige Variable für jedes Zeitintervall in jeder Periode bzw. jedem Ereignis notwendig ist.

<sup>174</sup> Die Abweichungen von diesem linearen Zusammenhang, die zu einem stärkeren Anstieg der Zeilen- und Spaltenzahlen zu höheren Periodenanzahlen hin führen, sind auf die verschiedenen Restriktionen in den jeweils berücksichtigten Perioden zurückzuführen. So sind in frühen Perioden



Null-Elemente der Matrizen steigt dagegen zu größeren Modellen hin an. Dies ist auf die periodenübergreifenden Gleichungen zurückzuführen, in denen Kombinationen der optimierten Perioden berücksichtigt werden, bspw. um die zu einem bestimmten Zeitpunkt noch verfügbare Leistung einer zu einem früheren Zeitpunkt zugebauten Anlage zu bestimmen.

Diese periodenübergreifenden Restriktionen sind auch der Grund dafür, dass sich die Anzahl der Nicht-Null-Elemente bei deterministischen und mehrstufigen Modellen trotz gleicher Anzahl von Perioden bzw. Knoten deutlich unterscheiden, während die Anzahl der Zeilen und Spalten in vergleichbaren Größenordnungen liegen. Dadurch, dass die übergreifenden Restriktionen nur für die Knoten, die zum selben Pfad des Ereignisbaumes gehören, berücksichtigt werden<sup>175</sup>, existieren weniger Kombinationsmöglichkeiten und somit weniger Nicht-Null-Elemente.

Die Abbildung größerer Ereignisbäume führt schnell zu sehr hohen Ressourcenanforderungen in Hinblick auf den für den Aufbau der Matrizen benötigten Speicherplatz. Für die verschiedenen mehrstufigen Modelle ergibt sich ein relativ konstanter Wert von knapp 3 Megabyte pro Knoten. Bei der Dimensionierung der Ereignisbäume sollte beachtet werden, dass sich für den Fall, dass der Speicherplatzbedarf den vorhandenen physikalischen Arbeitsspeicher des verwendeten Rechners überschreitet, die Rechenzeiten um bis zu Faktor 10 erhöhen.<sup>176</sup> Daher sollten derart große Bäume in der Praxis vermieden werden bzw. geeignete Computersysteme mit ausreichender Speicherausstattung<sup>177</sup> zum Einsatz kommen.<sup>178</sup>

Quantitative Aussagen zu den für die Lösung der verschiedenen Modelle benötigten Rechenzeiten sind nur schwierig abzuleiten, da sie von einer ganzen Reihe von Faktoren beeinflusst werden. Neben den Eigenschaften der verwendeten Rechner-

---

eine Reihe von Anlagentypen, die den technischen Fortschritt in späteren Perioden abbilden, ausgeschlossen, wodurch sich kleinere Matrizen ergeben.

<sup>175</sup> Vgl. die Ausführungen in Kapitel 3.3.3.3.1 sowie Gleichung (3.16).

<sup>176</sup> Der Grund dafür liegt darin, dass in solchen Fällen auf den weitaus langsameren virtuellen Speicher, für den i. d. R. die Festplatte des Rechners verwendet wird, zugegriffen werden muss. Der tatsächlich für die Matrizen verfügbare Speicher hängt neben der absoluten Größe des Arbeitsspeichers auch vom Speicherbedarf des verwendeten Betriebssystems ab.

<sup>177</sup> Bei der Anwendung der gemischt-ganzzahligen Optimierung ist darüber hinaus darauf zu achten, dass neben ausreichendem physikalischen auch genügend virtueller Speicher vorhanden ist, da die von den Branch-and-Bound Algorithmen der verwendeten Solver OSL und CPLEX generierten Bäume bei großen Modellen bis zu mehreren Gigabyte groß werden können.

<sup>178</sup> Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen kamen handelsübliche PCs mit Intel Pentium III bzw. AMD Athlon Prozessoren mit Taktfrequenzen bis zu 1 GHz und einer Speicherausstattung von bis zu 768 MB zum Einsatz, so dass ein 4+4[3]-Ereignisbaum noch handhabbar war. Als Betriebssystem wurde Windows 2000 eingesetzt. Die Frage, ob die Nutzung von Hochleistungsparallelrechnern wie den IBM/RS6000-Systemen des Rechenzentrums der Universität Karlsruhe (TH) sinnvoll ist, soll in Kooperation mit der Firma GAMS in Zukunft analysiert werden.

systeme<sup>179</sup>, spielt der verwendete Solver<sup>180</sup> sowie die entsprechenden Optionen zur Anpassung des verwendeten Algorithmus eine große Rolle. Darüber hinaus wirken sich auch die konkreten Werte, die für Modellparameter angenommen werden, auf die Rechenzeiten aus. So ergeben sich bspw. bei Modellen mit gleicher Struktur signifikant unterschiedliche Rechenzeiten, wenn verschiedene Emissionsminderungs-vorgaben untersucht werden. Besonders deutlich treten diese Effekte bei Anwendung der gemischt-ganzzahligen Optimierung zu Tage.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass bei rein linearer Optimierung auch Modelle mit sehr großen Ereignisbäumen in Rechenzeiten im einstelligen Stundenbereich gelöst werden können. Bei gemischt-ganzzahliger Optimierung dagegen ergeben sich rasch Rechenzeiten im Bereich mehrerer Tage.<sup>181</sup> Kleinere Modelle mit bis zu 40 Perioden bzw. Knoten benötigen im linearen Bereich Rechenzeiten im Bereich von weniger als  $\frac{1}{2}$  h, die bei gemischt-ganzzahliger Optimierung auf mehrere Stunden ansteigen können.

Zusammenfassend lässt sich aus der Analyse des Ressourcenbedarfs der verschiedenen Modelle schließen, dass bei der Anwendung der deterministischen bzw. einstufigen stochastischen Optimierung eine Periodeneinteilung, bei der jedes Jahr des Betrachtungszeitraums einzeln berücksichtigt wird, problemlos handhabbar ist.<sup>182</sup> Bei den mehrstufigen Ansätzen zeigt sich, dass große Ereignisbäume rasch zu nicht mehr handhabbaren Ergebnissen führen. Allerdings lassen sich mit Hilfe der realisierbaren Baumgrößen, die bei Verwendung handelsüblicher Arbeitsplatzrechner je nach Speicherausstattung im Bereich zwischen 100 und 300 Knoten liegen, auch komplexe Fragestellungen untersuchen. Dies gilt insbesondere, wenn in Betracht gezogen wird, dass bei Einsatz des kombinierten Ansatzes ein großer Teil der relevanten Unsicherheiten durch die einstufige stochastische Programmierung abgedeckt werden kann. Durch die Nutzung von Hochleistungsrechnern lassen sich u. U. auch Modelle mit noch größeren Ereignisbäumen in akzeptabler Zeit lösen. Dabei stellt sich allerdings die Frage, ob der zusätzliche Erkenntnisgewinn durch den Einsatz derart

---

<sup>179</sup> Abgesehen von den offensichtlichen Einflussfaktoren wie Typ und Taktfrequenz des Prozessors spielen auch Aspekte wie die Taktfrequenz des Speicherbusses und die Timingeinstellungen des Arbeitsspeichers eine signifikante Rolle.

<sup>180</sup> Im Rahmen dieser Arbeit kamen die Solver CPLEX 6.6 und OSL 2.0 zum Einsatz.

<sup>181</sup> Die Rechenzeiten bei gemischt-ganzzahliger Optimierung hängen sehr stark von den Toleranzen ab, mit denen die maximal erlaubten Abweichungen des Ergebnisses vom theoretischen Optimum vorgegeben werden.

<sup>182</sup> Es stellt sich allerdings die Frage, inwiefern eine solche Vorgehensweise einen Erkenntnisgewinn gegenüber einer Zusammenfassung mehrerer Jahre zu einer Periode zeitigt. Während die Betrachtung einzelner Jahre zu Beginn des Betrachtungszeitraums durchaus sinnvoll sein kann, da das Auslaufen bestehender Kapazitäten genauer modelliert werden kann, ist zum Ende des Zeithorizonts hin eine Aggregation mehrerer Jahre zu einer Periode angemessen. So ist bspw. der zusätzliche Erkenntnisgewinn durch die Aussage, ob eine neue Anlage im Jahr 2030 oder 2031 installiert werden sollte, für die praktische Entscheidungsunterstützung zu vernachlässigen.

komplexer Bäume den erhöhten Aufwand bei der Datenbereitstellung und Ergebnisauswertung rechtfertigt.

Eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Rechenzeiten besteht in der bereits in Kapitel 3.3.3.3 kurz angesprochenen Anwendung von Dekompositionsalgorithmen. Im Bereich der stochastischen Programmierung sind Dekompositionsverfahren weit verbreitet und haben über einige Jahrzehnte die theoretische Weiterentwicklung der entsprechenden Ansätze bestimmt.<sup>183</sup> Dies liegt zum einen darin begründet, dass bei Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung aufgrund der speziellen Struktur der Optimierprobleme – Subprobleme in den Knoten des Ereignisbaumes, die i. d. R. durch wenige verbindende Restriktionen gekoppelt sind – Dekompositionsalgorithmen besonders gut geeignet sind.<sup>184</sup> Ein weiterer Grund ist, dass komplexe mehrstufige Modelle aufgrund der hohen Ressourcenanforderungen noch vor wenigen Jahren nur bei Einsatz geeigneter Dekompositionsalgorithmen gelöst werden konnten.

Diese Notwendigkeit ergibt sich angesichts der aufgezeigten Handhabbarkeit der Modelle bei Einsatz kommerzieller Lösungsalgorithmen für lineare und gemischt-ganzzahlige Probleme nicht. Nichtsdestoweniger könnten die Ressourcenanforderungen durch geeignete Dekompositionsalgorithmen gesenkt und so der Einsatz komplexerer Modelle ermöglicht werden. Aufgrund einiger Besonderheiten ist die Anwendung von Dekompositionsalgorithmen für die mehrstufigen Versionen des PERSEUS-EVU Modells nicht ohne weiteres umsetzbar. Dies liegt daran, dass weder die Struktur des Ereignisbaums noch die Art und Zahl der übergreifenden Restriktionen ex ante bekannt sind. Vielmehr werden sie erst vom Modellanwender bei der Modellierung des abzubildenden Energiesystems festgelegt. Ein geeigneter Dekompositionsalgorithmus müsste sich demnach an die vorliegende Modellstruktur anpassen, ohne dass ein Eingriff durch den Anwender notwendig wird.<sup>185</sup> Dazu wäre die Entwicklung geeigneter, neuer Algorithmen notwendig.

Eine alternative Möglichkeit besteht im Einsatz spezieller kommerzielle Solver, die die Struktur von stochastischen Modellen erkennen und durch Anwendung entsprechender Dekompositionsalgorithmen ausnutzen. Beispiele für derartige Solver sind die Stochastic Extensions (SE) der Optimisation Subroutine Library (OSL) von IBM [IBM 2000] sowie das DECIS System von Infanger [Infanger 2000]. Während

---

<sup>183</sup> Vgl. u. a. [Wets 1999].

<sup>184</sup> Vgl. [Dantzig et al. 1960].

<sup>185</sup> Die existierenden Dekompositionsalgorithmen erfordern bei Änderung der Modellstruktur eine Anpassung des Optimierproblems. Im Fall von PERSEUS-EVU würde dies bedeuten, dass der GAMS-Quelltext angepasst werden müsste. Diese Anpassungen können jedoch nur vom Modellentwickler, nicht aber vom Modellanwender vorgenommen werden, der bei der benutzerfreundlichen Version nicht mit dem Quelltext selbst konfrontiert wird.

sich DECIS nur für zweistufige Modelle eignet<sup>186</sup>, können mit OSL-SE n-stufige Modelle optimiert werden. Allerdings können mit der vorliegenden Version nur lineare Probleme gelöst werden, die Optimierung gemischt-ganzzahliger Probleme ist erst für zukünftige Versionen geplant. Der Einsatz der aktuellen Version von OSL-SE führt auch für lineare PERSEUS-EVU Modelle nicht zu befriedigenden Ergebnissen. Große Modelle lassen sich derzeit aufgrund von Programmfehlern in den Optimierungsalgorithmen nicht lösen. Bei kleineren Modellen – die ohnehin unkritisch in Bezug auf die Ressourcenanforderungen sind – ergeben sich keinerlei Rechenzeitvorteile gegenüber dem Einsatz konventioneller Solver.<sup>187</sup> Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die speziellen Solver für stochastische Optimierungsprobleme in ihrem derzeitigen Entwicklungsstatus für den Praxiseinsatz in Verbindung mit PERSEUS-EVU nur eingeschränkt geeignet sind. Die weiteren Entwicklungen in diesem Bereich werden zeigen, ob sich diese Situation in Zukunft ändert.<sup>188</sup>

## 4.8 Praxisanwendungen des PERSEUS-EVU Modells bei Energieversorgungsunternehmen

Wie in der Einleitung zu diesem Kapitel diskutiert, ist die Darstellung der Modellergebnisse von Anwendungen auf reale EVU aufgrund der Wettbewerbssituation im liberalisierten Energiemarkt nicht möglich. Um die Praxisnähe von PERSEUS-EVU zu unterstreichen, soll daher an dieser Stelle nur kurz auf die grundsätzlichen Fragestellungen, die in der Praxis mit Hilfe des Modells untersucht werden, eingegangen werden.

Die ersten Anwendungen des PERSEUS-EVU Modells auf reale EVU werden in [Schöttle 1998] und [Fichtner 1999] beschrieben. In [Schöttle 1998] wird auf das Modell zur Entwicklung von Least Cost Planning (LCP) / Integrated Resource Planning (IRP) Strategien für die Stadtwerke Rottweil eingegangen. [Fichtner 1999] entwickelt für die Stadtwerke Karlsruhe neben LCP/IRP Strategien auch Treibhausgasemissionsminderungsstrategien. In [Rentz et al. 1998c] wird PERSEUS-EVU im Auftrag der PreussenElektra zur Ableitung von CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsstrategien eingesetzt. Die Analyse von Contracting-Projekten u. a. für die Stadtwerke Karlsruhe

---

<sup>186</sup> Grundsätzlich lässt sich jedes n-stufige Modell in ein zweistufiges Modell umformulieren. Die dafür notwendigen Anpassungen erfordern jedoch wiederum Eingriffe im Quelltext, so dass das eigentliche Ziel des Einsatzes des Solvers ad absurdum geführt wird.

<sup>187</sup> Im Vergleich zu CPLEX, der sich für die entwickelten Modelle als schnellster Solver erwiesen hat, ergeben sich sogar signifikant höhere Rechenzeiten.

<sup>188</sup> In Zusammenarbeit mit der Firma GAMS und den Entwicklern der stochastischen Solver ist für die Zukunft der Einsatz von PERSEUS-EVU und anderen Modellen aus der Praxis im Rahmen der Weiterentwicklung der Algorithmen angedacht. In diesem Zusammenhang fand im Mai 2000 ein Workshop in Wien statt, auf dem der Stand und die Perspektiven der Entwicklung von stochastischen Solvern sowie Anforderungen aus der Praxis diskutiert wurde.

wird in [Rentz et al. 1998b] beschrieben.<sup>189</sup> Eine weitere Praxisanwendung des Modells im Auftrag der Stadtwerke Karlsruhe bestand in der Analyse und Bewertung der Übernahme der Versorgung der Karlsruher Stadtteile Durlach und Höhenstadtgebiete, die vorher vom Badenwerk versorgt worden waren [Wietschel et al. 1999].

Aufgrund der Erfahrungen mit den angesprochenen Studien entschieden sich die Stadtwerke Karlsruhe im Jahr 1998, eine Lizenz des PERSEUS-EVU Modells für den Einsatz in der strategischen Planungsstelle im eigenen Haus zu erwerben. Die Modellversion entsprach der in Kapitel 2.5 beschriebenen Variante, die für den Einsatz in regulierten Energiemärkten entwickelt wurde. Auch in den vorher genannten Studien wurde diese Modellversion genutzt. Im Rahmen eines Supportvertrages sind in der Zwischenzeit bereits verschiedene Elemente, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurden, in das bei den Stadtwerken Karlsruhe eingesetzte Modell eingeflossen. Die Integration weiterer Neuerungen ist für die nahe Zukunft geplant. Die Stadtwerke Karlsruhe setzen PERSEUS-EVU vor allem zur Bezugsoptimierung und Kundenbewertung ein, darüber hinaus werden Investitionen in Contracting-Projekte analysiert. Die Elektrizitätsabgabe ans Netz der Stadtwerke Karlsruhe betrug im Jahr 1999 1.556.695 MWh, die Höchstlast lag bei 308 MW. Die Fernwärmeabgabe belief sich auf 696.276 MWh [Stadtwerke Karlsruhe 2000].

Seit Ende 1998 wurde eine Version von PERSEUS-EVU für die Kraftwerksausbau- und -rückbauplanung der RWE Energie AG<sup>190</sup>, den größten Elektrizitätsversorger in der Bundesrepublik Deutschland, entwickelt. Der Aussenabsatz von Strom der RWE Energie AG im Geschäftsjahr 1999/2000 betrug 170,6 TWh, daraus ergab sich ein Aussenumsatz von 8,75 Mrd. € [RWE AG 2000]. Durch die Fusion mit VEW hat sich der Stromabsatz auf rund 209 TWh erhöht. Damit beliefert RWE mehr als 10 Millionen direkte Privatkunden, 50.000 Industrie- und Gewerbekunden und weit über 100 weiterverteilende Energieversorger [RWE AG 2001]. Die gesamte installierte Kraftwerksleistung für das Geschäftsjahr 2000/2001 beträgt 25,7 GW.<sup>191</sup>

Das Ziel eines Einsatzes des entsprechenden Modells im Unternehmen wurde im April 1999 mit der Implementierung einer Evaluierungsversion umgesetzt. Auf der Basis dieser Version wurden in einer weiterentwickelten Version den Anforderungen aus der Praxis Rechnung getragen. Im Oktober 1999 erwarb die RWE Energie AG eine Lizenz des PERSEUS-EVU Modells, die seitdem für die Kraftwerksausbau- und -rückbau-

---

<sup>189</sup> Da die aufgeführten Studien noch im regulierten Umfeld durchgeführt wurden, haben die betroffenen EVU einer Veröffentlichung der Ergebnisse zugestimmt, wobei jedoch besonders sensible Daten nicht oder nur anonymisiert wiedergegeben werden durften.

<sup>190</sup> Im Rahmen von Umstrukturierungsmaßnahmen wurde die RWE Energie AG im Oktober 2000 in verschiedene rechtlich selbstständige Gesellschaften aufgeteilt. Der Kraftwerkspark wird von der RWE Rheinbraun (Braunkohlekraftwerke) und der RWE Power (sonstige Kraftwerke) betrieben.

<sup>191</sup> Die gesamte installierte Leistung ergibt sich aus der Summe der Leistungen der Braunkohlekraftwerke von 9.847 MW [RWE Rheinbraun 2000] und der sonstigen Kraftwerke von 15.862 MW [RWE Power 2000].

planung eingesetzt wird. Die Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien ist ein weiteres Einsatzgebiet. Da einige der in dieser Arbeit entwickelten Erweiterungen für den liberalisierten Energiemarkt zum Zeitpunkt der Implementierung des Modells noch nicht fertiggestellt waren, ist eine Integration im Rahmen des bestehenden Supportvertrages vorgesehen.

Die jüngste Anwendung von PERSEUS-EVU für ein reales EVU wird in Zusammenarbeit mit der Electricité der France (EDF), dem größten europäischen Elektrizitätsversorger, durchgeführt. In Frankreich belief sich die installierte Leistung des Kraftwerksparks der EDF im Jahr 1999 auf 103,5 GW, die Elektrizitätserzeugung betrug 430 TWh, davon wurden netto 63,7 TWh ins europäische Ausland exportiert. Die EDF France versorgt rund 31 Millionen Kunden und beschäftigt knapp 116.000 Mitarbeiter [EDF 2000].

Auch bei diesem Projekt, das Anfang 2001 begonnen hat, ist das Ziel die Implementierung einer Modellversion im Unternehmen. Haupteinsatzgebiet für das PERSEUS-EVU Modell ist zunächst die Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien für den thermischen Kraftwerkspark der EDF, wobei insbesondere Investitionen für die Nachrüstung bestehender Anlagen mit Emissionsminderungstechnologien analysiert werden sollen. Für die Zukunft ist auch der Einsatz für weitere Planungsaufgaben wie die Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter Einbeziehung des Neubaus von Anlagen geplant.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass PERSEUS-EVU große Akzeptanz bei Energieversorgungsunternehmen gefunden hat.<sup>192</sup> Dabei hat insbesondere die Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit<sup>193</sup>, die den Einsatz des Modells im Unternehmen selbst stark vereinfacht, erheblich zur Verbreitung in der Praxis beigetragen. Die dem Modell zugrunde liegenden methodischen Ansätze werden von den Anwendern als in hohem Maße praxisgerecht eingestuft.

---

<sup>192</sup> Über die genannten Anwender hinaus sind einige weitere EVU an einer Lizenzierung des Modells interessiert.

<sup>193</sup> Vgl. Kap. 3.4.

## 5 Kritische Würdigung und Einordnung des entwickelten Modells

### 5.1 Einleitung

Bereits im Rahmen der vorangegangenen Kapitel, die sich mit der Beschreibung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten methodischen Ansätze und ihrer Grundlagen sowie der Anwendung des neuen Modells beschäftigen, sind an verschiedenen Stellen Ansatzpunkte für berechtigte Kritik thematisiert worden. In den folgenden Abschnitten werden diese und weitere Kritikpunkte aufgegriffen und ausführlich diskutiert. Dies dient vor allem dazu, die Grenzen und Beschränkungen der entwickelten Ansätze aufzuzeigen und gegebenenfalls weiteren Forschungsbedarf zu identifizieren.

Im folgenden wird zunächst auf die grundlegende Methodik von Energie- und Stoffflussmodellen eingegangen, bevor die neueingeführte Gewinnmaximierung sowie die verschiedenen Ansätze zur Integration der stochastischen Programmierung in das PERSEUS-EVU Modell kritisch hinterfragt werden.

### 5.2 Einsatz von PERSEUS-EVU für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei EVU

Auch wenn die grundsätzliche Eignung von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen wie PERSEUS-EVU für die Abbildung komplexer Energiesysteme sich bereits in einer Vielzahl von Studien erwiesen hat<sup>194</sup> und die Sinnhaftigkeit der Übertragung dieser Ansätze aus ihrem bisherigen Haupteinsatzgebiet, der Politikunterstützung, auf den Bereich der strategischen Planung von EVU von [Fichtner 1999] sowie im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt und durch verschiedene Praxisanwendungen<sup>195</sup> belegt wurde, existieren dennoch verschiedene Ansatzpunkte für eine kritische Würdigung des Ansatzes.

Der erste Kritikpunkt setzt an der dem Modell zugrunde liegenden Methodik der linearen bzw. gemischt-ganzzahlige linearen Optimierung<sup>196</sup> an. Diese hat die Eigenschaft, dass sogenannte Bang-Bang-Effekte auftreten. Bang-Bang Effekte beschreiben den Umstand, dass bei substituierbaren Optionen stets die Option, die einen – wenn auch nur minimalen – Vorteil in Bezug auf den Beitrag zum Zielfunktionswert gegenüber den alternativen Optionen aufweist, voll, d. h. bis zu

---

<sup>194</sup> Vgl. hierzu auch Kapitel 2.5.3.

<sup>195</sup> Vgl. Kapitel 2.5.1 und 4.8. In [Wietschel 2000, S. 185ff.] wird die grundsätzliche Anwendbarkeit der PERSEUS-Methodik für die strategische Planung von Gasversorgungsunternehmen gezeigt.

<sup>196</sup> Aufgrund der Tatsache, dass die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Verfahren der stochastischen Programmierung auf der linearen bzw. gemischt-ganzzahligen lineare Optimierung aufbauen, lässt sich die Kritik zumindest teilweise auch auf diese Verfahren übertragen.

eventuell vorhandenen Restriktionen, die das Potential der „besten“ Option beschränken, ausgeschöpft wird. Erst nachdem dieses Potential voll ausgeschöpft ist, wird die unter dem Kriterium des Beitrages zur Zielfunktion nächstbeste Option eingesetzt. Ergibt sich jedoch durch veränderte Eingangsdaten eine Situation, in der eine alternative Option einen minimalen Vorteil in Bezug auf das Zielfunktionskriterium aufweist, schlägt das Ergebnis vollständig zu Gunsten dieser Option um.

Für den hier vorliegenden Anwendungsfall der Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei Energieversorgungsunternehmen bedeutet das, dass sich nach dem Auslaufen bestehender Kapazitäten unter Umständen ein Kraftwerkspark ergibt, der von einer einzigen Energieumwandlungstechnologie und somit von einem einzigen Primärenergieträger dominiert wird. Ein solches Ergebnis wird der Forderung nach praxisgerechter Entscheidungsunterstützung bei der Entwicklung von Strategien für die zukünftige Gestaltung des Energiesystems nur eingeschränkt gerecht, da ein Unternehmen i. d. R. bei der Entscheidung über die Struktur des Kraftwerksparks nicht nur auf eine einzigen Technologie bauen wird. Dies gilt insbesondere aufgrund der mit derartigen Investitionsentscheidungen verbundenen hohen Investitionssummen, die dazu führen, dass einmal getroffene Entscheidungen, die sich zu einem späteren Zeitpunkt aufgrund geänderter Rahmenbedingungen als Fehlentscheidung erweisen, nur unter Inkaufnahme von hohen Verlusten in Form von „stranded investments“ zu revidieren sind. Eine solche Änderung der Rahmenbedingungen kann z. B. in einer Entwicklung der Primärenergieträgerpreise bestehen, die sich stark von der zum Planungszeitpunkt angenommenen Entwicklung unterscheidet und die dazu führt, dass die neu installierten Kraftwerke im Vergleich zu Anlagen, die alternative Primärenergieträger einsetzen, nicht mehr konkurrenzfähig sind.<sup>197</sup>

Praxisgerechter und den Präferenzen von Entscheidungsträgern in EVU angemessener sind Strategien, bei denen ein auf mehreren verschiedenen Primärenergieträgern und Energieumwandlungstechnologien basierendes Energiesystem entworfen wird. Im PERSEUS-EVU Modell sind daher mehrere Möglichkeiten integriert, um diesen Anforderungen der Praxis Rechnung zu tragen und den beschriebenen Schwachpunkt der Methodik zumindest abzumildern.

Zum einen kommt es im PERSEUS-EVU Modell aufgrund der integrierten Möglichkeit zur Abbildung typischer Lastkurven (siehe Kapitel 2.5.3) im Gegensatz zu Modellen, die auf der weit verbreiteten Aggregation der realen Lastkurven zur Belastungsdauerlinie und deren Unterteilung in einige wenige Lastbereiche (typischerweise Spitzen-, Mittel- und Grundlast) basieren, seltener zu Situationen, in denen einige wenige Kraftwerke bzw. Technologien den gesamten Kraftwerkspark dominieren. Dies liegt daran, dass nicht nur eine beschränkte Anzahl von Last-

---

<sup>197</sup> Beim derzeitigen Niveau und der prognostizierten Entwicklung der Preise der Primärenergieträger Erdgas und Steinkohle ist ein solches Szenario durchaus realistisch (vgl. hierzu auch die Ausführungen im Rahmen der Ergebnisauswertung in Kapitel 4).



bereichen abgebildet wird, in denen stets eine einzige Option im Bezug auf den Zielfunktionswert optimal ist, sondern die Kraftwerke wie in der Realität mit variablen Volllaststundenzahlen, die nicht notwendigerweise denen fest vorgegebener Lastbereiche entsprechen müssen, eingeplant werden können. Dadurch ergibt sich bei Einsatz des PERSEUS-EVU Modells i. d. R. ein stärker diversifizierter Kraftwerkspark als bei anderen Modellen.

Die zweite Möglichkeit, den unerwünschten Auswirkungen des Bang-Bang-Effektes entgegenzuwirken, besteht darin, über entsprechende Restriktionen den Einsatz bzw. Anteil von Energieumwandlungstechnologien und Primärenergieträgern so zu beschränken, dass sich keine Energiesysteme ergeben können, die durch einzelne Technologien oder Energieträger dominiert werden. Der Nachteil einer solchen Vorgehensweise besteht darin, dass durch die Vorgaben die Optimierspielräume für das Modell eingeschränkt werden und somit die Wahl der Restriktionen zu einem gewissen Grad bereits die Ergebnisse determiniert.

Die dritte Option wird durch die Integration der mehrstufigen stochastischen Programmierung eröffnet. Dadurch, dass der Ereignisbaum der mehrstufigen Stochastik es erlaubt, verschiedene mögliche Entwicklungen relevanter Einflussgrößen, z. B. der Primärenergieträgerpreise, gleichzeitig zu integrieren, werden Zubauentscheidungen zu einem bestimmten Zeitpunkt so getroffen, dass sie gegenüber den modellierten alternativen Pfaden der zukünftigen Entwicklung möglichst robust sind. Diese Eigenschaft des Optimierverfahrens mildert die Auswirkungen des Bang-Bang-Effektes ab.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass der Bang-Bang-Effekt einen grundsätzlichen Schwachpunkt der (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung darstellt, dem zwar im PERSEUS-EVU Modell durch einige Ansätze Rechnung getragen wird, der aber dennoch bei der Auswertung und Interpretation der Modellergebnisse sowie deren Umsetzung in die Entscheidungsunterstützung in Betracht zu ziehen ist.

Ein weiterer Kritikpunkt, der auch in [Wietschel 2000, S. 163f.] thematisiert wird, setzt an der integrierten Betrachtungsweise des PERSEUS-EVU Modells an. Die durch das EnWG geforderte Entflechtung („Unbundling“) der verschiedenen Geschäftsbereiche eines integrierten Energieversorgungsunternehmens<sup>198</sup> lässt die Eignung des derzeitigen Modellansatzes, der auf der gleichzeitigen Betrachtung und Optimierung der Bereiche Bezug und Energieumwandlung, Übertragung und Verteilung<sup>199</sup> sowie Belieferung von Weiterverteilern und Endkunden<sup>200</sup> basiert,

---

<sup>198</sup> Konkret fordert das EnWG die Einführung einer getrennten Rechnungslegung und die Einrichtung von Kostenstellen für die drei Bereiche Beschaffung/Produktion, Übertragung und Verteilung sowie Tätigkeiten außerhalb der Stromversorgung.

<sup>199</sup> Wie bereits in Kapitel 4.2 angesprochen, ist der Bereich der Übertragung und Verteilung im PERSEUS-EVU Modell nur eingeschränkt abbildbar und wird i. d. R. nicht optimiert. Dies liegt an

fraglich erscheinen. Dies gilt um so mehr, als einige EVU – insbesondere die Verbundunternehmen – im Rahmen von Neuorganisationsbemühungen, die die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens im liberalisierten Markt stärken sollen, eine über die Anforderungen des EnWG hinausgehende Entflechtung umsetzen bzw. anstreben. So werden für verschiedene Bereiche wie Handel, Kraftwerke, Vertrieb, Netzbetrieb und Abrechnung eigene Geschäftsbereiche geschaffen, die i. d. R. als Profit-Center ausgestaltet und klar voneinander abgegrenzt sind.

Diese Entwicklungen müssen allerdings nicht notwendigerweise dazu führen werden, dass in der Zukunft auch im Bereich der strategischen Planung eine strikte Trennung zwischen den einzelnen Geschäftsbereichen vorgenommen wird. Vielmehr legen sowohl die Erfahrungen aus anderen Industriebranchen, wo strategische Planungsüberlegungen hinsichtlich der zukünftigen Ausrichtung des Unternehmens häufig geschäftsbereichsübergreifend ausgerichtet sind, als auch die derzeitige Praxis in EVU nahe, dass gerade langfristige, strategische Entscheidungen, die die Zukunft des Unternehmens entscheidend beeinflussen können, auch weiterhin mit Hilfe integrierter Ansätze unterstützt werden. Diese Überlegungen werden zusätzlich von dem auch bei Verbundunternehmen beginnenden Trend zum Querverbund gestützt.<sup>201</sup> Bei einem solchen Querverbund strebt ein EVU die Gesamtversorgung des Kunden mit den Produkten Elektrizität, Erdgas, (Fern-/Nah-/Prozess-)Wärme sowie Wasser an.<sup>202</sup> Da eine solche Strategie zu erheblichem Maße auf die sich aus dem Querverbund ergebenden Synergieeffekte ausgerichtet ist, erscheint eine integrierte Planung zielführend. Unter Umständen sollte derartigen Tendenzen in der Zukunft sogar mit der Erweiterung der bestehenden Instrumente um Module zur Berücksichtigung der Gas- und Wasserversorgung Rechnung getragen werden.<sup>203</sup>

### 5.3 Einführung einer Gewinnmaximierung

Wie in Kapitel 3.2 diskutiert, stellt sich bei der Umsetzung einer gewinnmaximierenden Zielfunktion die Frage, wie die mit der Bestimmung und Integration von Preis-Absatz-Funktionen verbundenen Probleme zu lösen sind. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die schlechte Datenlage, die die Bestimmung

---

der hohen Komplexität der Planung von Netzen zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, die speziell für diese Aufgabengebiete entwickelte Modellansätze erfordert.

<sup>200</sup> In der in [Fichtner 1999] und [Schöttle 1998] beschriebenen Version des PERSEUS-EVU Modells, mit deren Hilfe Least-Cost Planning bzw. Integrated Resource Planning Strategien für EVU entwickelt werden können, ist zusätzlich noch der Bereich der Umwandlung der (elektrischen) Endenergie in Nutzenergie durch Geräte und Anlagen beim Kunden integriert.

<sup>201</sup> Die kommunalen Versorgungsbetriebe (Stadtwerke) sind demgegenüber schon seit langem durch den Querverbund von Elektrizität, Fernwärme, Gas und Wasser gekennzeichnet.

<sup>202</sup> Häufig wird ein solcher Querverbund auch mit dem Begriff „Multi-Utility“ belegt.

<sup>203</sup> Vgl. [Wietschel 2000, S. 185ff.] zum Einsatz der PERSEUS-Modellfamilie für die Planung im Bereich der Gasversorgung.

von Preis-Absatz-Funktion auf Basis empirischer Daten nicht zulässt. Der zur Lösung dieser Problematik gewählte Ansatz, der auf der Vorgabe von oberen und unteren Grenzen für den Absatz sowie von festen Preisen in den abgebildeten Marktsegmenten basiert, ist allerdings ebenfalls kritisch zu hinterfragen.

Als grundlegende Kritik kann dabei angeführt werden, dass auch angesichts der bestehenden Schwierigkeiten bei der Bestimmung von Preis-Absatz-Funktionen die völlige Vernachlässigung von Zusammenhängen zwischen Preis und absetzbarer Menge nicht zu rechtfertigen ist. Diesem Kritikpunkt kann entgegengesetzt werden, dass im Rahmen der gewählten Vorgehensweise durchaus derartige Zusammenhänge abgebildet werden können, indem eine entsprechend detaillierte Unterteilung der Marktsegmente vorgenommen wird. Dadurch, dass in jedem einzelnen Marktsegment voneinander unabhängige Absatzobergrenzen und Preisniveaus vorgegeben werden können, besteht die Möglichkeit, bekannte bzw. angenommene Zusammenhänge zwischen Preis und Absatz durch Treppenfunktionen zu approximieren.

Ein weiterer Kritikpunkt setzt an der exogenen Vorgabe von Marktpreisniveaus in den modellierten Marktsegmenten an. Bei diesem Ansatz werden mögliche Rückwirkungen der im Zuge der Optimierung bestimmten Strategie des betrachteten EVU auf die Entwicklung der Preise nicht berücksichtigt. Eine solche Vorgehensweise kann nur dann gerechtfertigt werden, wenn der Einfluss des betrachteten EVU auf die Preisgestaltung am Markt als vernachlässigbar eingestuft werden kann. Bei kleinen und mittleren EVU (z. B. Stadtwerken) ist diese Annahme angesichts des entstehenden europäischen Marktes für Elektrizität und der geringen Möglichkeiten dieser Akteure, auf einem derart großen Markt das Preisniveau zu beeinflussen, sicherlich zu rechtfertigen.

Anders stellt sich die Sachlage dagegen bei großen EVU dar, etwa den ehemaligen Verbundunternehmen in der Bundesrepublik bzw. den aus dem Zusammenschluss mehrerer dieser Unternehmen gebildeten EVU, ebenso wie bei den (ehemaligen) staatlichen Monopolunternehmen in anderen europäischen Ländern wie Frankreich oder Italien. Aufgrund der Größe ihres Kraftwerksparks können diese Unternehmen nicht nur auf regionalen oder nationalen Märkten, sondern auch auf einem europäischen Markt einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Marktpreise für Elektrizität ausüben. Aus diesem Grund erscheint bei diesen Marktakteuren die Vernachlässigung der Rückwirkungen der erarbeiteten Strategie auf das Niveau der Marktpreise nicht angemessen.

Eine Integration dieser Zusammenhänge in das Modell ist allerdings – analog zur Situation bei der Integration von Preis-Absatz-Funktionen - sowohl aus methodischer Sicht als auch hinsichtlich der Datenlage mit beträchtlichen Schwierigkeiten verbunden. Methodisch gesehen ergibt sich bei einer direkten Berücksichtigung der Rückwirkungen ein nichtlineares Problem. Wie bereits in Kapitel 3.2 ausgeführt, ist bei den üblichen Problemgrößen ein Modell auf Basis der nichtlinearen Programmie-

rung aus Rechenzeitgründen nicht praxisgerecht, darüber hinaus ist die Erreichung des globalen Optimums im Gegensatz zur (gemischt-ganzzahligen) linearen Programmierung nicht gesichert. Eine Möglichkeit, diese Problematik zu umgehen, besteht in der Anwendung eines Dekompositionsansatzes, wie er in [Wietschel 2000, S. 174ff.] für die verwandte Problematik der Integration von Preis-Absatz-Funktionen vorgeschlagen wird. Schwererwiegend stellen sich jedoch auch hier die durch die fehlende empirische Datengrundlage verursachten Probleme bei der Bestimmung von funktionalen Zusammenhängen zwischen den Marktpreisen und der Strategie eines EVU dar. Wie bei den Preis-Absatz-Funktionen wird auch in diesem Bereich der Datenmangel durch die erst kürzlich erfolgte Liberalisierung der Energiemärkte verstärkt. Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, dass im PERSEUS-EVU Modell lediglich die Berücksichtigung der Rückwirkungen der Strategie des betrachteten EVU auf die Marktpreise möglich ist, eventuelle Einflüsse, die sich aus dem strategischen Verhalten anderer Marktteilnehmer ergeben, können nicht integriert werden.

Aus den aufgeführten Gründen ist eine direkte Integration der Rückwirkungen der bei der Anwendung von PERSEUS-EVU erarbeiteten Strategie auf das Niveau der Marktpreise auch für große EVU trotz deren eventuell vorhandenen Preissetzungsmacht nicht sinnvoll bzw. möglich. Dem Modellanwender stehen jedoch dennoch zwei alternative Vorgehensweisen zur Verfügung, um derartigen Zusammenhängen zumindest ansatzweise Rechnung tragen zu können.

Zum einen kann der Anwender die exogen vorgegebenen, zukünftigen Marktpreise an die durch das Modell bestimmte Strategie anpassen und diese Strategie in weiteren Modellläufen auf Basis dieser neuen Preise verifizieren. Eine solche Vorgehensweise, die einem iterativen Ansatz auf Basis von Expertenwissen gleichkommt, ist vor allem dann zielführend, wenn die Modellergebnisse aufgrund der zunächst angenommenen exogenen Marktpreise nicht plausibel sind. Ein solcher Fall tritt z. B. dann auf, wenn ein unrealistisch hohes Niveau für die Marktpreise angenommen wurde, und in der Folge die Marktanteile des betrachteten EVU stark anwachsen.

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, die Rückwirkungen des Verhaltens bzw. der Strategien aller relevanten Marktakteure auf die Marktpreise bereits bei der Bestimmung der Marktpreise selbst zu berücksichtigen, um so möglichst realistische Vorgaben für das PERSEUS-EVU Modell zur Verfügung stellen zu können. Zu diesem Zweck bietet sich der Einsatz von sogenannten Marktpreismodellen an. Auf die Konzeption eines derartigen Marktpreismodells, welches auf der Kombination von Energie- und Stoffflussmodellen mit Multi-Agenten-Ansätzen basiert, wird in Kapitel 6 näher eingegangen.

Ein weiterer Kritikpunkt setzt an der Einführung des Investitions-Strafterms zur realistischeren Nachbildung der Entscheidungssituation bei der strategischen Investitionsplanung in EVU an. Wie bereits in Kapitel 3.2 erwähnt, kann die Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm als multikriterielles Entscheidungsproblem

interpretiert werden, bei dem die beiden Kriterien Gewinn und gesamte Investitionen berücksichtigt werden. Dementsprechend lässt sich die grundsätzliche Kritik an multikriteriellen Ansätzen im Prinzip auch auf die Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm übertragen (vgl. auch [Zimmermann et al. 1991]).

Der wohl bedeutendste Schwachpunkt von multikriteriellen Ansätzen besteht in der Bestimmung geeigneter Gewichtungsfaktoren, die die Präferenzen des Entscheidungsträgers widerspiegeln. Aufgrund der Tatsache, dass bei dem hier vorliegenden Optimierproblem lediglich zwei Kriterien zu berücksichtigen sind, ist diese Problematik im Vergleich zu Fällen, in denen eine Vielzahl verschiedener Kriterien in die Zielfunktion eingeht, weniger schwerwiegend. Darüber hinaus ist das Kriterium Gewinn gegenüber dem der Investitionen eindeutig wichtiger, da der Investitions-Strafterm lediglich in solchen Fällen greifen soll, in denen ein gewinnmaximales Investitionsprogramm deutlich investitionsintensiver ist als eines mit einem nur geringfügig geringeren Gewinn. Aus diesem Grund ist die Bandbreite für den Gewichtungsfaktor des Investitions-Strafterms von vorneherein auf relativ kleine Werte gegenüber dem Gewichtungsfaktor des Gewinns<sup>204</sup> eingeschränkt. Im konkreten Anwendungsfall wird der Modellanwender in der Regel so vorgehen, dass zunächst ein Modellauf mit reiner Gewinnmaximierung durchgeführt wird, dessen Ergebnisse im Anschluss mit verschiedenen Werten für den Gewichtungsfaktor des Investitions-Strafterms verifiziert werden, um ein mögliches Auftreten des gerade geschilderten Falles zu identifizieren.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Kritik an multikriteriellen Ansätzen zwar auch auf die Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm zutrifft, aufgrund der beschriebenen Eigenschaften des Problems jedoch die grundsätzliche Eignung des Ansatzes für die Nachbildung der Entscheidungssituation bei der Investitionsplanung von EVU nicht in Frage stellt.

## 5.4 Stochastische Programmierung

### 5.4.1 Einleitung

Bei der kritischen Würdigung der Integration von Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Unsicherheiten im PERSEUS-EVU Modell unter Verwendung von Ansätzen der stochastischen Programmierung wird, in Analogie zur Beschreibung der Einführung und modelltechnischen Umsetzung dieser Erweiterungen, getrennt auf die verschiedenen Verfahren eingegangen, d. h. die einstufige stochastische Program-

---

<sup>204</sup> Wie aus Gleichung (3.3) ersichtlich ist, wird bei der mathematischen Modellformulierung auf die explizite Einführung eines Gewichtungsfaktors für den Gewinn verzichtet und sozusagen ein Faktor von eins festgeschrieben. Diese Vorgehensweise lässt sich damit begründen, dass bei  $n$  Kriterien nur  $n-1$  Gewichtungsfaktoren notwendig sind, um jedes mögliche Gewichtungsverhältnis der Kriterien abzubilden.

mierung, die mehrstufige stochastische Programmierung sowie die Kombination dieser beiden Verfahren.

### **5.4.2 Allgemeine Betrachtungen zur Integration von Unsicherheiten in das PERSEUS-EVU Modell**

In Abschnitt 3.3 ist die Notwendigkeit der Einführung von Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in ein problemadäquates Instrument zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU in einem liberalisierten Markt ausführlich begründet worden. Dennoch ist neben der kritischen Würdigung der modelltechnischen Umsetzung in den folgenden Abschnitten auch eine grundsätzliche Hinterfragung der Integration von Unsicherheiten in das PERSEUS-EVU Modell angebracht.

Die grundlegende Problematik bei der Berücksichtigung von Unsicherheiten in entscheidungsunterstützenden Modellen besteht in dem gegenüber einem deterministischen Modell erhöhten Aufwand bei der Bereitstellung und Pflege der Eingangsdaten. Für alle Parameter, die als risikobehaftet abgebildet werden, müssen Informationen zu den zugrundeliegenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen gesammelt werden. Selbst wenn die weit verbreitete vereinfachende Annahme getroffen wird, dass zwei Größen – in aller Regel der Erwartungswert und ein Maß für die Form der Verteilung wie Standardabweichung oder Varianz – ausreichen, um die reale Wahrscheinlichkeitsverteilung mit genügender Genauigkeit zu beschreiben, ist im Vergleich zu einem deterministischen Modell, bei dem lediglich eine Größe benötigt wird, für die entsprechenden Parameter die doppelte Menge an Daten zu bestimmen und zu pflegen. Da in vielen Fällen davon ausgegangen werden kann, dass der deterministische Wert dem Erwartungswert in einem stochastischen Modell entspricht, bedeutet dies meist, dass zusätzlich zu diesem Wert das gewählte Maß zur Beschreibung der Verteilungsform erhoben werden muss.

Die Frage, ob dieser zusätzliche Aufwand angesichts des Erkenntnisgewinns, den ein stochastisches Modell gegenüber einem vergleichbaren deterministischen Modell zeitigt, gerechtfertigt ist, lässt sich nicht allgemeingültig beantworten. Vielmehr muss der Modellanwender im Einzelfall entscheiden, ob und für welche Parameter eine stochastische Abbildungsweise zielführend erscheint. Wie bereits in Abschnitt 3.3.3.2 diskutiert, sollte diese Entscheidung daher sorgfältig abgewogen und darauf geachtet werden, nur die für die vorliegende Anwendung wirklich relevanten Parameter als risikobehaftet zu modellieren.

Eine weitere mit dem zusätzlichen Datenbedarf bei der Einführung der stochastischen Programmierung verbundene Fragestellung besteht darin, inwiefern für die relevanten Parameter valide Annahmen zu der ihnen zugrundeliegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung gemacht werden können, auf deren Basis eine gegenüber einem deterministischen Modell verbesserte Entscheidungsunterstützung erarbeitet

werden kann. Dies gilt um so mehr, wenn man die Langfristigkeit des Zeithorizonts, über den die strategische Planung in EVU üblicherweise erfolgt, in Betracht zieht, durch die die Bestimmung valider Zukunftsdaten erschwert wird. Auch dieser Kritikpunkt kann nicht generell ausgeräumt werden, sondern erfordert eine Betrachtung im Einzelfall, wie sie beispielsweise bei der Anwendung des Modells in Kapitel 4 durchgeführt wird.

Als Schlussfolgerung aus der kritischen Würdigung der allgemeinen Eignung einer Integration von Unsicherheiten in ein entscheidungsunterstützendes Instrument für die strategische Planung von EVU kann festgehalten werden, dass stets eine sorgfältige Abwägung erfolgen sollte, ob und für welche Parameter im jeweils vorliegenden Anwendungsfall eine stochastische Abbildungsweise sinnvoll ist. Im PERSEUS-EVU Modellsystem wird diesem Umstand dadurch Rechnung getragen, dass sowohl die drei verschiedenen stochastischen Ansätze als auch das zugrundeliegende deterministische Modell zur Verfügung stehen. Der Anwender kann somit im Einzelfall selbst entscheiden, welches Verfahren sinnvoll erscheint. Mit Hilfe des Datenverwaltungssystems ist es darüber hinaus möglich, die verschiedenen Optimierungsalgorithmen anhand einer einheitlichen Datenbasis einer vergleichenden Analyse zu unterziehen, ohne dass dafür aufwendige Änderungen notwendig sind.

### **5.4.3 Einstufige stochastische Programmierung**

Wie bereits bei der Einführung der einstufigen stochastischen Programmierung in Kapitel 3.3.3.2 angesprochen, ist bei diesem Verfahren das Risikopräferenzverhalten des Entscheidungsträgers von besonderer Relevanz. So kann dieser Ansatz nur in solchen Fällen sinnvoll eingesetzt werden, in denen ein risikoaverser Entscheidungsträger vorausgesetzt werden kann. Da eine derartige Risikoeinstellung bei sehr langfristigen und kapitalintensiven Investitionsentscheidungen, wie sie im hier betrachteten Anwendungsfall zu treffen sind, in aller Regel vorliegen, ist diese grundsätzliche methodische Einschränkung der einstufigen stochastischen Programmierung akzeptabel.

Aus der Notwendigkeit, das Risikopräferenzverhalten des Entscheidungsträgers im Modell nachzubilden, ergibt sich allerdings ein zweiter Ansatzpunkt für eine kritische Hinterfragung der Methodik. Dieser besteht in der Bestimmung eines geeigneten, die vorliegende Risikopräferenz möglichst genau reflektierenden Risikoaversionskoeffizienten. Diesem Arbeitsschritt kommt um so größere Bedeutung zu, als der Wert des Risikoaversionskoeffizienten sich in signifikanter Weise auf die Ergebnisse der Modellläufe auswirken kann. In [McCarl et al. 1997, S. 14-7] findet sich eine Auflistung von möglichen Verfahren zur Bestimmung von Risikoaversionskoeffizienten für die einstufige stochastische Programmierung. Eine ausführliche Diskussion der Fragen, welche Verfahren grundsätzlich geeignet sind, das Risikopräferenzverhalten eines Entscheidungsträgers zu erfassen und mit welchen

Vor- und Nachteilen die prinzipiell geeigneten Ansätze bei verschiedenen Anwendungsfälle und Rahmenbedingungen behaftet sind, würde über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen. Daher wird nur kurz auf die Vor- und Nachteile der bei der Erarbeitung der in Kapitel 4.4 vorgestellten Modellergebnisse angewendeten Vorgehensweise eingegangen und die Motivation für deren Wahl eingegangen.

In Kapitel 4.1 wird aufgezeigt, dass es im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der Wettbewerbsrelevanz der dafür notwendigen Daten nicht möglich ist, auf ein reales EVU als Grundlage für die präsentierten Modellergebnisse zurückzugreifen.<sup>205</sup> Daher fallen Verfahren zur Bestimmung des Risikoaversionskoeffizienten, die auf der Befragung eines realen Entscheidungsträgers oder auf der Auswertung von in der Vergangenheit gefällten Entscheidungen des Unternehmens basieren, von vorneherein weg. Da darüber hinaus die Zielsetzung der Modellläufe in Kapitel 4 – neben der Validierung der entwickelten Modelle – darin besteht, möglichst allgemeingültige Hinweise für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von bundesdeutschen EVU im liberalisierten Markt zu geben, wurde folgende Vorgehensweise gewählt. Ausgehend vom Fall des risikoneutralen Entscheidungsträger wird der Risikoaversionskoeffizient schrittweise erhöht. Die sich bei verschiedenen Koeffizienten ergebenden Investitions- und Produktionsprogramme werden einander gegenübergestellt, wobei insbesondere der zu erwartende Gewinn und dessen Standardabweichung in Betracht gezogen werden. Auf Basis dieser Werte wird diskutiert, für welche Höhe des Risikoaversionskoeffizienten sich sinnvolle Strategien ergeben.

Abgesehen von den erwähnten Einschränkungen, die die Anwendung dieses Verfahrens im Rahmen dieser Arbeit notwendig machen, erscheint diese Vorgehensweise zur Lösung des Problems der Bestimmung realitätsnaher Risikoaversionskoeffizienten auch für den Einsatz des Modells im Unternehmen selbst gut geeignet. Der Grund dafür ist darin zu sehen, dass in einem EVU der Personenkreis der Modellanwender i. d. R. nicht dem der Gremien entspricht, in denen letztendlich Entscheidungen über Investitionsvorhaben getroffen werden. Üblicherweise werden Modelle wie PERSEUS-EVU in den für die (strategische) Planung zuständigen Abteilungen (den „Entscheidungsunterstützern“) angewendet, um Entscheidungsunterstützung für den Vorstand oder andere übergeordnete Ebenen (die „Entscheidungsträger“) zu erarbeiten. In solchen Fällen scheint eine Vorgehensweise, in denen den Entscheidungsträgern verschiedenen Varianten, die mit unterschiedlichen Risiko und unterschiedlichen Gewinnerwartungen verknüpft sind, als Entscheidungsgrundlage vorgestellt werden, durchaus angemessen.

---

<sup>205</sup> Dies gilt auch und insbesondere für diejenigen Unternehmen, die das PERSEUS-EVU Modell anwenden, da ihnen die vertrauliche Behandlung ihrer Daten zugesichert wurde.



Der Nachteil dieses Verfahrens gegenüber den Varianten, in denen der Entscheidungsunterstützer *ex ante*, z. B. durch Befragung der Entscheidungsträger, einen Wert für den Risikoaversionskoeffizienten bestimmt, besteht darin, dass bei der Durchführung und Auswertung der Modellläufe ein erheblich höherer Aufwand anfällt, der proportional zur Zahl der Optimierläufe für verschiedene Risikoaversionskoeffizienten ansteigt. Durch den Einsatz von automatisierten Dateneingabe- und Ergebnisauswertungswerkzeugen, die in Abschnitt 3.4 vorgestellt werden, lässt sich die Zeitintensität dieser Vorgänge jedoch signifikant senken.

Wie bereits in Kapitel 3.3.3.2 diskutiert, besteht ein weiterer Schwachpunkt der einstufigen stochastischen Programmierung darin, dass für den vorliegenden Anwendungsfall eine sinnvolle Abbildung von Risiken nur für Koeffizienten der Zielfunktion möglich ist, während die Verfahren zur Berücksichtigung von risikobehafteten technischen bzw. RHS-Koeffizienten aufgrund methodischer Schwachstellen nur sehr eingeschränkt geeignet sind. Abhilfe für diese Problematik kann lediglich durch Einsatz des alternativen Verfahrens der mehrstufigen stochastischen Programmierung bzw. des aus den beiden Ansätzen kombinierten Modells geschaffen werden.

#### **5.4.4 Mehrstufige stochastische Programmierung**

Die kritischsten Punkten bei der Anwendung der mehrstufigen stochastischen Programmierung zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung in der Energiewirtschaft liegen zweifellos in der vergleichsweise hohen Komplexität des Ansatzes und den daraus resultierenden Anforderungen an den Modellanwender sowie den Restriktionen in Hinblick auf die Anzahl der gleichzeitig als risikobehaftet abbildbaren Koeffizienten. Diese Kritikpunkte und ihre Auswirkungen sind bereits bei der Einführung der Methodik (Kapitel 3.3.2.3.6.3) sowie der Beschreibung der modelltechnischen Umsetzung (Kapitel 3.3.3.3) ausführlich diskutiert worden und haben u. a. zur Entscheidung beigetragen, zusätzlich zur mehrstufigen stochastischen Programmierung den alternativen Ansatz der einstufigen stochastischen Programmierung und eine Kombination beider Verfahren zu implementieren.

Hinsichtlich der Problematik der Bestimmung des Risikoaversionskoeffizienten für die entsprechende Variante des Modells auf Basis der mehrstufigen stochastischen Programmierung kann im Grundsatz die kritische Würdigung der einstufigen stochastischen Programmierung übertragen werden. Einschränkend ist anzumerken, dass die Bedeutung des Risikoaversionskoeffizienten bei der mehrstufigen stochastischen Programmierung weniger ausgeprägt ist als bei der einstufigen Variante, da bei dieser die stochastische Natur des Verfahrens nur von der Wahl des Risikoaversionskoeffizienten abhängt, während im mehrstufigen Fall vor allem die den

alternativen Pfaden des Entscheidungsbaums zugeordneten Wahrscheinlichkeiten entscheidend sind.

### **5.4.5 Kombination aus einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung**

Aufgrund der Tatsache, dass beim sogenannten Kombinationsverfahren sowohl die einstufige als auch die mehrstufige stochastische Programmierung zum Einsatz kommen, lassen sich die meisten der in der kritischen Würdigung dieser beiden Verfahren ausgeführten Punkte auch auf diesen Ansatz übertragen. Nicht oder nur eingeschränkt gilt diese Übertragbarkeit für die eingeschränkten Möglichkeiten zur Abbildung aller relevanten Modellparameter im einstufigen Modell sowie für die Schwierigkeiten bei der Modellgröße und Handhabbarkeit bei Berücksichtigung mehrerer unsicherer Einflussfaktoren im mehrstufigen Modell. Wie in Kapitel 3.3.2.3.6.4 ausgeführt, führt eine Kombination der beiden Ansätze dazu, dass diese Schwachpunkte vermieden bzw. abgemildert werden können.

Über die bereits bei den einzelnen Verfahren angeführte Kritik hinaus stellt sich bei einem kombinierten Ansatz die Frage, inwiefern sich die unterschiedlichen methodischen Eigenschaften der beiden kombinierten Verfahren auf die Konsistenz der Modellergebnisse auswirken. So wird ein Einflussfaktor, der mit Hilfe der einstufigen stochastischen Programmierung abgebildet wird, i. d. R. durch Erwartungswert und Standardabweichung charakterisiert, während er bei der mehrstufigen Variante mit Hilfe mehrerer diskreter Werte und diesen Werten zugeordneten Eintrittswahrscheinlichkeiten abgebildet wird. Wie bereits bei der Einführung des kombinierten Ansatzes in Abschnitt 3.3.3.4 diskutiert, resultieren aus diesen unterschiedlichen methodischen Voraussetzungen spezifische Vor- und Nachteile bei der Abbildung verschiedener Arten von Eingangsparametern bzw. Einflussfaktoren. So ist der einstufige Ansatz insbesondere geeignet für Parameter, die durch eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung beschrieben werden können (z. B. Primärenergieträgerpreise), während Einflussfaktoren, denen diskrete Werte und Eintrittswahrscheinlichkeiten zugeordnet werden können (beispielsweise die Höhe einer Quote für umweltfreundliche Energieträger) besser durch die mehrstufige stochastische Programmierung nachgebildet werden können.

Wird diesen unterschiedlichen Stärken der beiden Verfahren dadurch Rechnung getragen, dass für diese verschiedenen Typen von risikobehafteten Parametern jeweils das geeignetere Verfahren zum Einsatz kommt, ergeben sich aus den methodischen Gegensätzen keine Probleme, die zu inkonsistenten Ergebnissen führen können. Anders stellt sich die Sachlage dar, wenn gleichartige Eingangsparameter, z. B. die Preise für zwei unterschiedlicher Primärenergieträger, mit Hilfe verschiedener Ansätze abgebildet werden sollen. Aus diesem Grund sollten derartige Konstellationen bei der Anwendung des kombinierten Modells vermieden werden.

## 5.5 Einordnung des entwickelten Ansatzes in die Entscheidungsmodelle zur Investitionsprogrammplanung

In [Wietschel 2000, S. 213ff.] werden deterministische optimierende Energie- und Stoffflussmodelle für die Entscheidungsunterstützung von langfristigen Planungsaufgaben von EVU in die Theorie der Produktionsplanung eingeordnet. Die Modelle fallen aufgrund ihrer Ausrichtung auf die Investitions- und Produktionsprogrammplanung<sup>206</sup> in die Klasse der Integrationsmodelle<sup>207</sup>. Im Gegensatz zu den Kapitalwertmodellen, bei denen das Produktionsprogramm ex ante festgelegt werden muss, ist die Ableitung eines optimalen Produktionsprogramms bei Integrationsmodellen Bestandteil der Optimierung.<sup>208</sup> Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modelle erlauben dagegen keine Berücksichtigung von Finanzierungsaspekten. Der Grund hierfür liegt vor allem in der Modellkomplexität, die sich bei einer simultanen Investitions-, Produktions- und Finanzierungsplanung ergeben würde.<sup>209</sup>

Aufgrund der deterministischen Betrachtungsweise sind diese Modelle grundsätzlich den Modellen für Programmentscheidungen bei Sicherheit (vgl. z. B. [Götze et al. 1995, S. 241]) zuzuordnen. Diese Klassifizierung trifft auch auf die deterministische Version des PERSEUS-EVU Modells, deren mathematische Darstellung sich in Kapitel 2.5.4 für die Ausgabenminimierung und in Kapitel 3.2.3 für die Gewinnmaximierung findet. Die stochastischen Modellversionen sind hingegen als Modelle für Programmentscheidungen bei Unsicherheit (vgl. bspw. [Götze et al. 1995, S. 311] und [Blohm et al. 1988, S. 291]) zu klassifizieren.

Neben der Frage nach der Berücksichtigung von Unsicherheiten unterscheiden sich die verschiedenen Varianten des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten PERSEUS-EVU Modells für die Entscheidungsunterstützung im liberalisierten Energiemarkt auch im Hinblick auf andere Charakteristika. Daher wird eine Einordnung in ein Kriterienraster vorgenommen, wobei das in Tabelle 5-1 dargestellte Schema für Merkmale von Entscheidungsmodellen aus [Götze et al. 1995, S. 49] als Grundlage dient.

---

<sup>206</sup> Die Notwendigkeit einer kombinierten Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei der Entscheidungsunterstützung von EVU wird in Kapitel 2.2 hergeleitet.

<sup>207</sup> Vgl. [Betge 1995, S. 133] und [Jacob et al. 1994, S. 55].

<sup>208</sup> In [Götze et al. 1995, S. 174ff.] und [Blohm et al. 1988, S. 180] werden diese Ansätze als Modelle zur simultanen Investitions- und Produktions(programm)planung bezeichnet. Dort finden sich auch Beschreibungen einiger klassischer Ansätze dieser Art.

<sup>209</sup> Vgl. zur Komplexität der entwickelten Modelle Kapitel 4.7.

Tabelle 5-1: Merkmale von Entscheidungsmodellen [Götze et al. 1995, S. 49]

<b>Kriterium</b>	<b>Ausprägungen</b>				
<b>(Un)Sicherheit</b>	Sicherheit			Unsicherheit	
				Ungewiss- heit	Risiko
<b>Alternativen</b>	Einzelentscheidung			Programmentscheidung	
	absolute Vorteil- haftigkeit	relative Vorteil- haftigkeit	Nutzungs- dauer		
<b>Ziele</b>	ein Ziel			mehrere Ziele	
<b>Zeit</b>	statisch			dynamisch	
				einstufig	mehrstufig
	starr <sup>210</sup>	flexibel			

Allen Versionen von PERSEUS-EVU ist gemeinsam, dass sie in Bezug auf die Alternativen den Modellen zur Programmentscheidung zugeordnet werden können. Darüber hinaus zeichnen hinsichtlich des Kriteriums Zeit alle Varianten durch eine dynamische, mehrstufige Betrachtungsweise aus. Bei Betrachtung der weiteren Kriterien ergeben sich jedoch Unterschiede. Aus diesem Grund werden die verschiedenen Modellversionen in Tabelle 5-2 in das Kriterienraster eingeordnet. Die Tabelle zeigt, dass bei der Integration der verschiedenen entwickelten methodischen Ansätze in einem Modell für jedes Kriterium die realitätsnähere, allerdings auch komplexere Abbildungsweise berücksichtigt werden kann.<sup>211</sup> Bisher sind entscheidungsunterstützende Modell dieser Komplexitätsstufe wenig verbreitet. Im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung konnte dennoch gezeigt werden, dass trotz der hohen Komplexität die resultierenden Modelle sowohl daten- als auch rechentechnisch relativ problemlos handhabbar sind.<sup>212</sup>

<sup>210</sup> Die Unterscheidung zwischen starren und flexiblen Ansätzen ist nur für Modelle möglich, die Unsicherheiten berücksichtigen. Ein flexibles Modell bezieht die bis zum Entscheidungszeitpunkt eingetretenen Umweltzustände bei den Entscheidungen in späterer Stufen ein, ein starres Modell nicht.

<sup>211</sup> Nur eingeschränkt gilt dies für die Berücksichtigung mehrerer Ziele, da durch die Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm nicht alle möglichen Ziele eines Entscheidungsträgers bei EVU integriert werden können. Vgl. zu dieser Thematik auch den Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf in Abschnitt 7.5.

<sup>212</sup> Die rechentechnische Handhabbarkeit ist größtenteils auf die Fortschritte in der Computertechnik zurückzuführen. Noch vor wenigen Jahren war die Lösung von Modelle der hier vorliegenden Komplexitätsstufen auf Arbeitsplatzrechnern nicht möglich und hätte selbst Hochleistungsrechner an die Grenze ihrer Kapazitäten geführt.

Tabelle 5-2: Einordnung der Modellvarianten von PERSEUS-EVU

<b>Modellvariante</b>	<b>(Un)Sicherheit</b>	<b>Alternativen</b>	<b>Ziele</b>	<b>Zeit</b>
<b>Deterministisch, Gewinnmaximierung<sup>213</sup> ohne Investitions-Strafterm</b>	Sicherheit	Programm-entscheidung	ein Ziel	dynamisch, mehrstufig
<b>Deterministisch, Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm</b>	Sicherheit	Programm-entscheidung	mehrere Ziele	dynamisch, mehrstufig
<b>Einstufig stochastisch, Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	ein Ziel	dynamisch, mehrstufig, starr
<b>Einstufig stochastisch, Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	mehrere Ziele	dynamisch, mehrstufig, starr
<b>Mehrstufig stochastisch, Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	ein Ziel	dynamisch, mehrstufig, flexibel
<b>Mehrstufig stochastisch, Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	mehrere Ziele	dynamisch, mehrstufig, flexibel
<b>Kombination aus ein- und mehrstufiger Stochastik, Gewinnmaximierung ohne Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	ein Ziel	dynamisch, mehrstufig, starr bzw. flexibel <sup>214</sup>
<b>Kombination aus ein- und mehrstufiger Stochastik, Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm</b>	Unsicherheit, Risiko	Programm-entscheidung	mehrere Ziele	dynamisch, mehrstufig, starr bzw. flexibel

<sup>213</sup> Auf die Unterscheidung zwischen Ausgabenminimierung und Gewinnmaximierung wird verzichtet, da sie sich nicht auf die verwendeten Kriterien auswirkt.

<sup>214</sup> In Abhängigkeit von der Art der Abbildung der betrachteten Einflussgröße: starr bei einstufiger, flexibel bei mehrstufiger Stochastik.

## **6 Konzeption eines Marktsimulationsmodells zur Bestimmung von Eingangsdaten für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU**

### **6.1 Einleitung**

Die Notwendigkeit des Einsatzes geeigneter modellgestützter Ansätze für die Bestimmung besonders relevanter Eingangsdaten, vor allem der Marktpreise für Elektrizität, für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung ist in den vorangegangenen Kapiteln, insbesondere bei der Einführung der Gewinnmaximierung (Abschnitt 3.2) und der Anwendung des PERSEUS-EVU Modells (Kapitel 4), bereits ansatzweise diskutiert worden.<sup>215</sup> In diesem Kapitel soll zunächst die Motivation für den Einsatz von Instrumenten, die das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell zur Investitions- und Produktionsprogrammplanung ergänzen können, zusammenhängend dargestellt werden. Im Anschluss werden bereits existierende Modellansätze, die für derartige Aufgabenstellungen konzipiert wurden, kurz vorgestellt und in Hinblick auf ihre Eignung für die Kombination mit PERSEUS-EVU analysiert. Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird ein neuartiger Ansatz, der auf der Kombination von optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen mit Elementen aus der Multi-Agenten-Theorie basiert, aufgezeigt.

### **6.2 Motivation für den Einsatz von Marktsimulationsmodellen bzw. Wettbewerbsmodellen**

Bei der Einführung der neuen Zielfunktion der Gewinnmaximierung in Kapitel 3.2 wird gezeigt, dass in einem entscheidungsunterstützenden Instrument für die Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft im liberalisierten Markt die Integration der Erlösseite des EVU unabdingbar ist. Ein solcher Schritt führt jedoch unmittelbar dazu, dass ein im Vergleich zu rein ausgabenseitigen Ansätzen erhöhter Bedarf an Eingangsdaten für die Modellierung besteht. Bedingt durch die Ausgestaltung der neu integrierten gewinnmaximierenden Zielfunktion kommt dabei insbesondere der Bestimmung von Marktpreisen für Elektrizität (und Wärme) in den verschiedenen abgebildeten Marktsegmenten große Bedeutung zu. Im Rahmen der Modellanwendung in Kapitel 4 hat sich gezeigt, dass die Vorgabe von heutigen und

---

<sup>215</sup> Da die primäre Zielsetzung derartiger Modelle zumeist darin besteht, die Marktpreise für Elektrizität in einem wettbewerblichen Markt zu bestimmen, werden sie häufig als Marktpreismodelle oder Wettbewerbsmodelle bezeichnet. Für das im Rahmen dieser Arbeit konzipierte Modell wird allerdings die Bezeichnung Marktsimulationsmodell vorgezogen, da neben der Bestimmung der zukünftigen Entwicklung der Marktpreise auch die Ableitung weiterer Aussagen über die Situation auf einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt möglich ist.

zukünftigen Marktpreisniveaus auf Basis externer Projektionen wie der in [Prognos 2000] schnell an Grenzen stößt und die Qualität der erzielbaren Ergebnisse für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung kritikwürdig ist. Dies gilt vor allem dann, wenn verschiedene energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen in die Planungsüberlegungen integriert werden sollen. Da die Ausgestaltung dieser Rahmenbedingungen einen signifikanten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft hat, liegt es auf der Hand, dass auch die sich unter verschiedenen Rahmenbedingungen ergebenden Entwicklungen der Marktpreise signifikante Unterschiede aufweisen werden. Aus diesem Grund wurden bereits bei der Anwendung der PERSEUS-EVU Modellversion auf Basis der Kombination von einstufiger und mehrstufiger stochastischer Programmierung in Kapitel 4.6 für die verschiedenen abgebildeten CO<sub>2</sub>-Emissionsbeschränkungspfade unterschiedliche Marktpreise unterstellt, die mit Hilfe des Wettbewerbsmodells PERSEUS-ICE für die entsprechenden Rahmenbedingungen abgeleitet wurden.

Die Motivation für den Einsatz modellgestützter Ansätze zur Bestimmung der Marktpreise unter verschiedenen Rahmenbedingungen besteht, analog zur Situation bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung, in der Größe und Komplexität des zu analysierenden Gesamtsystems, welches der Marktpreisbildung zugrunde liegt. In der Größe des Energiesystems, das für die Bestimmung von Marktpreisen auf einem weitgehend liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt, wie er nach Umsetzung der entsprechenden EU-Richtlinien in nationales Recht in naher Zukunft vorliegen wird, zu berücksichtigen ist, liegt auch der Grund dafür, dass ein Ansatz, der die Investitions- und Produktionsprogrammplanung eines EVU mit der Bestimmung der Marktpreise in einem einzigen Modell kombiniert, nicht umsetzbar ist. Während in einem Modell zur Investitions- und Produktionsprogrammplanung eine detaillierte Abbildung des bestehenden Energiesystems des betrachteten EVU sowie der zur Verfügung stehenden Zukunftsoptionen notwendig ist, um praxisgerechte Entscheidungsunterstützung erarbeiten zu können, muss bei der Abbildung des gesamten (west-)europäischen Energiesystems – oder zumindest großer Teile davon – auf ein weitaus höher aggregiertes Abbildungsniveau übergegangen werden, da sich ansonsten nicht mehr handhabbare Modellgrößen ergeben. Dennoch sollten die methodischen und datentechnischen Grundlagen der Energiesystemmodellierung in beiden Fällen idealerweise weitgehend vergleichbar sein, um die Konsistenz der Ergebnisse des Marktpreismodells mit den Annahmen des Investitions- und Produktionsprogrammplanungsansatzes gewährleisten zu können.

## 6.3 Existierende Ansätze zur Abbildung wettbewerblicher Elektrizitätsmärkte

### 6.3.1 Einleitung

Bei der Analyse verschiedener existierender Ansätze zur Abbildung von liberalisierten Energiemärkten kristallisieren sich zwei verschiedene Gruppen von Modellen heraus, die sich anhand des betrachteten Zeithorizonts klassifizieren lassen. Zum einen gibt es eine – relativ große – Gruppe von Modellen, die für einen kurzen Zeithorizont im Bereich von einem Jahr ausgelegt sind. Bei diesen Modellen werden aufgrund der Fristigkeit keine Investitionsentscheidungen integriert. Eine Gegenüberstellung einer Reihe von Modellen dieser Art für verschiedene liberalisierte Energiemärkte findet sich in [EMF 1999]. Die Zielsetzung der Mehrzahl dieser Modelle ist die Analyse der aktuellen Marktverhältnisse und die Identifikation von Preisbildungsmechanismen. Eine kleinere Gruppe von Ansätzen zeichnet sich durch einen langfristigen Zeithorizont, der bis zu mehreren Jahrzehnten reichen kann, aus. Im Gegensatz zu den kurzfristigeren Modellen liegt der Fokus dieser Ansätze weniger auf der Analyse von Marktmechanismen, sondern auf der Frage, wie sich die Struktur des Energiesystems in einem wettbewerblichen Markt auf lange Sicht entwickeln wird.<sup>216</sup>

In Hinblick auf die im vorangegangenen Abschnitt geführte Diskussion zur Notwendigkeit des Einsatzes von Marktsimulationsmodellen als Datenquelle für entscheidungsunterstützende Ansätze zur langfristigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung ist offensichtlich, dass hierfür lediglich die zweite Gruppe von Modellen in Frage kommt. Dabei sind insbesondere die Ansätze, die sich auf den deutschen bzw. westeuropäischen Elektrizitätsmarkt fokussieren, von Interesse. Zu nennen sind hier neben dem zur PERSEUS-Modellfamilie gehörenden PERSEUS-ICE Modell die Ansätze von [Grobbel 1999] sowie [Hoster 1996]. Das Modell von [Grobbel 1999] basiert auf dem System Dynamics Ansatz von [Forrester 1961]. Dem Modell EIREM (European InterRegional Electricity Model) von [Hoster 1996] liegt eine lineare Optimierung zugrunde.<sup>217</sup>

Im folgenden Abschnitt soll das PERSEUS-ICE Modell, das als Basis für die Konzeption eines neuartigen Marktsimulationsmodells dient, kurz beschrieben werden.<sup>218</sup>

---

<sup>216</sup> Neben diesen beiden Modellklassen gibt es noch eine Vielzahl von extrem kurzfristigen Modellen, die für die Prognose von Preisen auf Spotmärkten und Börsen für Elektrizität entwickelt und eingesetzt werden (vgl. z. B. [Dreher et al. 1999]).

<sup>217</sup> Auf Basis von EIREM wurde das EUDIS-Modell zur Bestimmung von Spotmarktpreisen für Elektrizität entwickelt [Kreuzberg 1999], das von seiner Ausrichtung her den eher kurzfristigen Ansätzen zuzuordnen ist.

<sup>218</sup> Vgl. zur Methodik und Anwendung von PERSEUS-ICE auch [Enzensberger et al. 2001].



### 6.3.2 Kurzdarstellung des PERSEUS-ICE Modells zur Strommarktmodellierung

Das PERSEUS-ICE (Interregional Competitive Electricity Market) Modell wurde mit der Zielsetzung entwickelt, die mittel- und langfristige Entwicklung der Strompreise (für Regionen und Produkte) zu ermitteln und Aussagen zu Auswirkungen des Wettbewerbs auf einzelne EVU (z. B. in Hinblick auf Kraftwerkspark, Investitionen, Desinvestitionen, Marktanteile, Gewinnentwicklung, Import-Export-Bilanz) und auf Handelsplätze (Strombörsen und OTC-Handel) zu treffen.

Der verwendete methodische Ansatz beruht wie der des PERSEUS-EVU Modells auf einer mehrperiodischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. Aufgrund der grundlegenden Gemeinsamkeiten des Gleichungssystems beider Modelle besteht auch für das PERSEUS-ICE die Möglichkeit, Unsicherheiten mit Hilfe der im Rahmen dieser Arbeit implementierten stochastischen Optimierung (einstufig oder mehrstufig) zu berücksichtigen.<sup>219</sup> Als Zielfunktion der Optimierung kommt die Ausgabenminimierung zum Einsatz. Der Planungshorizont umfasst i. d. R. 25 bis 40 Jahre, weshalb das Modell als Instrumentarium für Analyse der langfristigen Entwicklungen auf dem Strommarkt anzusehen ist und sich für die Generierung von Dateninput für die Investitionsplanung eignet. Wie in PERSEUS-EVU wird die Strom- und Wärmenachfrage für sämtliche Regionen und Nachfragergruppen mit Hilfe von Lastganglinien an typischen Wochentagen abgebildet.

Das PERSEUS-ICE-Modell basiert auf einer detaillierten Technologiedatenbank, mit deren Hilfe das europäische Elektrizitätsversorgungssystem entsprechend der ehemaligen Versorgungsgebiete der Verbundunternehmen bzw. Staatsgebieten in verschiedene regionale Sektoren unterteilt wird. Dabei werden in der Bundesrepublik Deutschland 5 Regionen unterschieden, die den Netzbereichen der Verbundunternehmen entsprechen (siehe Bild 6-1). Innerhalb dieser Regionen werden die Kraftwerkskapazitäten den verschiedenen Akteuren wie EVU oder industriellen Eigenerzeugern zugeordnet, wobei Anlagen ab 100 MW<sub>el</sub> bei thermischen Kraftwerke bzw. ab 50 MW<sub>el</sub> für Wasserkraftwerke individuell modelliert sind, während Akteure mit wenigen bzw. kleinen Erzeugungsanlagen zusammengefasst dargestellt sind.

---

<sup>219</sup> Grundsätzlich lassen sich die in dieser Arbeit für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung im wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt eingeführten Neuerungen mit relativ geringem Aufwand in alle Module der PERSEUS-Modellfamilie (siehe Tabelle 2-1) integrieren. Die Anwendungsmöglichkeiten der stochastischen Programmierung auf die Entwicklung von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten werden z. B. in [Frank et al. 2001] diskutiert.

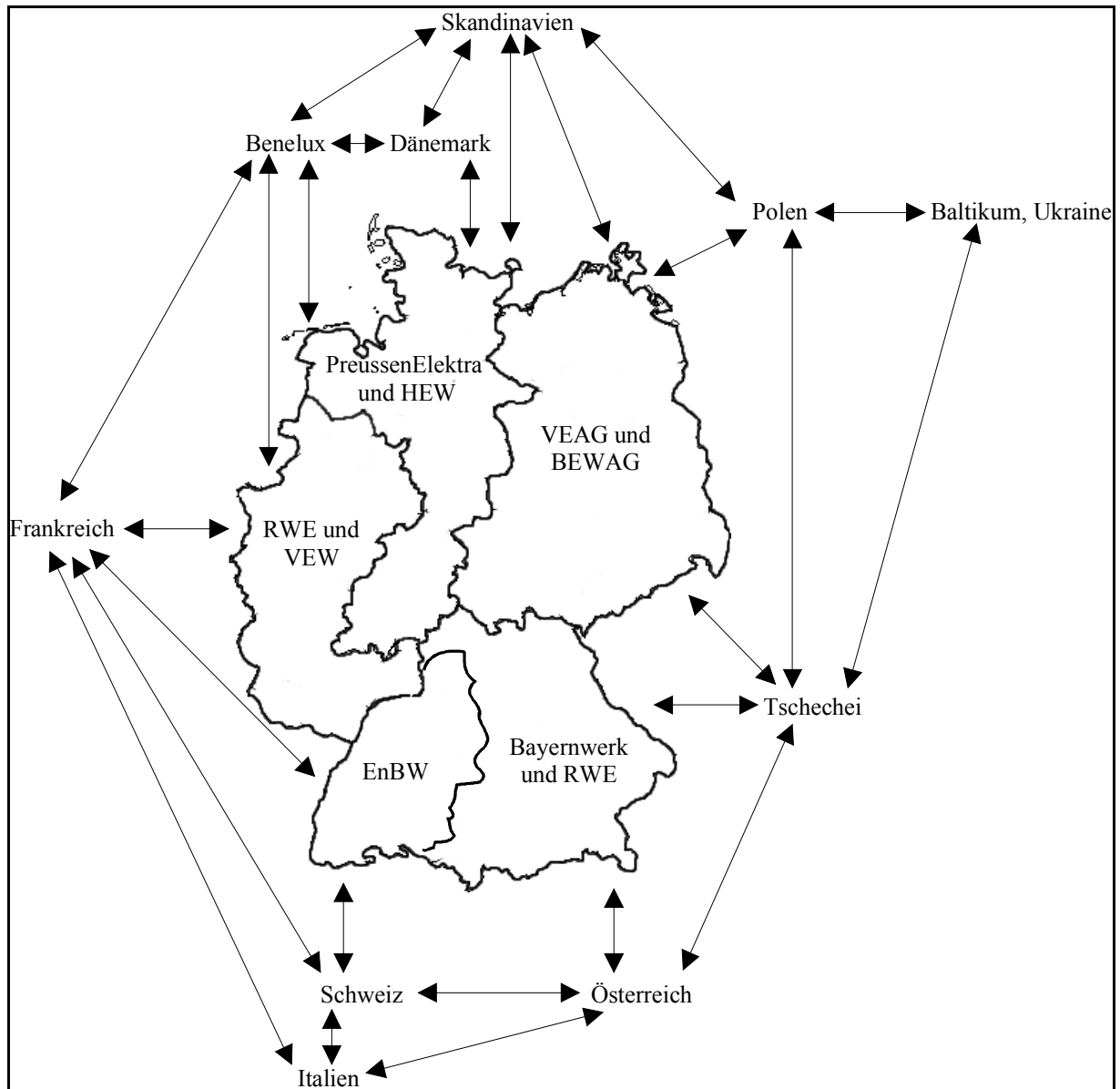


Bild 6-1: Abbildungsbereich des PERSEUS-ICE Modells [Enzensberger et al. 2001]

Um den Einfluss des internationalen Wettbewerbs berücksichtigen zu können, ist ein besonderer Schwerpunkt im PERSEUS-ICE-Modell auf die Abbildung von Austauschbeziehungen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland und zu/zwischen Anrainerstaaten gelegt. Insbesondere werden Übertragungskapazitäten, Verluste und Durchleitungsentgelte berücksichtigt. Die ausländischen Energiesysteme werden aggregiert mit Hilfe von Kraftwerksklassen modelliert (wobei auch hier ein Übergang zur Einzelblockmodellierung möglich ist<sup>220</sup>). Derzeit sind die folgenden wichtigen

<sup>220</sup> Bei einer entsprechenden Erweiterung des Modells muss allerdings darauf geachtet werden, dass sich die Ressourcenanforderungen in einem vertretbaren Bereich bewegen. Weiterhin ist zu analysieren, ob der erwartete Erkenntnisgewinn den Aufwand für eine derart detaillierte Modellierung rechtfertigt. Derzeit erscheint aus diesen Gründen eine blockscharfe Abbildung der Energiesysteme aller abgebildeten europäischen Länder nicht zielführend, die Abbildung von Einzelblöcken in bestimmten, für den bundesdeutschen Markt besonders relevanten ausländischen Regionen wird allerdings angestrebt.

Elektrizitätsmärkte integriert: Frankreich, Österreich, Schweiz, Italien, Benelux, Dänemark, Skandinavien, Polen, Baltikum, Ukraine, Tschechische Republik. Mögliche Austauschbeziehungen mit weiteren Märkten können mit Hilfe aggregierter Nachfrage- bzw. Angebotskurven berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse des PERSEUS-ICE-Modells zeigen einerseits den Kraftwerkszubau in den verschiedenen Regionen bzw. bei den unterschiedlichen Unternehmen, andererseits aber auch die Stromproduktion in jedem Kraftwerk. Aufgrund der abgebildeten Austauschbeziehungen lässt sich der Stromaustausch zwischen den Unternehmen/Regionen in Form von Mengen und Entgelten bestimmen. Des Weiteren lassen sich für jeden Zeitpunkt die variablen Ausgaben und die gesamten Ausgaben für alle Kraftwerke ermitteln. Aufgrund der zeitlichen Differenzierung mit Hilfe der vorgegebenen Zeitintervalle können die in den Unternehmen bzw. Regionen anfallenden Grenzausgaben auf Basis der entscheidungsrelevanten Ausgaben berechnet werden. Diese Informationen lassen sich wiederum zu Ausgaben für verschiedene Produkte (bspw. Base-Strom, Peak-Strom) in den Unternehmen/Regionen aggregieren.

## **6.4 Konzeption des Marktsimulationsmodells PERSEUS-MSM**

### **6.4.1 Motivation und Zielsetzung**

Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Modelle zur Ableitung von langfristigen Entwicklungen der Marktpreise auf einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt basieren auf einer hierarchisch-zentralen Optimierung bzw. Simulation und weisen daher die folgende Schwachpunkte auf:

- Es wird für alle Marktteilnehmer die gleiche Zielfunktion (i. d. R. eine Minimierung der variablen Ausgaben bzw. aller Ausgaben der Elektrizitätserzeugung oder des Elektrizitätsbezuges) unterstellt. Diese Annahme negiert alternative Ziele, z. B. auf Seiten der Anbieter die Sicherung bzw. den Ausbau von Marktanteilen oder die Gewinnmaximierung sowie auf der Nachfragerseite beispielsweise Präferenzen bezüglich der Lieferantwahl (u. a. aus Gründen der Versorgungssicherheit oder des Umweltschutzes).
- Die Integration weiterer Akteure – z. B. neuer Wettbewerber oder des Staates – in die Modelle gestaltet sich aufwendig. Gleichzeitig zeichnet sich bereits heute ab, dass eine Reihe weiterer Akteure auf den Märkten für Energieversorgung eine wichtige Rolle spielen werden. Auch diese neuauftretenden Marktteilnehmer (Großhandelsmärkte, Händler, Broker, Portfoliomanager, etc.) müssen in ein Modell, das den wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt abbilden soll, integriert werden können.

- Über Lastganglinien bzw. Belastungsdauerlinien wird in bisherigen Modellkonzepten die Nachfrage nach Elektrizität, die zu befriedigen ist, aggregiert dargestellt. Die Abbildung von Nachfragereaktionen ist nicht möglich. Das rationale Verhalten einzelner Nachfrager bzw. Nachfragegruppen, die u. a. durch eine unterschiedliche Nutzung der Kapazitäten von industriellen Eigenerzeugungsanlagen, zeitliche Produktionsverlagerung oder Produktionsverzicht reagieren können, wird nicht integriert. Somit sind derartige Modelle nur eingeschränkt an einem wettbewerblichen Markt orientiert.

Dieser Kritik an den bestehenden Ansätzen soll im Rahmen dieser Arbeit durch die Entwicklung eines völlig neuen Lösungskonzeptes Rechnung getragen. Dieses Konzept beruht auf der Kombination der techno-ökonomischen Modellierung von Energiesystemen mit Energie- und Stoffflussmodellen mit dem aus der Informatik stammenden Paradigma der Software-Agenten (kurz: Agenten). Auf Basis dieser beiden methodischen Ansätze wird ein Marktsimulationsmodell für den wettbewerblich organisierten Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland unter Einbeziehung der Konkurrenzsituation in Europa konzipiert.

#### **6.4.2 Vorteile der Kombination von Energie- und Stoffflussmodellen mit Ansätzen aus der Multi-Agenten Theorie**

Zur Darstellung komplexer technischer und wirtschaftlicher Systeme haben sich technologiebasierte Flussmodelle auf Basis von Ansätzen aus dem Operations Research – wie der linearen, gemischt-ganzzahligen linearen oder stochastischen Programmierung – im Laufe mehrerer Jahrzehnte als adäquates Werkzeug erwiesen. Derartige Ansätze haben vor allem im Bereich der Energiesystemmodellierung, aber auch in anderen Bereiche, wie der chemischen Industrie und der Landwirtschaft, weite Verbreitung gefunden. Die gesamte PERSEUS Modellfamilie<sup>221</sup> und damit auch das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-EVU Modell sind dieser Modellklasse zuzuordnen. PERSEUS und andere derartige Modelle sind seit Mitte der 80er Jahre erfolgreich für die Energiesystemanalyse im Auftrag von Politik und Energiewirtschaft eingesetzt worden.

Aufgrund der Vorteile derartiger Ansätze sowie der umfangreichen vorhandenen Erfahrungen erscheint es sinnvoll, auch bei der Entwicklung eines Marktsimulations- bzw. Marktpreismodells, das die Beschränkungen der klassischen Modelle, die einen sinnvollen Einsatz im liberalisierten Elektrizitätsmarkt in Frage stellen, überwinden soll, auf dieser Grundlage aufzubauen.

Um die Vorteilhaftigkeit einer Kombination der bestehenden Methodik der Energie- und Stoffflussmodellierung mit Ansätzen aus der Multi-Agenten Theorie aufzuzeigen,

---

<sup>221</sup> Vgl. Kapitel 2.5.1.

werden zunächst kurz die grundsätzlichen Eigenschaften von Software-Agenten beschrieben. Software-Agenten (oder kurz Agenten) sind ein Paradigma aus dem Forschungsbereich der Verteilten Künstlichen Intelligenz (VKI), das zunehmend Eingang in die wirtschaftswissenschaftliche Literatur findet.<sup>222</sup>

Die Agenten handeln bei der Lösung ihres Problems autonom, d. h. ohne direkte Intervention durch den Menschen und haben Kontrolle über ihre eigenen Aktionen und ihren internen Zustand. Weiter weisen Agenten (in einem Multi-Agentensystem) soziale Fähigkeiten auf, sie interagieren bzw. kommunizieren untereinander. Über eine rein reaktive, also auf Veränderungen ihrer Umwelt ausgerichtete, Verhaltensweise hinaus, ergreifen Agenten selbständig zielgerichtet die Initiative (Proaktivität). Jeder Agent verfolgt dabei seine eigene Zielsetzung. Ein einheitliches, globales (übergreifendes, für alle Agenten geltendes) Ziel existiert dagegen nicht notwendigerweise.

Multi-Agentensysteme (MAS) weisen folgende vorteilhafte Eigenschaften auf, die für die Entwicklung eines problemadäquaten Marktsimulationsmodells von Bedeutung sind:

- Die Rollen der Marktteilnehmer aus den vier Ebenen Energieversorgungsunternehmen (als „Primär“-Anbieter), (Zwischen-)Händler, Nachfrager bzw. Nachfragergruppen sowie politische Entscheidungsträger können einzeln und somit differenziert mit Software-Agenten abgebildet werden.
- Jeder Agent kann seine individuelle Zielsetzung verfolgen.
- Die Agenten können miteinander kommunizieren. Somit können komplexe Verhaltensweisen, u. a. zwischen den EVU über ein konkurrierendes Anbieterverhalten, durch Anreizsetzung zwischen Staat und EVU oder durch Nachfragereaktionen der Kunden integriert werden.
- Verschiedene marktliche Koordinationsmechanismen sind modellierbar.
- Die Skalierbarkeit des Simulationssystems ist dadurch gegeben, dass problemorientiert neue Agenten mit geringem Aufwand integriert werden können, z. B. bei der Einbindung neuauftretender Marktteilnehmer wie Intermediären oder bei der Verfeinerung des Modells durch einer höhere Granularität der Anbieter/Nachfrager.

Ausgehend von den aufgezeigten Eigenschaften erscheint eine Kombination der beiden Ansätze eine vielversprechende Basis für die Konzeption und Entwicklung eines Simulationsmodells für die Bestimmung von Marktpreisen auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten.<sup>223</sup>

---

<sup>222</sup> Vgl. bspw. [Weinhardt et al. 1999].

<sup>223</sup> Bestandteile des hier konzipierten Modells wurden auf dem „Workshop 2000 – Agent-Based Simulation“, am 2 und 3. Mai 2000 in Passau vorgestellt [Weinhardt et al. 2000].

### 6.4.3 Abbildung des wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes

Der grundsätzliche Aufbau des Marktsimulationsmodells zur Abbildung eines wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes ist beispielhaft in Bild 6-2 abgebildet. Die konkrete Ausgestaltung kann, in Analogie zum PERSEUS-EVU Modell, vom Modell-anwender selbst bestimmt werden. Dies gilt sowohl für Art und Anzahl der betrachteten Akteure als auch für die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die Abbildung verschiedener Regionen erlaubt es, regionale Märkte, die sich z. B. aufgrund von technischen Restriktionen bei den Übertragungsleitungen ergeben, zu berücksichtigen. Darüber hinaus erleichtert die regionale Unterteilung die Modellierung verschiedener Nachfragesegmente, da zumindest derzeit die Marktanteile der Ex-Monopolisten innerhalb ihrer ehemaligen Demarkationsgebiete in aller Regel noch sehr hoch sind und gerade im Bereich der Haushalte auch in Zukunft Aspekte der Kundenbindung nicht vernachlässigt werden können.

Bei der Abbildung des Elektrizitätsmarktes lassen sich zwei verschiedene Ebenen unterscheiden, die Marktstruktur und die Marktteilnehmer oder Akteure. Unter dem Oberbegriff Marktstruktur sind die Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes zusammengefasst, die maßgeblich die Interaktion und Kommunikation zwischen den verschiedenen am Elektrizitätsmarkt vertretenen Akteuren sowie deren Handlungsoptionen bestimmen bzw. beeinflussen. Dazu zählen zum einen energiepolitische Vorgaben auf nationaler bzw. supranationaler (EU) Ebene, z. B. Vorrangregelungen für bestimmte Energieträger oder Restriktionen hinsichtlich des Energieaustausches zwischen verschiedenen Ländern, zum anderen die bestehenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie die existierenden Unternehmensstrukturen, die bestehenden Marktanteile der einzelnen EVU oder die Organisation des Elektrizitätshandels über Börsen bzw. Spotmärkte. Darüber hinaus sind technische Restriktionen, die sich z. B. aus den Kapazitäten der verschiedene Netzgebiete verbindenden Leitungen ergeben, zu berücksichtigen.

Die Akteure, die in einem Marktsimulationsmodell für den liberalisierten Elektrizitätsmarkt eine Rolle spielen, lassen sich in 4 verschiedene Gruppen einteilen: Anbieter, Nachfrager, Intermediäre sowie den Gesetzgeber<sup>224</sup>. Abgesehen vom Gesetzgeber, bei dem lediglich zwischen der nationalen und der supranationalen Gesetzgebung unterschieden werden muss, sind diese Akteursgruppen allerdings keineswegs homogen, vielmehr bestehen sie aus einer Vielzahl verschiedener Einzelakteure, die sich sowohl hinsichtlich ihrer Zielsetzungen wie auch ihrer Handlungsoptionen signifikant unterscheiden können.

---

<sup>224</sup> Der Gesetzgeber nimmt eine Art Zwischenstellung ein, da er zum einen als Akteur auftritt, der auf Umweltzustände reagiert, zum anderen aber durch seine Aktionen die Marktstruktur beeinflusst.

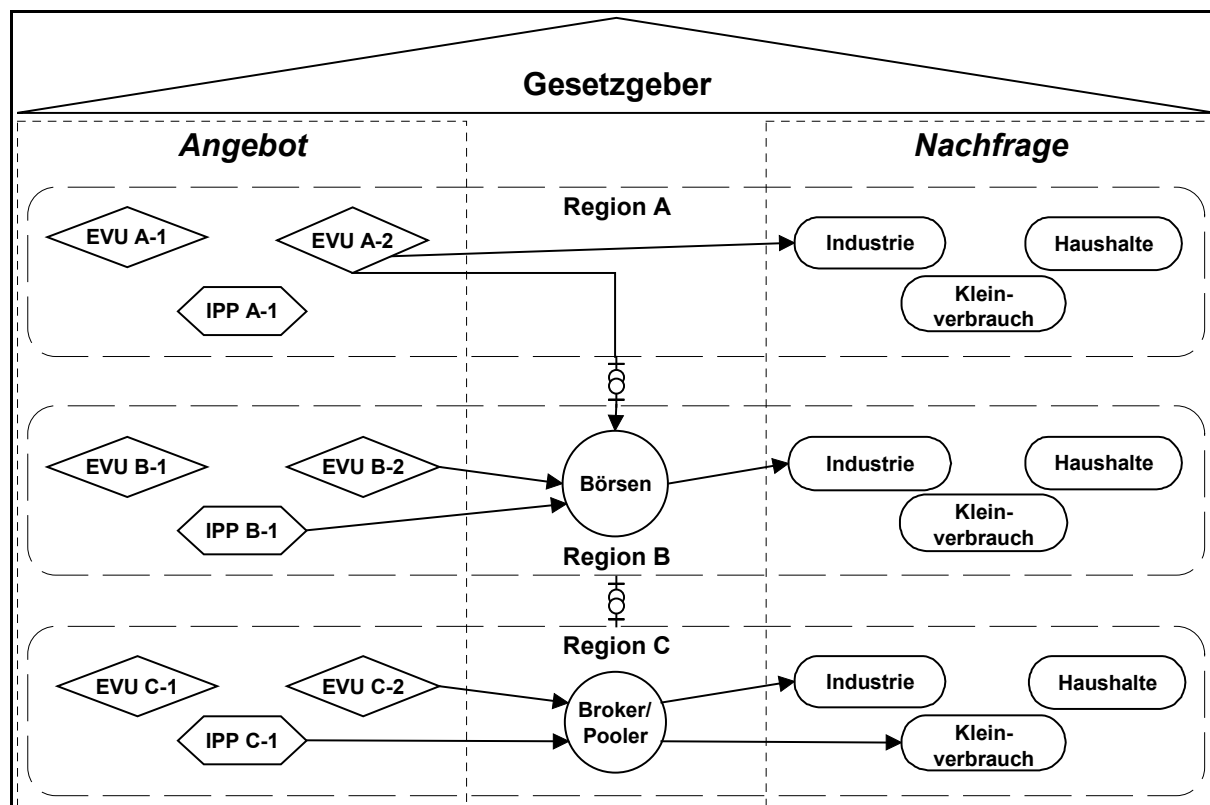


Bild 6-2: Beispielhafte Darstellung der Modellstruktur des Marktsimulationsmodells

Darüber hinaus ist in vielen Fällen selbst die Zuordnung zu den vier Gruppen nicht eindeutig vorzunehmen, z. B. bei Industrieunternehmen mit Eigenerzeugungsanlagen in relevantem Umfang, die sowohl als Nachfrager als auch als Anbieter auftreten. Da es aber zu aufwendig wäre, für jeden relevanten Akteur eine individuelle Agentenstruktur zu entwickeln, werden die vier Akteursgruppen in Untergruppen gegliedert, die sich durch vergleichbare Zielsetzungen und Handlungsoptionen auszeichnen. Die Aufteilung in Untergruppen orientiert sich an dem folgenden Schema:

- Verbundunternehmen
- Stadtwerke mit relevanter Eigenproduktion
- Stadtwerke ohne relevante Eigenproduktion
- Independent Power Producer (IPP)
- Industriebetriebe mit Eigenerzeugung
- Industriebetriebe ohne Eigenerzeugung
- Kleinverbraucher
- Haushalte
- Makler, Broker, Aggregatoren, Portfoliomanager

Für jede dieser Untergruppen wird im Modell ein Satz von Parametern – analog zur Beschreibung von Energieumwandlungstechnologien oder Nachfragekategorien im PERSEUS-EVU Modell - implementiert, über den alle Informationen – z. B. zu Technologien, Zielsetzungen, Handlungsoptionen, typischen Verhaltensweisen –

abgebildet werden können, die zur Charakterisierung der jeweiligen Akteursgruppe in einem MSM benötigt werden.

#### **6.4.4 Methodik und Funktionsweise des Marktsimulationsmodells**

Die Modellierung der im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Marktstrukturen und Akteure basiert auf derselben Methodik wie das PERSEUS-EVU oder das PERSEUS-ICE Modell. Der Aggregationsgrad muss für eine Abbildung der für den Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland relevanten europäischen Regionen gegenüber Modellen wie PERSEUS-EVU, die lediglich das Energiesystem eines Unternehmens abbilden, deutlich reduziert werden. Dabei muss beachtet werden, dass das Marktsimulationsmodell durch die Integration von Marktmechanismen, detaillierter Abbildung der Nachfrager sowie der Verhaltensweisen der verschiedenen Akteure eine erheblich größere Komplexität als PERSEUS-ICE aufweist. Beispielsweise wird ein EVU im Modell wie in PERSEUS-EVU durch die technischen und wirtschaftlichen Charakteristika seines existierenden Kraftwerksparks, mögliche Zubauoptionen sowie Bezugsoptionen für Primärenergieträger charakterisiert. Ein Nachfrager bzw. eine Nachfragergruppe wird ähnlich wie die Nachfragesegmente in PERSEUS-EVU durch eine Lastkurve und obere und untere Grenzen der Elektrizitätsnachfrage abgebildet. Weitere zu integrierende Akteure wie Industriebetriebe mit Eigenerzeugung oder Intermediäre können durch entsprechende Kombinationen von angebots- und nachfrageseitigen Modellierungsmöglichkeiten repräsentiert werden.

Anders stellt sich die Situation beim Gesetzgeber dar, der nicht wie die anderen Akteure als Anbieter und/oder Nachfrager auftritt, sondern energie- und umweltspezifische Rahmenbedingungen setzt und dabei auf Umweltzustände – wie z. B. die ohne Eingriffe zu erwartenden Emissionen von CO<sub>2</sub> – reagiert. Für die Nachbildung der Handlungsmöglichkeiten des Gesetzgebers wie auch zur Integration des (strategischen) Verhaltens der sonstigen Akteure als Reaktion auf ihre Marktsituation müssen andere Modellierungsansätze gewählt werden. An dieser Stelle werden die angesprochenen Elemente aus der Agententheorie eingesetzt. Allen im Modell abgebildeten Akteure wird die Möglichkeit gegeben, autonom – d. h. ohne Benutzereingriff – auf Umweltzustände zu reagieren und ihr Verhalten entsprechend anzupassen, um einen möglichst hohen Grad der Erreichung ihrer vordefinierten Zielsetzungen zu realisieren.

Bei der modelltechnischen Umsetzung dieses autonomen Verhaltens der Akteure bzw. Agenten wird auf regelbasierte Systeme<sup>225</sup> zurückgegriffen. Die Regelbasis sowie die Inferenzregeln werden auf einer zusätzlichen Ebene implementiert, die der technoökonomischen Modellierung der Akteure übergeordnet ist. Als Basis für die

---

<sup>225</sup> Vgl. bspw. [Studer et al. 1997].



Entscheidungen des regelbasierten Systems über die Verhaltensweise der Agenten wird jeweils nur auf diejenigen Informationen zum Marktgeschehen sowie den Aktionen anderer Akteure zurückgegriffen, über die der modellierte Marktteilnehmer auch in einem realen Wettbewerbsmarkt verfügt.

Wie bei der kurzen Beschreibung von Software-Agenten in Abschnitt 6.4.2 angeführt, ist eine zentrale, koordinierende Instanz in einem MAS nicht zwingend notwendig. Für den vorliegenden Anwendungsfall erscheint die Integration einer übergreifenden Ebene allerdings zweckmäßig, um das sich auf realen Märkten einstellende Gleichgewicht nachbilden zu können. Die Zusammenfassung der Agenten bzw. Akteure zu einem Gesamtsystem, das den wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt repräsentiert, erfolgt dabei wie die Modellierung ihrer techno-ökonomischen Charakteristika durch ein Energie- und Stoffflussmodell auf Basis der (gemischt-ganzzahligen) linearen Optimierung. Als Zielkriterium wird dabei die Minimierung der Ausgaben aller Nachfrager zur Befriedigung ihrer Nutzenergienachfrage angenommen. Die Wahl dieses Zielkriteriums liegt darin begründet, dass sich damit die ökonomischen Ziele der Nachfrager nachbilden lassen. Nachfragerverhalten, das unter ökonomischen Kriterien nicht rational ist, z. B. Präferenzen für bestimmte EVU oder für Strom aus erneuerbaren Energien, lässt sich über Nebenbedingungen, die in die Modellierung der entsprechenden Akteure integriert werden, abbilden. Die Minimierung der Ausgaben aller Nachfrager entspricht nicht einer Minimierung der Ausgaben im gesamten Energiesystem, da die Anbieter über ihre Strategie festlegen, mit welchen Angebotspreisen sie bei welchen Nachfragegruppen anbieten. Dadurch lassen sich auch Effekte, die durch eine eventuell vorhandene Preissetzungsmacht einzelner EVU verursacht werden können, berücksichtigen.

Die übergreifende Zielsetzung und ihre Bedeutung für das Gesamtsystem unterscheiden sich signifikant von denen bisher eingesetzter Modelle, bei denen gerade an dem einheitlichen, für alle Akteure geltenden Zielkriterium einer der wichtigsten Kritikpunkte ansetzt. Der Unterschied besteht darin, dass innerhalb dieser übergreifenden Zielfunktion jeder Akteur seine eigene Strategie festlegen kann.

Um die Möglichkeiten der einzelnen Akteuren, ihr Verhalten bzw. ihre Strategie auf die sich ergebenden Umweltzustände anzupassen, wird ein iteratives Verfahren umgesetzt. Ausgehend von einer ersten Optimierung des Gesamtsystems, bei der jeder Akteur sich gemäß einer individuell vorgegebenen Startstrategie verhält, werden mehrere Optimierläufe durchgeführt. Nach jedem Lauf erhalten die regelbasierten Systeme der Akteure die ihnen zugänglichen Informationen über das Marktgeschehen, beispielsweise zu erreichten Marktanteilen, Erlösen aus dem Stromverkauf oder Ausgaben für die Befriedigung der Nachfrage. Auf der Basis dieser Informationen wird anhand der vorgegebenen Regeln, die sich an verschiedenen Zielvorgaben – z. B. Marktanteile bei einem EVU oder Ausgaben bei einem Nachfrager – orientieren können, die Strategie angepasst. Die gesamte Marktsimulation terminiert, wenn alle

Akteure ihre Zielvorgaben erreicht haben oder wenn alle diejenigen Akteure, die ihre Ziele nicht realisieren konnten, sämtliche ihnen zur Verfügung stehenden Optionen zur Strategieanpassung ausgeschöpft haben. Bei einer realitätsnahen Abbildung eines wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes wird sich in aller Regel der zweite Fall einstellen. Die Überprüfung der Bedingungen für die Termination des Simulationslaufes wird ebenfalls über ein regelbasiertes System realisiert, das von den untergeordneten Systemen der Akteure den Status der Zielerreichung und der Ausschöpfung der Optionen zur Strategieanpassung abfragt.

Der sich aus methodischer Sicht ergebende Aufbau des Marktsimulationsmodells ist in Bild 6-3 dargestellt, ein Fließschema der iterativen Vorgehensweise bei der Modellanwendung zeigt Bild 6-4.

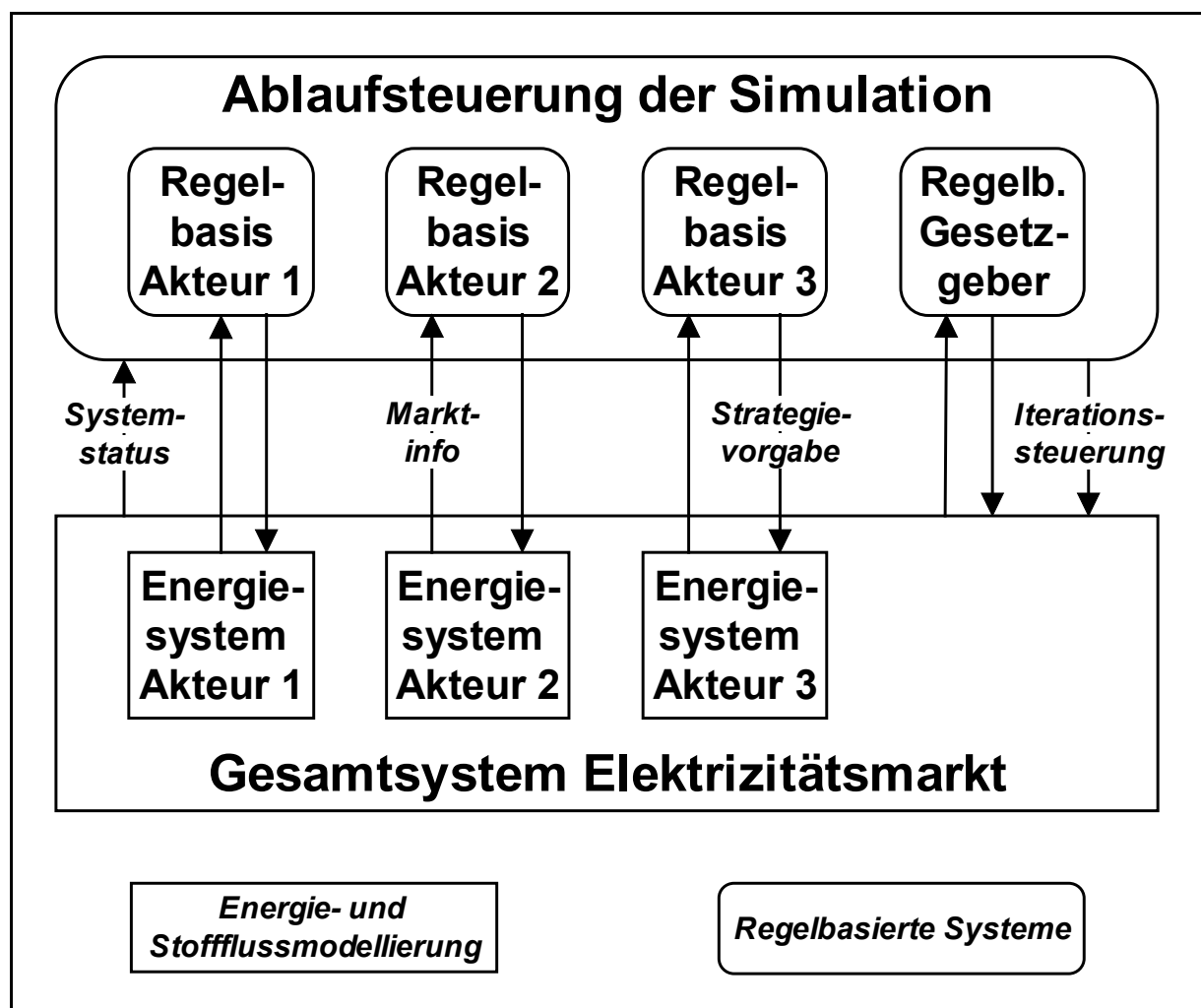


Bild 6-3: Methodischer Aufbau des Marktsimulationsmodells

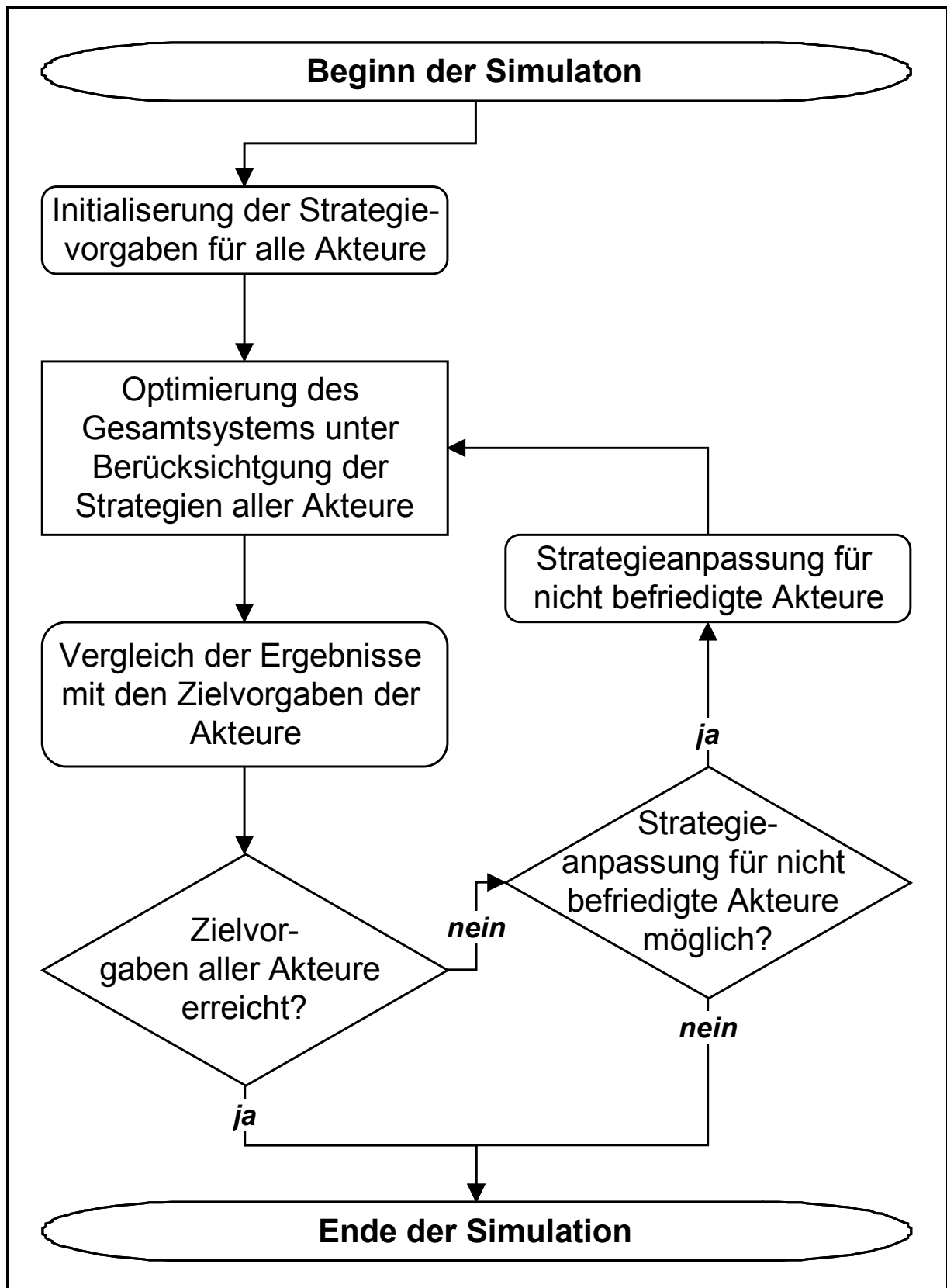


Bild 6-4: Fließschema der Anwendung des Marktsimulationsmodells

### 6.4.5 Beispielhafte Darstellung der Anwendung des Marktsimulationsmodells

Um das im vorangegangenen Abschnitt entwickelte methodische Konzept zu veranschaulichen, wird im folgenden exemplarisch der Ablauf der Anwendung des Marktsimulationsmodells in stark vereinfachter Form aufgezeigt. Dazu werden zwei beispielhafte Akteure, ein EVU und ein industrielle Nachfrager mit der Option, einen Teil des Nutzenergiebedarfs sowohl durch Strom als auch durch andere Energieträger zu befriedigen, aus dem Gesamtmodell herausgegriffen. Anhand dieser beiden Akteure werden sowohl der Aufbau des regelbasierten Systems als auch der Ablauf der iterativen Simulationsläufe verdeutlicht.

Die Regelbasis, die die Strategieveränderungen des beispielhaften EVU nachbildet, orientiert sich an der Zielvorgabe eines mindestens zu erreichenden Marktanteils von 25 % der gesamten Elektrizitätsnachfrage.<sup>226</sup> Um die beispielhafte Darstellung überschaubar zu halten, werden lediglich zwei Stufen zur Anpassung der Ausgangsstrategie, die in der Umlegung aller Ausgaben der Stromerzeugung zuzüglich eines Gewinnaufschlages von 10 % besteht<sup>227</sup>, berücksichtigt. Bei Nichterreichung der Zielsetzung wird zunächst auf den Gewinnaufschlag verzichtet, in der zweiten Stufe werden nur noch die variablen Ausgaben der Stromerzeugung auf die Preise umgelegt. Der exemplarische Industriebetrieb startet mit der Strategie, die substituierbare Nutzenergienachfrage zu 100 % mit Strom zu decken. Wird die Zielvorgabe, die mindestens 10 % geringere Ausgaben gegenüber einer Deckung der Nutzenergienachfrage durch den Substitutionsenergieträger Erdgas fordert, nicht erreicht, so wird zunächst 50 % der Nachfrage, im zweiten Schritt die gesamte Nachfrage durch den Substitutionsenergieträger befriedigt. Den sich ergebenden, ausschnittweisen Ablauf eines beispielhaften Simulationslaufes für die beiden Akteure zeigt Bild 6-5.

Die Umsetzung des vorgestellten Konzeptes für das Marktsimulationsmodell PERSEUS-MSM wird derzeit vorangetrieben.

---

<sup>226</sup> In einem realen Modell wird eine solche Zielvorgabe i. d. R. nach Regionen und/oder Nachfragergruppen differenziert.

<sup>227</sup> Auch bei der Strategiedefinition wird in einem realen Marktsimulationsmodell weitaus differenzierter vorgegangen. So können beispielsweise für die einzelnen Nachfragergruppen unterschiedliche Preisniveaus angesetzt werden. Eine Differenzierung bei der Berücksichtigung der Ausgabenanteile für verschiedene Kraftwerke, um etwa zwischen bestehenden Anlagen und neuen Kapazitäten unterscheiden zu können, ist ebenfalls möglich.

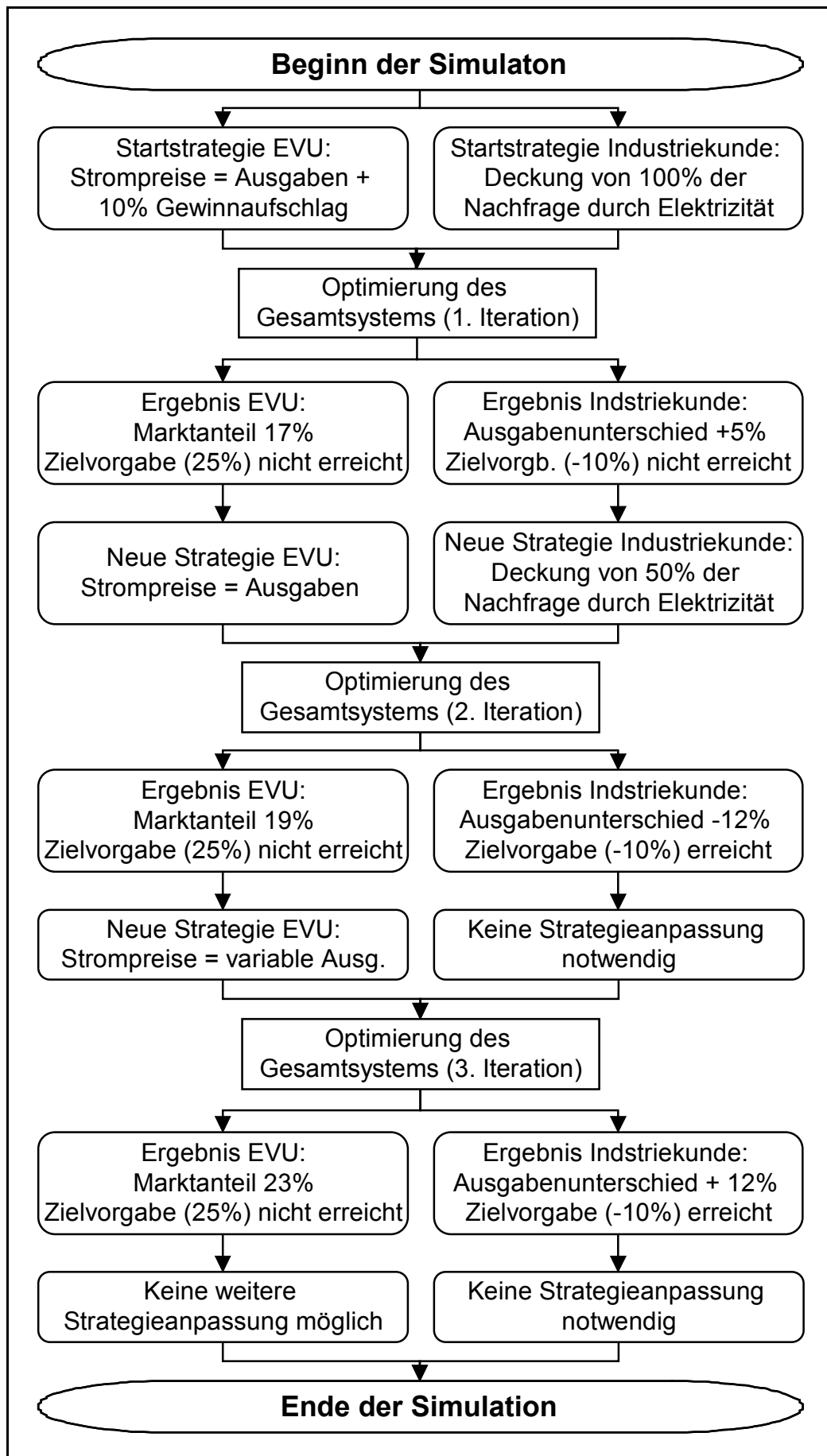


Bild 6-5: Ablauf des iterativen Simulationsverfahrens für zwei beispielhafte Akteure

## 7 Schlussfolgerungen und Ausblick

### 7.1 Einleitung

Aufgrund der methodischen Ausrichtung der vorliegenden Arbeit, in deren Mittelpunkt die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Instrumentes für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im liberalisierten Energiemarkt steht, fokussieren sich die Schlussfolgerungen zunächst auf die entwickelten methodischen Ansätze und ihre Eignung für die vorliegende Problemstellung. Anschließend wird auf die Schlussfolgerungen aus der Anwendung von PERSEUS-EVU auf ein exemplarisches EVU sowie den Einsatz in realen Unternehmen eingegangen. Danach wird das neu konzipierte Marktpreismodell thematisiert. Den Abschluss dieses Kapitels bildet ein Ausblick auf weitere Einsatz- und Entwicklungsmöglichkeiten.

### 7.2 Schlussfolgerungen zur methodischen Weiterentwicklung von PERSEUS-EVU

Im Rahmen dieser Arbeit wird das optimierende Energie- und Stoffflussmodell PERSEUS-EVU zu einem für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung bei Energieversorgungsunternehmen unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Elektrizitätsmarkts geeigneten Instrument weiterentwickelt. Im Mittelpunkt stehen dabei

- die Einführung der Gewinnmaximierung als neuer Zielfunktion,
- die Integration von Unsicherheiten durch die stochastische Programmierung sowie
- die Implementierung von benutzerfreundlichen Werkzeugen für die Datenverwaltung und Ergebnisauswertung.

Im folgenden werden auf der Grundlage der im Rahmen der Modellentwicklung und bei der Anwendung des Modells auf das exemplarische sowie reale EVU gesammelten Erfahrungen Schlussfolgerungen für die Eignung der entwickelten Ansätze gezogen. Dabei wird zunächst getrennt auf die drei zentralen Elemente der Weiterentwicklung des Modells eingegangen. Abschließend wird das PERSEUS-EVU Modell als Ganzes betrachtet.

Die Gewinnmaximierung ermöglicht im Gegensatz zur ursprünglichen, ausgabenminimierenden Zielfunktion eine weitaus realitätsnähere Nachbildung der Entscheidungssituation, in der sich ein EVU bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung in einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt befindet. Der Problematik der Bestimmung von Preis-Absatz-Funktionen wird durch die Unterteilung der Nachfrage in Marktsegmente Rechnung getragen, die durch exogen vorgegebene Nachfrageober- und -untergrenzen sowie Marktpreise charakterisiert werden. Bei geeigneter Wahl der Segmente ist die Bestimmung der notwendigen Daten zur Nachfrage- und Preisentwicklung möglich. Eine wertvolle Hilfestellung können dabei modellgestützte

Ansätze zur Nachbildung des liberalisierten Elektrizitätsmarktes wie das im Rahmen dieser Arbeit konzipierte Marktsimulationsmodell PERSEUS-MSM geben.

Der gewinnmaximierende Ansatz erlaubt die Berücksichtigung der neuen Bezugs- und Absatzmöglichkeiten für Elektrizität in liberalisierten Märkten bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung. In Hinblick auf die stetig steigende Bedeutung von Großhandelsmärkten im europäischen Elektrizitätsmarkt ist diese Funktionalität besonders wichtig. Darüber hinaus kann durch die Segmentierung der Nachfrage auch die Abbildung verschiedener Produkte realisiert werden. Neben der Unterscheidung von Strom und Wärme sowie der Differenzierung von Strom nach Spannungsebenen ist die Einführung weiterer Produktspezifika möglich. So kann bspw. die Nachfrage nach Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern – der sogenannte Grüne Strom – getrennt modelliert werden. Dadurch können die in diesem Marktsegment realisierbaren höheren Preise integriert werden.

Der Problematik, dass die ausschließliche Berücksichtigung des Gewinns in der Zielfunktion unter Umständen zu Ergebnissen führen kann, die nicht vollständig den Präferenzen von Entscheidungsträgern in EVU entsprechen, wird durch die Integration eines Investitions-Strafterms in die gewinnmaximierende Zielfunktion Rechnung getragen. Durch diesen Term lässt sich eine Situation vermeiden, in der ein gewinnmaximales Investitions- und Produktionsprogramm gegenüber einem alternativen Programm mit nur geringfügig kleinerem Gewinn ein signifikant höheres Investitionsvolumen aufweist. Aufgrund der langen Nutzungsdauer von Energieumwandlungsanlagen und der geringen Flexibilität in Hinblick auf deren Einsatz sind einmal getätigte Investitionen weitgehend irreversibel. Demgegenüber lassen sich variable Ausgaben für Primärenergieträger, Hilfs- und Betriebsstoffe kurzfristig vermeiden. Fixe Ausgaben, bspw. für Personal, sind zumindest mittelfristig abbaubar. Daher können durch einen weniger kapitalintensiven Anlagenpark die Risiken einer durch irreversible Ausgaben verringerten Wettbewerbsfähigkeit deutlich gemindert werden. Die Anwendung des Modells auf ein beispielhaftes EVU zeigt, dass der entwickelte gewinnmaximierende Ansatz sowie der zusätzlich eingeführte Investitions-Strafterm die Ableitung von Investitions- und Produktionsprogrammen unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes ermöglichen.

Der zweite Schwerpunkt der Weiterentwicklung von PERSEUS-EVU ist die Integration verschiedener Ansätze aus dem Bereich der stochastischen Programmierung in das dem Modell zugrunde liegende Gleichungssystem. Die gewählten Verfahren erlauben die Berücksichtigung der signifikanten Unsicherheiten, die in liberalisierten Elektrizitätsmärkten in Hinblick auf zentrale Einflussgrößen wie Nachfrage, Primärenergieträgerpreise oder energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen bestehen. Durch die Wahl von linearen Ansätzen wird der Übergang auf die nichtlineare Optimierung vermieden, die durch weitaus höhere Ressourcen-

anforderungen gekennzeichnet ist. Darüber hinaus ist im Gegensatz zur linearen Optimierung die Bestimmung des globalen Optimums nicht gewährleistet.

Das integrierte einstufige MOTAD-Verfahren ermöglicht es dem Entscheidungsträger, sämtliche risikobehafteten Zielfunktionskoeffizienten simultan zu berücksichtigen, ohne dass sich die Modellkomplexität gegenüber der deterministischen Version signifikant erhöht. Die Charakterisierung der unsicheren Einflussgrößen durch einen Erwartungswert und ein Maß für die Form der Wahrscheinlichkeitsverteilung – i. d. R. die Standardabweichung – ist den in der Praxis verfügbaren Informationen angemessen. Durch die Gewichtung der Summe der Beträge der Abweichungen vom Erwartungswert mit einem Risikoaversionskoeffizienten kann die Risikopräferenz des Entscheidungsträgers im Unternehmen abgebildet werden. Unsicherheiten, die bei anderen Modellparametern, insbesondere den Restriktionsgrenzen, auftreten, lassen sich durch einstufige Ansätze dagegen nur eingeschränkt abbilden.

Demgegenüber bietet die ebenfalls implementierte mehrstufige stochastische Programmierung die Möglichkeit, sämtliche Parameter des Optimierproblems in einem konsistenten Ansatz zu berücksichtigen. Durch die Integration eines Ereignisbaumes in das Modell können verschiedene mögliche Umweltzustände abgebildet und durch Eintrittswahrscheinlichkeiten charakterisiert werden. Die flexible Ausgestaltung der mehrstufigen stochastischen Modellvariante gestattet es dem Modellanwender, sowohl die Struktur des Ereignisbaums als auch die betrachteten unsicheren Einflussgrößen frei zu wählen. Ein weiterer Vorteil in Hinblick auf die Nachbildung der Entscheidungssituation im Unternehmen ist die Erweiterung des mehrstufigen Ansatzes um ein Verfahren zur Berücksichtigung der Risikopräferenz des Entscheidungsträgers. Nachteilig wirkt sich dagegen die stark ansteigende Modellkomplexität bei gleichzeitiger Berücksichtigung mehrere risikobehafteter Einflussgrößen aus.

Aufgrund der spezifischen Vor- und Nachteile der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung wird ein Modell entwickelt, das auf der Kombination der beiden Verfahren basiert. Bei diesem Ansatz können die Risiken in Bezug auf sämtliche Zielfunktionskoeffizienten durch das einstufige stochastische Verfahren abgebildet werden. Damit ist bereits ein Großteil der relevanten Risiken abgedeckt, ohne dass eine signifikante Erhöhung der Modellkomplexität in Kauf genommen werden muss. Die verbleibenden bedeutenden Risiken, die vor allem die Restriktionsgrenzen betreffen, werden mit Hilfe der mehrstufigen stochastischen Programmierung modelliert. Dadurch ergeben sich auch bei gleichzeitiger Betrachtung mehrerer relevanter unsicherer Eingangsparameter Modelle, die mit aktuellen Rechnersystemen gehandhabt werden können.

Die Anwendung der verschiedenen Modellversionen auf Basis der stochastischen Programmierung zeigt die Eignung der entwickelten Ansätze für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt. Darüber hinaus wird die Notwendigkeit der



Berücksichtigung von Unsicherheiten bei derart langfristigen Planungsaufgaben verdeutlicht. So zeigt sich, dass sowohl bei getrennter als auch kombinierter Anwendung der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung Strategien abgeleitet werden können, die die möglichen negativen Auswirkungen unsicherer Einflussfaktoren deutlich begrenzen, ohne dass sich der zu erwartende Gewinn signifikant verringert.

Die dritte Komponente der Anpassung von PERSEUS-EVU auf die Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes besteht in der Entwicklung und Implementierung einer benutzerfreundlichen Datenverwaltung und Ergebnisauswertung. Die Notwendigkeit zur Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit des Modells ergibt sich aus der Vertraulichkeit der Eingangsdaten und Ergebnisse der Investitions- und Produktionsprogrammplanung im wettbewerblichen Umfeld. Der Umgang mit diesen sensiblen Daten resultiert in der Forderung der Unternehmen, entscheidungsunterstützende Modelle im eigenen Hause einsetzen zu können. Das flexible Datenverwaltungssystem basiert auf dem relationalen Datenbankkonzept und erlaubt dem Anwender die menügeführte Eingabe und Verwaltung sämtlicher zur Modellierung eines Energiesystems notwendigen Daten. Im Rahmen der automatisierten Ergebnisauswertung, die auf einem Tabellenkalkulationsprogramm aufsetzt, können die Modellergebnisse in geeigneter Form aggregiert und in Tabellenform sowie graphisch dargestellt werden. Die Akzeptanz der benutzerfreundlichen Version von PERSEUS-EVU bei den Anwendern in Unternehmen zeigt deren gute Eignung für den Einsatz in der Praxis auf.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte optimierende Energie- und Stoffflussmodell den Anforderungen an ein adäquates entscheidungsunterstützendes Instrument für die langfristige Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt gerecht wird. Dies gilt sowohl in Hinblick auf die entwickelten methodischen Ansätze als auch für die Praxistauglichkeit des gesamten Modellsystems. Neben den beschriebenen Anwendungsbeispielen wird die Eignung von PERSEUS-EVU für die Entscheidungsunterstützung vor allem durch die Akzeptanz bei den Unternehmen der Energieversorgungsbranche unterstrichen. Derzeit setzen drei EVU – die Stadtwerke Karlsruhe, die RWE Energie AG sowie die Electricité de France – das Modell ein.

### **7.3 Schlussfolgerungen aus der Anwendung von PERSEUS-EVU**

Neben Schlussfolgerungen in Hinblick auf die im Zentrum dieser Arbeit stehenden methodischen Aspekte lassen sich auch aus der Anwendung des Modells auf ein beispielhaftes EVU einige wichtige Aussagen ableiten. Aufgrund der Tatsache, dass die grundlegende Struktur des Energiesystems des exemplarischen Unternehmens der

dem bundesdeutschen Durchschnitt entspricht, können die Modellergebnisse Hinweise für die generellen Tendenzen bei der zukünftigen Ausgestaltung der Anlagenparks von EVU in der Bundesrepublik Deutschland geben. Diese Trends sind sowohl für die Unternehmen selbst als auch für politische Entscheidungsträger von Interesse. Im folgenden werden daher einige grundsätzliche Schlussfolgerungen dargestellt.

Die Entwicklung von Strategien für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter rein ökonomischen Gesichtspunkten zeigt einige interessante Entwicklungen. In den Jahren bis 2010 besteht ein relativ geringer Bedarf an neuen Kraftwerken, der vor allem durch erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen abgedeckt wird. Durch den Wegfall der bestehenden Kernkraftwerke nach der Ausschöpfung der zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgern ausgehandelten Reststrommenge ergibt sich im Jahr 2015 ein starker Anstieg der Kraftwerksneubauten. Die Kernkraftwerke werden durch moderne Steinkohlekraftwerke ersetzt, zusätzlich werden in geringerem Umfang erdgasbefeuerte Gasturbinen zur Deckung der Spitzenlast und Reservevorhaltung installiert. Im Jahr 2020 werden weitere Steinkohlekraftwerke in Betrieb genommen. In den Jahren bis zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2030 zeigt sich dagegen keine relevante Zubautätigkeit mehr. Insgesamt ist der Kraftwerkspark am Ende des Betrachtungszeitraums in der Grundlast stark von Steinkohlekraftwerken dominiert. Einen vergleichsweise kleinen Beitrag leisten bestehende Laufwasserkraftwerke, die durch Investitionen in Nutzungsdauerverlängernde Maßnahmen über den gesamten Betrachtungszeitraum betrieben werden können. Existierende Braunkohlekraftwerke werden bis zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer mit maximaler Auslastung betrieben, ein Zubau neuer Anlagen erfolgt ohne entsprechende Vorgaben allerdings nicht. Die Mittellast wird teilweise ebenfalls durch steinkohlebefeuerte Anlagen sowie durch erdgasbefeuerte GuD-Anlagen abgedeckt. Für die Deckung der Spitzenlast sowie die Reservevorhaltung werden neben den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken erdgasbefeuerte Gasturbinenkraftwerke eingesetzt. Durch die verstärkte Nutzung von Steinkohle steigen trotz des Einsatzes moderner Technologien sowohl die absoluten als auch die spezifischen Emissionen des Treibhausgases  $\text{CO}_2$  gegenüber den Ausgangswerten des Jahres 2000 deutlich an. Dies gilt auch für die Emissionen der Massenluftschadstoffe  $\text{SO}_x$  und  $\text{NO}_x$ . Diese Ergebnisse erweisen sich sowohl bei der Variation des Gewichtungsfaktors des Investitions-Strafterms als auch des Risikoaversionskoeffizienten bei einstufig stochastischer Abbildung der Primärenergieträgerpreise als relativ robust. Die Abbildung der Unsicherheiten der Nachfrageentwicklung unter Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung zeigt, dass die grundsätzliche Struktur des Kraftwerksparks bei unterschiedlich großer installierter Gesamtleistung weitgehend unverändert bleibt. Bei geeigneter Wahl der Risikoaversionskoeffizienten können sowohl im einstufigen als auch im mehrstufigen Modell, die die Auswirkungen unsicherer Einflussgrößen deutlich verringert werden.

Aufgrund der relativ geringen Änderungen der Strategien bei moderater Risikoaversion ergeben sich dabei keine größeren Gewinneinbußen.

Im Rahmen der Anwendung des kombinierten Ansatzes wird die risikobehaftete Entwicklung der Primärenergieträgerpreise mit Hilfe des einstufigen Verfahrens abgebildet, während über die mehrstufige Variante verschieden hohe CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben modelliert werden. Dabei zeigt sich, dass bei niedrigen Minderungsvorgaben unterhalb der derzeit auf nationaler und internationaler Ebene diskutierten Niveaus die Minderung primär durch die Substitution von Steinkohlekraftwerken durch erdgasbefeuerte GuD-Anlagen erreicht wird. Bei höheren Minderungsvorgaben, die sich im Bereich der Ziele der Bundesregierung bewegen, werden zusätzlich in relevantem Umfang Windkraftanlagen installiert. Bei noch ambitionierteren Minderungszielen wird deutlich, dass die Ergebnisse stark von den angenommenen Potentialen für die Installation von Windkraftanlagen vor der Küste (offshore) abhängen. Werden optimistische Schätzungen dieser Potentiale zugrunde gelegt, so wird neben der Windkraft lediglich ein Teil der vorhandenen Biomassepotentiale genutzt. Bei Berücksichtigung pessimistischerer Potentialabschätzungen können höhere Minderungsvorgaben nur durch die zusätzliche Installation von Photovoltaikanlagen erreicht werden. Die Ausgaben des beispielhaften EVU in den späteren Jahren des Betrachtungszeitraums erhöhen sich durch die Minderungsvorgaben um bis zu 30 % gegenüber dem Referenzfall.

## **7.4 Schlussfolgerungen aus der Konzeption des Marktsimulationsmodells**

Da im Rahmen dieser Arbeit nur die Konzeption des Marktsimulationsmodells PERSEUS-MSM, nicht jedoch dessen Implementierung und Anwendung umgesetzt wird, werden lediglich einige kurze Schlussfolgerungen in Hinblick auf den entwickelten methodischen Ansatz gezogen. Im Gegensatz zu existierenden Modellen zur Analyse langfristiger Trends auf liberalisierten Energiemärkten und insbesondere zur Bestimmung von Marktpreisen für Elektrizität erlaubt das konzipierte Marktsimulationsmodell die Berücksichtigung der strategischen Zielsetzungen der verschiedenen Akteure. Diese Funktionalität wird durch die Kombination der Energie- und Stoffflussmodellierung mit Elementen der Multi-Agenten Theorie ermöglicht. Die Abbildung der Marktakteure als Agenten, die ihr Verhalten als Reaktion auf Umweltzustände anpassen können, erhöht die Realitätsnähe der Modellierung deutlich im Vergleich zu bestehenden Ansätzen, die für alle Akteure die gleiche Zielsetzung unterstellen. Darüber hinaus können neben den in existierenden Modellen abgebildeten EVU zusätzlich weitere Akteursgruppen wie Nachfrager und Intermediäre integriert werden. Auch die Berücksichtigung des Gesetzgebers, der auf die Marktsituation mit der Anpassung von energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen reagieren kann, erhöht die Abbildungsqualität sowie die Einsatzmöglichkeiten des Modells erheblich.

## 7.5 Ausblick

### 7.5.1 Einleitung

In diesem Abschnitt wird ein Ausblick auf zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gegeben, der im Rahmen dieser Arbeit identifiziert werden konnte. Darüber hinaus werden weitere Anwendungsgebiete neben der Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU aufgezeigt, in denen ein Einsatz der neu entwickelten methodischen Elemente vielversprechend erscheint.

Im folgenden wird zunächst auf methodische Aspekte eingegangen, durch die die Einsatzmöglichkeiten von PERSEUS-EVU für Planungsaufgaben von EVU erweitert werden können, bevor Möglichkeiten zur Übertragung der entwickelten Ansätze auf weitere Fragestellungen außerhalb der Planung von EVU thematisiert werden.

### 7.5.2 Ausblick auf methodische Weiterentwicklungen für Planungsaufgaben bei Energieversorgungsunternehmen

Im Rahmen der Diskussion der Komplexität des entwickelten PERSEUS-EVU Modells in Kapitel 4.7 wurde bereits die Möglichkeit der Entwicklung eines Dekompositionsalgorithmus diskutiert. Aufgrund der hohen Flexibilität bei der Abbildung von Energiesystemen, die in der praktischen Anwendung ein großer Vorteil von PERSEUS-EVU ist, sind existierende Dekompositionsalgorithmen für die mehrstufige stochastische Programmierung nicht ohne weiteres übertragbar. Durch die Entwicklung eines Algorithmus, der der Flexibilität des Modellsystems Rechnung trägt, könnte die Handhabbarkeit von sehr großen Modellen weiter verbessert werden.

Bei der Einführung der Gewinnmaximierung mit Investitions-Strafterm in Abschnitt 3.2 wurde gezeigt, dass bei Berücksichtigung eines einzigen Zielkriteriums die Entscheidungssituation eines EVU im liberalisierten Energiemarkt nur eingeschränkt nachgebildet werden kann. Ein weiterer Ausbau des multikriteriellen Ansatzes durch die Integration zusätzlicher Kriterien in die Zielfunktion der Modells könnte dazu beitragen, den Anforderungen der Entscheidungsträger im Unternehmen noch besser Rechnung zu tragen. Dabei bietet sich insbesondere die Integration von Kriterien an, die bisher nur durch die Einführung entsprechender Nebenbedingungen berücksichtigt werden können. Hier ist vor allem ein Kriterium, mit dessen Hilfe die Diversität des Kraftwerkspark bewertet werden kann, von Bedeutung. Wie bei der kritischen Würdigung der optimierenden Energie- und Stoffflussmodellierung in Kapitel 5.2 aufgezeigt, besteht bei Einsatz dieser Methodik die Tendenz zu Anlagenparks, die stark durch einige wenige Technologien bzw. Primärenergieträger gekennzeichnet sind. Ein solches Energiesystem ist aufgrund der damit verbundenen Risiken i. d. R. nicht im Interesse eines Entscheidungsträgers. Trotz der dort aufgezeigten Möglichkeiten von PERESUS-EVU zur Milderung dieses Problems erscheint die explizite Berücksichtigung eines Maßes für die Diversität des Kraftwerksparks bzw.

des Primärenergieträgermixes vielversprechend. Eine weiterer Ansatzpunkt, um die Qualität der Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung zu verbessern, ist die Integration eines Kriteriums, dass die Amortisationsdauer von neu installierten Anlagen abbildet.

Eine über die Berücksichtigung der Amortisationsdauer hinausgehende Möglichkeit, die Entscheidungssituation bei der Investitionsplanung von Energieversorgungsunternehmen realitätsnäher abbilden zu können, ist die Erweiterung von PERSEUS-EVU zu einem Modell zur simultanen Investitions-, Produktions- und Finanzplanung. Aufgrund ihrer Komplexität haben derartige Ansätze in der Praxis bisher keine größere Verbreitung gefunden. In Kapitel 4.7 wurde aufgezeigt, dass bereits das entwickelte Modell für die simultane Investitions- und Produktionsprogrammplanung eine sehr hohe Komplexität aufweist und bei Einsatz der mehrstufigen stochastischen Optimierung aktuelle Rechnersysteme an ihre Grenzen führt. Aufgrund des rasanten Fortschritts sowohl bei der Rechenleistung als auch bei den verfügbaren Speicherkapazitäten ist allerdings zu erwarten, dass sich diese Situation schon bald ändert. Daher ist die Entwicklung von Ansätzen für die simultane Investitions-, Produktions- und Finanzplanung für EVU ein vielversprechendes Gebiet für zukünftige Forschungsarbeiten.

Neben den aufgezeigten Erweiterungsmöglichkeiten, die vor allem auf die Abbildung der Entscheidungssituation im Unternehmen abzielen, existieren auch im Bereich der Modellierung des Energiesystems trotz der für ein langfristig ausgelegtes Modell bereits sehr detaillierten Betrachtungsweise Ansätze für weiterführende Entwicklungen. Ein besonders interessantes Gebiet ist die Integration der Revisionsplanung in das PERSEUS-EVU Modell. Kraftwerke müssen in regelmäßigen Abständen Revisionen unterzogen werden. Während der Revisionszeiten, die bis zu mehreren Wochen betragen können, stehen die entsprechenden Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke nicht zur Verfügung. Diesem Umstand ist idealerweise bereits bei der Auslegung des Kraftwerksparks im Rahmen der Investitionsprogrammplanung Rechnung zu tragen. Aufgrund der flexiblen Einteilung der Zeitintervalle (vgl. Kapitel 2.5) bietet das Modell bereits in seiner jetzigen Version gewisse Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Revisionszeiten einzelner Anlagen. Dazu sind nicht, wie bisher üblich, typische Tage nur für Sommer, Winter und ggf. die Übergangszeit zu integrieren, sondern bspw. für jeden Monat des Jahres.<sup>228</sup> Durch die Ausschlussgleichungen<sup>229</sup> können einzelne Anlagen für beliebige Monate von der Elektrizitäts- bzw. Wärmeproduktion ausgeschlossen werden. Die Umsetzung weitergehender Ansätze, die auch die Durchführung einer optimierenden Revisionsplanung ermöglichen, erfordert dagegen die Entwicklung und Implementierung neuer Gleichungen.

---

<sup>228</sup> Dabei ist zu beachten, dass eine feinere Einteilung der Zeitintervalle zwangsläufig eine höhere Modellkomplexität mit sich bringt.

<sup>229</sup> Siehe Kapitel 2.5.4.10.

Neben der Erweiterung von PERSEUS-EVU um die Revisionsplanung, die eher dem Bereich der mittelfristigen Planung eines EVU zuzuordnen ist, ist grundsätzlich auch die Anpassung des Modells auf andere, mittel- und kurzfristige Planungsaufgaben denkbar.<sup>230</sup>

### **7.5.3 Ausblick auf weitere Einsatzmöglichkeiten außerhalb der Planung von EVU**

In Kapitel 2.5 wurde bereits auf die verschiedenen Versionen und Anwendungsgebiete der PERSEUS Modellfamilie eingegangen. Der modulare Aufbau der verschiedenen Modellversionen bietet den großen Vorteil, dass die im Rahmen dieser Arbeit für PERSEUS-EVU entwickelten und implementierten methodischen Neuerungen ohne größeren Aufwand auch in andere Modelle der PERSEUS-Familie integriert werden können.

Von besonderem Interesse sind dabei die Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheiten durch den Einsatz der stochastischen Programmierung. Das liegt darin begründet, dass unsichere Einflussgrößen aufgrund der langfristigen Fragestellungen bei allen Anwendungsgebieten der Modellfamilie von großer Bedeutung sind. Im Bereich der Analyse von unternehmensübergreifenden Energieversorgungsstrategien gibt es bereits erste Ansätze für den Einsatz der mehrstufigen stochastischen Programmierung. In [Frank et al. 2001] werden Möglichkeiten diskutiert, die für betriebsübergreifende Energieversorgungskonzepte besonders relevanten Risiken, die mit dem Ausfall eines der beteiligten Unternehmens verbunden sind, bereits bei der Auslegung und Optimierung der Anlagenkonfigurationen zu integrieren.

Auch bei Anwendungsgebieten, die der Politikunterstützung zuzuordnen sind, bietet sich der Einsatz der stochastischen Programmierung an, um bspw. Unsicherheiten in Hinblick auf die Potentiale von erneuerbaren Energiequellen berücksichtigen zu können. In diesem Zusammenhang sind z. B. die Entwicklung von Emissionsminderungsstrategien für Treibhausgase oder Massenluftschadstoffe wie  $\text{SO}_x$  und  $\text{NO}_x$  sowie die Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten zu nennen. Darüber hinaus finden sich auch bei der Entwicklung von Strategien zum Einsatz von flexiblen Instrumenten zur länderübergreifenden Zusammenarbeit im Klimaschutz, wie sie in der Klimarahmenkonvention und den zugehörigen Protokollen vorgesehen sind, Ansatzpunkte für den Einsatz der stochastischen Programmierung.

Gerade bei der Bewertung von Klimaschutzprojekten liegt ein weiterer Anwendungsbereich für den Einsatz der multikriteriellen Optimierung. So wird an Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern, die im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) initiiert werden, der Anspruch gestellt, dass sie neben einer Reduktion von

---

<sup>230</sup> Vgl. zu kurz- und mittelfristigen Planungsaufgaben bei EVU und Modellansätzen zu deren Lösung auch [Lüth 1997, S. 7ff.].

Treibhausgasemissionen auch die Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen.<sup>231</sup> Aus diesem Grund scheint für Energie- und Stoffflussmodelle, die in diesem Bereich eingesetzt werden, die Implementierung einer Zielfunktion sinnvoll, die die Berücksichtigung der drei Dimensionen der Nachhaltigkeit – Ökonomie, Ökologie und Sozialverträglichkeit – erlaubt. Die ökonomische Vorteilhaftigkeit von Klimaschutzstrategien sowie deren Auswirkung auf die Treibhausgasemissionssituation kann bereits mit existierenden Modellen bewertet werden.<sup>232</sup> Auch die weiteren umweltrelevanten Auswirkungen wie z. B. Emissionen von Massenluftschadstoffen können bereits berücksichtigt werden und lassen sich problemlos in die Zielfunktion integrieren. Als Kriterium für die Sozialverträglichkeit ist bisher nur die Bilanzierung der Zahl der Arbeitsplätze möglich. Gerade bei Projekten in Entwicklungsländern sind weitere Kriterien, wie bspw. der Anteil an der Wertschöpfung, der im Land selbst erbracht werden kann, in Betracht zu ziehen.

---

<sup>231</sup> Vgl. zum Konzept der Nachhaltigkeit (Sustainable Development) und den entsprechenden Kriterien den Bericht der Brundtland-Kommission [WCED 1987].

<sup>232</sup> Vgl. z. B. [Göbelt et al. 1998].

## 8 Zusammenfassung

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) in der Bundesrepublik Deutschland hatten aufgrund der umfassenden staatlichen Regulierung über viele Jahre hinweg auf regional begrenzten Märkten eine Monopolstellung inne. Durch staatliche Aufsicht seitens der Wirtschaftsministerien der Bundesländer sowie des Kartellamts sollte ein Missbrauch dieser Monopolstellung im Tarif- und Sondervertragskundenbereich verhindert werden. Als Gründe für die Regulierung wurde zum einen die Stellung der Elektrizitätsversorgung als öffentliche Aufgabe, das für die Funktionsfähigkeit des sozialen und wirtschaftlichen Lebens von hoher Bedeutung ist, angeführt. Zum anderen wurde im Bereich der Elektrizitätsversorgung ein natürliches Monopol unterstellt.

Diese Argumentationslinie wurde in den letzten Jahren verstärkt kritisiert. Darüber hinaus wurde angesichts der gegenüber vergleichbaren Ländern höheren Strompreise und des großen Kapitaleinsatzes der EVU die Effektivität der staatlichen Kontrollinstanzen in Frage gestellt. Parallel dazu wurde auf der Ebene der Europäischen Union die Öffnung der Märkte auch im Bereich der Energieversorgung gefordert. Mit dem Ziel der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Elektrizität wurde Ende 1996 die Binnenmarktrichtlinie Strom verabschiedet, die eine schrittweise Öffnung der Elektrizitätsmärkte der Mitgliedsstaaten für den Wettbewerb fordert. In der Bundesrepublik Deutschland wurde dieser Forderung durch die im April 1998 in Kraft getretene Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts Rechnung getragen. Die im Gesetz festgeschriebene vollständige Liberalisierung des bundesdeutschen Elektrizitätsmarktes geht weit über die Forderungen der Binnenmarktrichtlinie hinaus, die in der vorliegenden Fassung in der Endstufe eine Freigabe von einem Drittel des Marktvolumens für den Wettbewerb vorsieht.

Diese Marktöffnung hat weitreichende Folgen für die bundesdeutschen Elektrizitätsversorger. Insbesondere die strategischen Planungsaufgaben im Unternehmen sind im hohen Maße von den Änderungen der Rahmenbedingungen betroffen. Im Zentrum der langfristigen Planung eines EVU steht die Investitions- und Produktionsprogrammplanung, in deren Rahmen die zukünftige Struktur des Kraftwerksparks festgelegt wird. Die Planungsprobleme in diesem Bereich zeichneten sich bereits im regulierten Markt durch eine hohe Komplexität aus. Darüber hinaus ist die Elektrizitätsversorgung aufgrund ihrer bedeutenden Beiträge zu zentralen Umweltproblemen wie dem anthropogenen Treibhauseffekt und der Versauerung in hohem Maße von umweltpolitischen Vorgaben betroffen, die bei der Planung Berücksichtigung finden müssen.

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes gewinnt die Investitions- und Produktionsprogrammplanung zusätzlich an Relevanz, da ihr ein nicht zu unterschätzender Einfluss auf die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit eines EVU zukommt. Weiterhin steigt die Komplexität der langfristigen Planungsaufgaben deutlich an, da die Unsicherheiten in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wichtiger Einflussgrößen wie der Stromnachfrage und der Marktpreise stark zunehmen.



Werden die Bedeutung sowie die hohe Planungskomplexität der Investitions- und Produktionsprogrammplanung im liberalisierten Elektrizitätsmarkt in Betracht gezogen, so ergibt sich die Schlussfolgerung, dass der Einsatz von geeigneten Instrumenten für die Entscheidungsunterstützung in diesem Bereich notwendig ist. Die wenigen Modelle für die langfristige Planung bei EVU, die bereits vor der Liberalisierung entwickelt und in der Praxis eingesetzt wurden, eignen sich aufgrund ihrer Ausrichtung auf einen regulierten Elektrizitätsmarkt nur eingeschränkt unter den neuen Rahmenbedingungen.

Aus diesem Grund ist es das Ziel der vorliegenden Arbeit, ein entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU im liberalisierten Elektrizitätsmarkt zu entwickeln. Von besonderer Bedeutung ist dabei, dass der neue Ansatz der Entscheidungssituation des Unternehmens in einem wettbewerblichen Markt gerecht wird. Die relevanten Unsicherheiten, mit denen ein EVU bei der langfristigen Planung konfrontiert wird, sind unter Verwendung von adäquaten Verfahren zu integrieren. Nicht zuletzt soll gewährleistet werden, dass das entwickelte Instrument eine hohe Benutzerfreundlichkeit aufweist, die den Einsatz in der Praxis ermöglicht.

Zur Erreichung dieses Ziels wird zunächst die Notwendigkeit einer simultanen Investitions- und Produktionsprogrammplanung aufgezeigt und der Einsatz von modellgestützten Ansätzen motiviert. Dazu werden die Charakteristika des Produktes Elektrizität, der Anlagen zur Elektrizitätserzeugung und des Elektrizitätsversorgungssystems analysiert. Anschließend wird auf bestehende Ansätze zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung – in der Terminologie der Energiewirtschaft i. d. R. als Kraftwerksausbauplanung oder Systemplanung bezeichnet – für EVU im regulierten Elektrizitätsmarkt eingegangen. Einer dieser Ansätze, das PERSEUS-EVU (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply – Energieversorgungsunternehmen) Modell, das als Basis für die Entwicklung eines für den liberalisierten Markt geeigneten Instruments dient, wird ausführlich vorgestellt.

PERSEUS-EVU ist ein technologiebasiertes Energie- und Stoffflussmodell, das auf einer mehrperiodigen, linearen bzw. gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung basiert. Es erlaubt die Abbildung der Stoff- und Energieflüsse eines EVU, wodurch auch die Berücksichtigung und Beschränkung der umweltrelevanten Auswirkungen der Elektrizitätserzeugung ermöglicht wird. Ein großer Vorteil gegenüber vergleichbaren Ansätzen liegt in der Modellierung der Energienachfrage mit Hilfe von Lastganglinien an typischen Wochentagen. Abgesehen von den Änderungen, die sich auf die Anpassung an den liberalisierten Elektrizitätsmarkt beziehen, wird das bestehende Modell im Rahmen dieser Arbeit um verschiedene Funktionen erweitert. U. a. wird die Möglichkeit implementiert, die technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Charakteristika der Anlagen zur Umwandlung von Energie- und

Stoffflüssen über die Perioden des Betrachtungszeitraums zu variieren. Darüber hinaus werden neue Nebenbedingungen eingeführt, die die Einführung von oberen und unteren Grenzen für die Anzahl der Volllaststunden von Anlagen erlauben. Weiterhin werden Optionen zur Abbildung umweltpolitischer Vorgaben wie Emissionssteuern und Quoten für umweltfreundliche Energieträger integriert.

Im Mittelpunkt der Arbeit steht die Beschreibung der verschiedenen Änderungen und Erweiterungen des PERSEUS-EVU Modells, die darauf abzielen, die Eignung des Modells für den Einsatz als entscheidungsunterstützendes Instrument für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von EVU in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt zu verbessern.

Die erste Änderung besteht in der Integration einer neuen Zielfunktion. Die dem ursprünglichen PERSEUS-EVU Modell zugrunde liegende Ausgabenminimierung ist unter den Rahmenbedingungen eines wettbewerblichen Marktes nur noch eingeschränkt zur Nachbildung der Entscheidungssituation im Unternehmen geeignet. Insbesondere können die neuen Bezugs- und Absatzmöglichkeiten auf Börsen oder Sportmärkten für Elektrizität nur ungenügend berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen wird die Erlösseite des EVU in das Modell integriert und zu einer Gewinnmaximierung übergegangen. Das Hauptproblem bei der Einführung eines gewinnmaximierenden Ansatzes besteht generell in der Bestimmung von validen Preis-Absatz-Funktionen. Aufgrund der erst kürzlich erfolgten Liberalisierung gilt dies für die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im besonderen. Dieser Problematik wird durch die Unterteilung der Nachfrage in verschiedene Marktsegmente Rechnung getragen. Werden diese Segmente so ausgewählt, dass sie eine ausreichende Homogenität aufweisen, ist die exogene Vorgabe eines Marktpreises für jedes Segment möglich. Neben den Marktpreisen dienen obere und untere Grenzen der Nachfragehöhe zur Charakterisierung der verschiedenen Marktsegmente. Die Informationen zu den Marktpreisen und Nachfrageniveaus in den Marktsegmenten können mit Hilfe von Modellen zur Abbildung des wettbewerblichen Elektrizitätsmarkts bestimmt werden. Für die gesamte Nachfrage ergibt sich auf Basis dieser Vorgehensweise eine treppenförmige Preis-Absatz-Funktion.

Im Rahmen einer weiterführenden Untersuchung der Entscheidungssituation eines EVU wird deutlich, dass auch eine reine Gewinnmaximierung diese nur eingeschränkt widerspiegelt. Insbesondere wird selbst für den Fall, dass mit deutlich geringerem Einsatz an langfristig gebundenem Kapital Gewinne in nur geringfügig niedrigerer Höhe erwirtschaftet werden können, stets die gewinnmaximale Strategie gewählt. Dies entspricht in aller Regel nicht den Präferenzen eines Entscheidungsträgers im Unternehmen. Die Integration eines Rentabilitätsmaßes in ein lineares Modell scheitert allerdings daran, dass zur Bestimmung der Rentabilität mit der Division von eingesetztem Kapital und Gewinn eine nichtlineare Operation vorgenommen werden muss. Aus diesem Grund wird ein sogenannter Investitions-Strafterm in die gewinnmaxi-

mierende Zielfunktion integriert. Dieser Term enthält die Summe aller Investitionen über den Betrachtungszeitraum. Durch die Variation des Gewichtungsfaktors für diesen Term kann der Modellanwender gegebenenfalls Strategien identifizieren, die bei geringen Gewinneinbußen eine signifikante Reduktion des Investitionsvolumens und somit der meist irreversiblen Ausgaben mit sich bringen.

Die zweite Erweiterung des PERSEUS-EVU Modells ist die Integration von Verfahren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten der Eingangsdaten im Rahmen der Optimierung. Eine vergleichende Analyse der verschiedenen Verfahren, die sich prinzipiell zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen eignen, führt zu dem Ergebnis, dass die Verfahren der stochastischen Programmierung der vorliegenden Problemstellung am besten gerecht werden. Dabei bieten sich prinzipiell Verfahren der einstufigen und mehrstufigen stochastischen Programmierung an. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Eigenschaften werden beide Methoden in das Modell integriert.

Im Rahmen der einstufigen stochastischen Programmierung können Unsicherheiten für die Koeffizienten der Zielfunktion über die Angabe eines Erwartungswertes und eines Maßes für die Form der Wahrscheinlichkeitsverteilung abgebildet werden. Ein Risikoaversionskoeffizient, mit dem die Summe der Abweichungen gewichtet wird, erlaubt die Berücksichtigung der Risikoeinstellung des Entscheidungsträger. Von den verschiedenen Zielfunktionskoeffizienten sind die Primärenergieträgerpreise, die Marktpreise für Strom und Wärme sowie die wirtschaftlichen Charakteristika von Energieumwandlungstechnologien von besonderer Bedeutung. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Unsicherheiten in Bezug auf die Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen. Auf die Integration von Möglichkeiten zur Abbildung risikobehafteter Parameter der Rechte-Hand-Seiten der Nebenbedingungen sowie der technischen Koeffizienten des Gleichungssystems wird verzichtet, da die in einstufigen Modellen verfügbaren Verfahren den Anforderungen der Entscheidungsunterstützung nur ungenügend gerecht werden. In dieser Einschränkung liegt der bedeutendste Nachteil der Modellversion auf Basis der einstufigen stochastischen Optimierung. Vorteilhaft ist hingegen, dass bei Anwendung der gewählten linearen Verfahren auch bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Unsicherheiten für alle möglichen Zielfunktionsparameter der Ressourcen- und Rechenzeitbedarf von PERSEUS-EVU in etwa dem der deterministischen Variante entspricht.

Die mehrstufige stochastische Programmierung bietet den Vorteil, dass Unsicherheiten für sämtliche Parameter des Optimierproblems in einem konsistenten Ansatz abgebildet werden können. Dazu wird ein Ereignisbaum in das Modell integriert, der die Modellierung verschiedener möglicher Umweltzustände mit den ihnen zugeordneten Eintrittswahrscheinlichkeiten erlaubt. Der größte Nachteil des Verfahrens und damit auch der entsprechenden PERSEUS-EVU Version besteht in der schnell wachsenden Modellkomplexität, die sich bei simultaner Berücksichtigung mehrerer unsicherer

Einflussgrößen ergibt. Wegen der resultierenden Ressourcen- und Rechenzeitanforderungen sowie des Aufwandes bei der Handhabung können in praxisgerechten Modellen nur wenige unsichere Parameter gleichzeitig abgebildet werden.

Aufgrund der sich ergänzenden Vor- und Nachteile der ein- und mehrstufigen stochastischen Programmierung wird eine Modellversion entwickelt, die auf der Kombination der beiden Verfahren basiert. Dabei werden Unsicherheiten in Hinblick auf die Zielfunktionsparameter mit Hilfe des einstufigen Ansatzes abgebildet. Dadurch kann bereits ein Großteil der relevanten unsicheren Einflussfaktoren für die strategische Planung abgedeckt werden, ohne dass sich eine gegenüber deterministischen Modellen deutlich erhöhte Modellkomplexität ergibt. Die verbleibenden Unsicherheiten, denen in einstufigen Ansätzen nur eingeschränkt Rechnung getragen werden kann, werden unter Einsatz des mehrstufigen Verfahrens berücksichtigt. Dabei spielen insbesondere Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Nachfrageentwicklung sowie die Ausgestaltung energie- und umweltpolitischer Instrumente – bspw. Emissionsrestriktionen oder –steuern – eine Rolle.

Die dritte wesentliche Neuerung für den Einsatz von PERSEUS-EVU unter wettbewerblichen Marktbedingungen besteht in der Entwicklung einer benutzerfreundlichen Modellversion, die den unternehmensinternen Einsatz des Modells erlaubt. Die Möglichkeit zur Nutzung des Modells im Unternehmen selbst stellt aufgrund der hohen Wettbewerbsrelevanz der Datengrundlage sowie der Ergebnisse der Investitions- und Produktionsprogrammplanung eine wesentliche Anforderung an ein praxisgerechtes entscheidungsunterstützendes Instrument dar. Zur Umsetzung dieser Anforderung werden sowohl für die Modelldatenverwaltung als auch für die Ergebnisauswertung benutzerfreundliche Systeme implementiert.

Das neu entwickelte Datenverwaltungssystem des PERSEUS-EVU Modells setzt auf dem relationalen Datenbankprogramm Microsoft Access auf. Es erlaubt die menügeführte Eingabe und Änderung sämtlicher Daten, die für die Anwendung von PERSEUS-EVU notwendig sind. Das flexible Konzept ermöglicht dem Benutzer die Definition und Analyse beliebiger Energiesysteme. Die für die Optimierung notwendigen Daten werden an den in der algebraischen Programmiersprache GAMS programmierten Optimierkern übergeben. Die Ergebnisdateien werden in das Ergebnisauswertungsmodul eingelesen, das auf dem Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel basiert. Es kann mit geringem Aufwand an die individuellen Bedürfnisse der Modellanwender in EVU angepasst werden und erlaubt die automatisierte Generierung von Tabellen und Grafiken, in denen die Modellergebnisse in übersichtlicher Form zusammengefasst und präsentiert werden können.

Für die Validierung der entwickelten Ansätze wird auf ein beispielhaftes EVU zurückgegriffen, da die bei der Anwendung auf reale EVU notwendigen Eingangsdaten sowie die entsprechenden Ergebnisse vertraulich behandelt werden müssen. Anhand der Anwendung auf das exemplarische EVU, dessen Energiesystem dem eines

durchschnittlichen bundesdeutschen Verbundunternehmens entspricht, kann dennoch die prinzipielle Eignung des entwickelten PERSEUS-EVU Modells sowie die Bedeutung der neuen methodischen Ansätze für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt aufgezeigt werden.

Die Eignung von PERSEUS-EVU wird darüber hinaus durch die Anwendungen bei EVU unterstrichen. Das Modell wurde von den Stadtwerken Karlsruhe sowie der RWE Energie AG – dem größten bundesdeutschen Elektrizitätsversorger – lizenziert und wird in den entsprechenden Abteilungen der Unternehmen für die Entscheidungsunterstützung bei langfristigen Planungsaufgaben wie der Investitions- und Produktionsprogrammplanung eingesetzt. Die jüngste Anwendung des Modells wird in Kooperation mit dem größten europäischen Elektrizitätsversorger, der Electricité de France (EDF), durchgeführt. Auch hier wird eine für die unternehmensinterne Anwendung angepasste Modellversion implementiert, deren Hauptanwendungsgebiet zunächst in der Entwicklung von Investitionsprogrammen für die Minderung der Emissionen von  $\text{SO}_x$  und  $\text{NO}_x$  liegt.

Bei der Entwicklung und Anwendung des gewinnmaximierenden Ansatzes zeigt sich, dass der Bestimmung von aktuellen und zukünftigen Marktpreisen für Elektrizität eine große Bedeutung zukommt. Die Konsistenz der Marktpreisentwicklungen mit den Vorgaben für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung, z. B. in Hinblick auf die Einführung und Ausgestaltung umweltpolitischer Instrumente, kann nur gewährleistet werden, wenn geeignete modellgestützte Ansätze – sogenannte Marktpreismodelle – verwendet werden. Die bisher in Unternehmen und im wissenschaftlichen Bereich eingesetzten Modelle haben allerdings den Nachteil, dass für alle Marktteilnehmer die gleiche – i. d. R. ausgabenminimierende – Zielfunktion unterstellt wird. Alternative Ziele oder strategisches Verhalten der Akteure können nicht berücksichtigt werden, darüber hinaus wird in der Mehrzahl der Modelle lediglich die Angebotsseite abgebildet. Daher wird ein neuartiges Modell konzipiert, das die Projektion zukünftiger Marktpreise für Strom im Rahmen einer Simulation des wettbewerblichen Elektrizitätsmarktes ermöglicht. Durch die Verbindung der Energie- und Stoffflussmodellierung mit Elementen der Multi-Agenten-Theorie kann das Verhalten der verschiedenen Akteure im liberalisierten Markt nachgebildet werden. Weiterhin wird die Integration von neuen Marktteilnehmern ermöglicht.

Die Akzeptanz, die das PERSEUS-EVU Modell in der Praxis gefunden hat, verdeutlicht die Relevanz und Eignung der entwickelten Ansätze für die Entscheidungsunterstützung bei der Investitions- und Produktionsprogrammplanung unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [AGFW 1998] *Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1997*. Frankfurt/Main : Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, 1998.
- [Ardone 1999] Ardone, A.: *Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen*. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1999.
- [Ardone et al. 1999] Ardone, A; Reiners, P.; Wülbeck, H. F.: *Ein neuer Ansatz zur Aus- und Rückbauplanung für große hydrothermische Kraftwerkssysteme*. in: VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Optimierung in der Energieversorgung - Planungsaufgaben in liberalisierten Energiemärkten*. Düsseldorf: VDI, 1999, S. 269-278.
- [Arzt 1991] *Strompreisaufsicht im Vergleich - Ein Rechtsvergleich USA - Bundesrepublik Deutschland*. Düsseldorf: Werner, 1991.
- [Averch et al. 1992] Averch, H.; Johnson, L.: *The Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*, 1992, S. 1053-1069.
- [Betge 1995] Betge, P.: *Investitionsplanung: Methoden-Modelle-Anwendungen*. Wiesbaden: Gabler, 1995.
- [Bienstock et al. 1988] Bienstock, D.; Shapiro, J. F.: *Optimizing Resource Acquisition Decisions by Stochastic Programming*. *Management Science*, 2, 1988, S. 215-229.
- [Birge et al. 1997] Birge, J.; Louveaux, F.: *Introduction to stochastic programming*. Heidelberg: Springer, 1997.
- [Blohm et al. 1988] Blohm, H.; Lüder, K.: *Investition, 6. Aufl.* München: Vahlen, 1988.
- [BMU 2000a] *Umwelt - Sonderteil: Nationales Klimaschutzprogramm*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000.
- [BMU 2000b] Bundesministerium für Umwelt (Hrsg): *Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000*. 4.7.2000, <http://www.bmu.de/atomkraft/konsens01.htm>.
- [BMU 2000c] *Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge*. 2000, <http://www.bmu.de>.
- [Boisvert et al. 2001] Boisvert, R. N.; McCarl, B.: *Agricultural Risk Modeling Using Mathematical Programming*. New York: Cornell University, 2001.
- [Borison et al. 1984] Borison, A. B.; Morris, P. A.; Oren, S. O.: *A State-of-the-World Decomposition Approach to Dynamics and Uncertainty in Electric Utility Generation Expansion Planning*. *Operations Research*, 32, 1984, S. 1052-1068.
- [BP 2000] *Statistical Review of World Energy 1999*. 2000, <http://www.bp.com/worldenergy/>.
- [Canz 2001] Canz, T.: *Fuzzy linear programming for DSS in energy planning*. *International Journal of Global Energy Issues*, 12, 1-6, 2001, S. 138-151.
- [CEC 1995] EG-Kommission, DG XII (Hrsg.): *ExternE, Externalities of Energy*. Brüssel: CEC, 1995.
- [Charnes et al. 1959] Charnes, A.; Cooper, W. W.: *Chance Constrained Programming*. *Management Science*, 6, 1959, S. 73-79.
- [Chaton 1998] Chaton, C.: *Fuel price and demand uncertainties and investment in an electricity model: a two-period model*. *The Journal of Energy and Development*, 23, No. 1, 1998, S. 29-58.
- [Cocks 1968] Cocks, K. D.: *Discrete Stochastic Programming*. *Management Science*, 15, 1968, S. 72-79.

- [Dantzig 1955] Dantzig, G. B.: *Linear Programming under Uncertainty*. Management Science, 1, 1955, S. 197-206.
- [Dantzig et al. 1960] Dantzig, G. B.; Wolfe, P.: *Decomposition Principle for Linear Programme*. Operation Research, 48, 1960, S. 101-111.
- [Dany et al. 2000] Dany, G.; Haubrich, H. J.: *Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50, 12, 2000, S. 890-894.
- [Deregulierungskommission 1991] Deregulierungskommission (Hrsg.): *Marktöffnung und Wettbewerb. - Zweiter Bericht: Die Stromwirtschaft*, 1991.
- [Donath et al. 1996] Donath, R.: *Gaspreisbildung in Europa*. Idstein: Schulz-Kirchner, 1996.
- [Dreher et al. 1999] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Entwicklung und Anwendung eines Prognosemodells für Elektrizitätspotmärkte*. in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1999, S. 449-458.
- [Dreher et al. 2000] Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Evaluation of Effects of Environmental Policy Instruments on Energy Systems*. in: Catania, P.; Golchert, B.; Zhou, C. Q. (Hrsg.): *Energy 2000 - The Beginning of a New Millennium*. L' Aquila: Balaban International, 2000, S. 730-735.
- [Drillisch 1999] Drillisch, J.: *Quotenregelung für regenerative Stromerzeugung*. München: Oldenbourg-Verlag, 1999.
- [DVG 2000] DVG Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (Hrsg.): *DVG Jahresbericht 1999*. Heidelberg, 2000.
- [EC 1996] European Commission (Hrsg.): *Vorschlag für eine Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Brüssel, 1996.
- [EDF 2000] EDF (Hrsg.): *Rapport annuel 1999 du Groupe EDF*. Paris, 2000.
- [Edison 1994] Edison Electric Institute (Hrsg.): *Environmental Externalities: An Issue under Critical Review*, 1994.
- [Enzensberger et al. 2001] Enzensberger, N.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *PERSEUS-ICE*. in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Kernenergieausstieg: Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland*. Heidelberg: Physica-Verlag, 2001.
- [Enzensberger et al. 2000] Enzensberger, N.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft vor dem Hintergrund des liberalisierten europäischen Strommarkts*. in: GI (Hrsg.): *Proceedings des 12. Internationalen Symposiums "Informatik für den Umweltschutz" der Gesellschaft für Informatik*. Bonn, 2000.
- [Rheinbraun 1996] Rheinbraun (Hrsg.): *Welthandel mit Steinkohle - Preisentwicklung für Kesselkohleimporte nach Deutschland bis 2020*, 1996.
- [Fichtner et al. 1997] Fichtner, W.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Lüth, O.; Schöttle, H.; Rentz, O.: *Der Einsatz der PERSEUS-Modelle bei umweltpolitischen Fragestellungen*. 11. Internationales Symposium der Gesellschaft für Informatik (GI), 1997.
- [Fichtner 1999] Fichtner, W.: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO<sub>2</sub>-Minderung*. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1999.
- [Fichtner et al. 1999] Fichtner, W.; Dreher, M.; Göbelt, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *PERSEUS*. in: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999, S. 214-247.

- [Fichtner et al. 2000] Fichtner, W.; Frank, M.; Rentz, O.: *Information und Kommunikation innerhalb von technisch determinierten Verwertungsnetzwerken*. in: Liesegang; Sterr; Ott (Hrsg.): *Aufbau und Gestaltung regionaler Stoffstrommanagementnetzwerke*, 2000.
- [Fichtner et al. 2001] Fichtner, W.; Ardone, A.; Rentz, O.: *Minderungsstrategien bei unterschiedlichen Bewertungsansätzen für Treibhausgasemissionen. Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft*, 2001.
- [Finon 1974] Finon, D.: *Optimization Model for the French Energy Sector*. Energy Policy, 1974, S. 136-151.
- [Forrester 1961] Forrester, J. W.: *Industrial Dynamics*. Portland, Oregon: Productivity Press, 1961.
- [Forum 1999] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland*. Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [Forum 2000] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrsg.): *Kernenergieausstieg: Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland - Executive Summary*. Stuttgart, 2000.
- [Fragniere et al. 1996] Fragniere, E.; Haurie, A.: *MARKAL-Geneva: A model to assess energy-environment choices for a Swiss canton*. in: Carraro, C.; Haurie, A. (Hrsg.): *Operations Research and Environmental Management*. Dordrecht, NL: Kluwer Academic Publishers, 1996.
- [Frank et al. 2000] Frank, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Ein modellgestütztes Instrumentarium zur Analyse und Bewertung von betriebsübergreifenden strategischen Energiemanagementkonzepten*. in: Hilty, L. M.; Schulthess, D.; Ruddy, T. F. (Hrsg.): *Strategische und betriebsübergreifende Anwendungen betrieblicher Umweltinformationssysteme*. Marburg: Metropolis Verlag, 2000, S. 171-182.
- [Frank et al. 2001] Frank, M.; Göbelt, M.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Optimierende Energie- und Stoffflussmodelle für die strategische Planung von betriebsübergreifenden Energieversorgungssystemen im liberalisierten Energiemarkt*. in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Betriebliches Energiemanagement 2001*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2001.
- [Freund 1956] Freund, R.: *The Introduction of Risk into a Programming Model*. Econometrica, 21, 1956, S. 253-263.
- [Gardner 1996] Gardner, D. T.: *Flexibility in Electric Power Planning: Coping with Demand Uncertainty*. Energy, 21, 12, 1996, S. 1207-1218.
- [GfK 2000] GfK Marktforschung GmbH (Hrsg): *Dem Wechsler auf der Spur*. 7.8.2000.
- [Gorenstin et al. 1993] Gorenstin, B. G.; Campodonico, N. M.; Costa, J. P.; Peveira, M. V. F.: *Power System Expansion Planning under uncertainty*. IEEE Transactions on Power Systems, 8, No. 1, 1993.
- [Göbelt et al. 1998] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Ardone, A.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Internationale Kooperation im Klimaschutz: Chancen für Deutschland*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48, 11, 1998, S. 701-706.
- [Göbelt et al. 2000a] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Dreher, M.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *A decision support tool for electric utility planning in liberalised energy markets under environmental constraints*. in: Khosrowpour, M. (Hrsg.): *Challenges of Information Technology Management in the 21st Century, Proceedings of the IRMA 2000 Conference*. Hershey: Idea Group Publishing, 2000, S. 674-675.



- [Göbelt et al. 2000b] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Entwicklung und Anwendung eines optimierenden Energie- und Stoffflußmodells für die langfristige Kapazitätsausbauplanung bei Energieversorgungsunternehmen*. in: Inderfurth, K.; Schwödiauer, G.; Domschke, W.; Juhnke, F.; Kleinschmidt, P.; Wäscher, G. (Hrsg.): *Operations Research Proceedings 1999*. Heidelberg: Springer, 2000, S. 536-541.
- [Göbelt et al. 2000c] Göbelt, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *Development and application of an optimising energy and material flow model for strategic planning of energy utilities*. in: APORS (Hrsg.): *Conference Proceedings of the 5th Conference of Asian-Pacific Operational Research Societies within IFORS*. Singapore, 2000.
- [Göbelt et al. 2001] Göbelt, M.; Frank, M.; Wietschel, M.: *Berücksichtigung von unsicheren energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen bei der langfristigen Investitions- und Produktionsprogrammplanung von energietechnischen Anlagen*. in: VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Fortschrittliche Energiewandlung und -Anwendung*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2001.
- [Götze et al. 1995] Götze, U.; Bloech, J.: *Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsalternativen*. Berlin et al.: Springer, 1995.
- [Grobbe 1999] Grobbe, Ch.: *Competition in Electricity Generation in Germany and Neighboring Countries from a System Dynamics Perspective*. Frankfurt/Main: Peter Lang, 1999.
- [Gröwe-Kuska et al. 1999] Gröwe-Kuska, N.; Nowak, M. P.; Römisch, W.; Wegner, I.: *Optimierung eines hydro-thermischen Kraftwerkssystems unter Ungewissheit*. in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Optimierung in der Energieversorgung*. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- [Hax 1993] Hax, H.: *Investitionstheorie*. Würzburg et al.: Physica-Verlag, 1993.
- [Hazell 1971] Hazell, P. B. R.: *A Linear Alternative to Quadratic and Semivariance Programming for Farm Planning under Uncertainty*. *American Journal of Agricultural Economics*, 53, 1971, S. 53-62.
- [Hazell et al. 1983] Hazell, P. B. R.; Norton, R. D.; Parthasarthy, M.; Pomereda, C.: *The Importance of Risk in Agricultural Planning Models*. in: Norton, R. D.; Solis, L. (Hrsg.): *The Book of CHAC: Programming Studies for Mexican Agriculture*. Baltimore, Md.: Johns Hopkins University Press, 1983.
- [Hensing et al. 1998] Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: *Energiewirtschaft*. München, Wien: Oldenbourg, 1998.
- [Hobbs et al. 1990] Hobbs, B.; Maheshwari, P.: *A Decision analysis of the effect of uncertainty upon electric utility planning*. *Energy*, 15, 1990, S. 785-801.
- [Hogan et al. 1981] Hogan, A. J.; Morris, J. G.; Thompson, H. E.: *Decision Problems under Risk and Chance Constrained Programming: Dilemmas in the Transition*. *Management Science*, 27, 1981, S. 716.
- [Hoster 1996] Hoster, F.: *Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft*. München: Oldenbourg, 1996.
- [Houghton et al. 1990] Houghton, J. T.; Jenkins, G. J.; Ephraums, J. J.: *Climate Change*. Cambridge: The IPCC Scientific Assessment University Press, 1990.
- [Hwang et al. 1979a] Hwang, C. L.; Masud, A. S. M.: *Multiple Objective Decision Making, Methods and Applications, A State-of-the-Art Survey*. Heidelberg: Springer, 1979.
- [Hwang et al. 1979b] Hwang, C. L.; Yoon, K.: *Multiple Attribute Decision Making, Methods and Applications, A State-of-the-Art Survey*. Heidelberg: Springer, 1979.
- [IBM 2000] *IBM Optimization Solutions and Library for Multi-platforms Version 2*. 2000, <http://www6.software.ibm.com/es/oslv2/features/welcome.htm>.
- [Infanger 2000] *DECIS - A System for Solving Large-Scale Stochastic Programs*. 2000, <http://www.infanger.com/>.

- [Jaob et al. 1994] Jacob, H.; Voigt, K. I.: *Investitionsrechnung: mit Aufgaben und Lösungen*. Wiesbaden: Gabler, 1994.
- [Jochem 1997] Jochem, E.: *Some Critical Remarks on Today's Bottom-up Energy Models*. Jülich: Forschungszentrum Zentralbibliothek, 1997, S. 271- 284.
- [Koopmans 1951] Koopmans, T. C.: *Acitivity Analysis of Production and Allocation*. New York: John Wiley & Sons, 1951.
- [Kreuzberg 1999] Kreuzberg, M.: *Spotpreise und Hnadelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt - Analyse und Simulation*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 23, 1, 1999, S. 43-63.
- [Larsson et al. 1993] Larsson, T.; Wene, C.: *Developing Strategies for robust Energy Systems. I: Methodology*. International Journal of Energy Research, 17, 1993, S. 503-513.
- [Louveaux et al. 1988] Louveaux, F. V.; Smeers, Y.: *Optimal investments for electricity generation: a stochastic model and a test-problem*. Stochastic Optimization Problems, 1988, S. 445-453.
- [Lüth 1997] Lüth, O.: *Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [Markowitz 1959] Markowitz, H. M.: *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. New York: John Wiley and Sons, 1959.
- [Matthies et al. 1995] Matthies, H. G.; Nath, C.; Schellin, T. E.; Garrad, A. D.; Wastling, M. A.; Quarton, D. C.; Wei, J.; Scherweit, M.; Siebers, T.: *Study of Offshore Wind Energy in the EC*. Brekendorf: Verlag Natürliche Energie, 1995.
- [McCarl et al. 1997] McCarl, B.; Spreen, T.: *Applied Mathematical Programming using Algebraic Systems*, 1997, <http://agrinet.tamu.edu/mccarl/>.
- [Merrill 1965] Merrill, W. C.: *Alternative Programming Models Involving Uncertainty*. Journal of Farm Economics, 47, 1965, S. 565-610.
- [Messner et al. 1996] Messner, S.; Golodnikov, A.; Gritsevskii, A.: *Stochastic Version of the dynamic linear programming Model Message III*. Energy, 21, 1996, S. 775-784.
- [Modiano 1987] Modiano, E. M.: *Derived demand and capacity planing under uncertainty*, 1987.
- [Morgenstern 1991] Morgenstern, T.: *Dekomposition eines linearen Energieflussmodells*. Idstein: Schulz-Kirchner Verlag, 1991.
- [Müller 1998] Müller, R.: *Stromhandel als neues Element*. München: Oldenbourg, 1998, S. 190-215.
- [Neumann et al. 1993] Neumann, K.; Morlock, M.: *Operations Research*. München, Wien: Hanser-Verlag, 1993.
- [Nießen 1998] Nießen, S.: *Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt*. Aachen: Klinkenberg-Verlag, 1998.
- [Nurminski et al. 1983] Nurminski, E.; Balabanov, T.: *Decomposition of a Large-Scale Energy Model*. Large Scale Systems, 4, 1983, S. 295-308.
- [Oder 1994] Oder, C.: *Entwicklung und Anwendung eines auf der Theorie der unscharfen Mengen basierenden Energie-Emissions-Modells*, 1994.
- [Pfaffenberger 1993] Pfaffenberger, W.: *Elektrizitätswirtschaft*. München: Oldenbourg Verlag, 1993.
- [Pfaffenberger et al. 1999] Pfaffenberger, W.; Pfeifenberger, J.; Lapuerta, C.: *Netzzugang in Deutschland im Vergleich zu anderen Übertragungsmärkten - Studie der Brattle Group im Auftrag von Enron Europe, Ltd*. London: Brattle Group, Ltd., 1999.
- [Pokharel et al. 1997] Pokharel, S.; Ponnambalam, K.: *Investment planning for electricity generation expansion*. International Journal of Energy Research, 21, 1997, S. 185-194.

- [Prekopa 1995] Prekopa, A.: *Stochastic Programming*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1995.
- [Prognos 2000] Prognos (Hrsg.): *Energiereport III*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2000.
- [Rentz 1979] Rentz, O.: *Techno-Ökonomie betrieblicher Emissionsminderungsmaßnahmen*. Berlin: E. Schmidt, 1979.
- [Rentz et al. 1990] Rentz, O.; Haasis, H. D.; Morgenstern, T.: *Optimal Strategies for Reducing Emissions from Energy Conversion and Energy Use in all Countries of the European Community*. Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe, 1990.
- [Rentz et al. 1994] Rentz, O.; Dorn, R.; Haasis, H. D.; Wietschel, M.: *Ansatz zur europaweiten SO<sub>2</sub>-Minderung im Rahmen des zweiten Schwefelprotokolls*. Elektrizitätswirtschaft., H. 3, 1994, S. 66-69.
- [Rentz et al. 1995] Rentz, O.; Jattke, A.; Lüth, O.; Schöttle, H.; Wietschel, M.; van Harmelen, T.: *Strategies for Reducing Emissions and Depositions in Central and Eastern European Countries*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1995.
- [Rentz et al. 1997a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Fichtner, W.; Lüth, O.: *Perseus: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven*. in: Hake, S. F.; Markewitz, P. (Hrsg.): *Modellinstrumente für CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien*. Jülich: Forschungszentrum Jülich Zentralbibliothek, 1997, S. 223-240.
- [Rentz et al. 1997b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: *Least-Cost Planning/Integrated Resource Planning - Ein Instrument zur umweltorientierten Unternehmensführung in der Energiewirtschaft*. Landsberg: Ecomed, 1997.
- [Rentz et al. 1998a] Rentz, O.; Wietschel, M.; Ardone, A.; Fichtner, W.; Göbelt, M.: *Zur Effizienz einer länderübergreifenden Zusammenarbeit bei der Klimavorsorge - Analyse des Umweltregimes Joint Implementation unter Einbezug eines Emissionsrechtehandels für die Bundesrepublik Deutschland die Russische Föderation und Indonesien*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1998.
- [Rentz et al. 1998b] Rentz, O.; Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: *Instrumente zur umweltorientierten Unternehmensführung in der Energiewirtschaft bei Deregulierung des Elektrizitätssektors*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1998b.
- [Rentz et al. 1998c] Rentz, O.; Wietschel, M.; Schöttle, H.; Fichtner, W.: *Ökonomische Bewertung von Technologien und Strategien zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen - durchgeführt für ausgewählte norddeutsche Versorgungsgebiete*. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 1998c.
- [Rentz et al. 1999] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.: *Einsatz neuronaler Netze zur Bestimmung preisabhängiger Nutzenergienachfrageprojektionen für Energie-Emissions-Modelle*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [Rentz et al. 2001] Rentz, O.; Wietschel, M.; Dreher, M.; Böhringer, C.; Bräuer, W.; Kühn, I.; Bergmann, H.: *Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Energiemarkt - Endbericht eines Projektes im Auftrag des Landes Baden-Württemberg (geördert im Rahmen von BWPLUS)*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH); Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, 2001.

- [Reznicek et al. 1990] Reznicek, K.; Cheng, T. C. E.: *Stochastic modelling of reservoir operations*. European Journal of Operational Research., 50, 1990, S. 235-248.
- [Roy 1952] Roy, A. D.: *Safety-First and the Holding of Assets*. Econometrica, 20, 1952, S. 431-449.
- [Runzheimer 1998] Runzheimer, B.: *Berücksichtigung des Risikos in der Investitionsentscheidung - insbesondere Darstellung des substitutionalen Ansatzes (multiple Zielsetzung) und des Entscheidungsbaumverfahrens*. in: Runzheimer, B.; Barkovic, D. (Hrsg.): *Investitionsentscheidungen in der Praxis - Quantitative Methoden als Entscheidungshilfen*. Wiesbaden: Gabler, 1998, S. 69-137.
- [RWE AG 2000] RWE AG (Hrsg.): *Geschäftsbericht 1999/2000 der RWE AG*. Essen, 2000.
- [RWE AG 2001] *Die Strategie der neuen RWE*. 2001, <http://www.rwe.com>.
- [RWE Power 2000] *Wesentliche Kennzahlen des Unternehmens*. 2000, <http://www.rwepower.com>.
- [RWE Rheinbraun 2000] *Wesentliche Kennzahlen des Unternehmens*. 2000, <http://www.rwe.com>.
- [Sanghvi et al. 1986] Sanghvi, A. P.; Shavel, I. H.: *Investment Planning for Hydro-Thermal Power System Expansion: Stochastic Programming employing the Dantzig-Wolfe Decomposition Principle*. IEEE Transactions on Power Systems, 2, 1986, S. 115-121.
- [Schiffer 1997] Schiffer, H. W.: *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland 6. Auflage*. Köln: Verl. TÜV Rheinland, 1997.
- [Schiffer 1999] Schiffer, H. W.: *Energiemarkt Deutschland: TÜV-Verlag GmbH*, 1999.
- [Schleef 1999] Schleef, H. J.: *Zur Techno-ökonomischen Bewertung des gestuften Ausbaus von Kombikraftwerken*. Karlsruhe: Dissertation, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [Schöttle 1998] Schöttle, H.: *Analyse des Least-Cost Planning Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie*. Münster: LIT-Verlag, 1998.
- [Schulz 1996] Schulz, G.: *Preisbildung in der Energiewirtschaft: eine Analyse relevanter Preisbildungskonzeptionen unter preis- und wettbewerbs-theoretischen Gesichtspunkten*. Essen: Energiewirtschaft und Technik Verlag, 1996.
- [Stadtwerke Karlsruhe 2000] Stadtwerke Karlsruhe GmbH (Hrsg.): *Geschäftsbericht 1999*. Karlsruhe, 2000.
- [Strom 2001] Strom Magazin (Hrsg): *Kalifornien: Stromkrise spitzt sich zu / Politik wenig hilfreich*. 8.1.2001.
- [Studer et al. 1997] Studer, R.; Benjamins, R.; Fensel, D.: *Knowledge engineering: principles and methods*. Karlsruhe: Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren, 1997.
- [Tauer 1983] Tauer, L.: *Target MOTAD*. American Journal of Agricultural Economics, 65, 1983, S. 606-610.
- [UCTE 1999] UCTE (Hrsg.): *Grundsätze für den Netzbetrieb der UCTE*, 1999.
- [UN-ECE 1999] UN-ECE (Hrsg.): *Protocol to the 1979 Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution to Abate Acidification, Eutrophication and Ground-Level Ozone*, 1999.
- [UNFCCC 2000] *Internet-Seiten der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*. 2000, <http://www.unfccc.de>.
- [UNEP 1992] United Nations Environment Program (Hrsg.): *UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies*. Phase One Report, 1992.
- [UNEP 1994] United Nations Environment Program (Hrsg.): *UNEP Greenhouse Gas Abatement Costing Studies*. Phase Two Report., 1994.

- [van der Voort et al. 1984] Van der Voort, E.; Donni, E. T. C.; Bois D'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J. F.: *Energy Supply Modelling Package, Efom-12C Mark I, Mathematical Description*. Louvain-La-Neuve, 1984.
- [Varian 1989] Varian, H. R.: *Grundzüge der Mikroökonomik*. München: Oldenbourg Verlag, 1989.
- [VDEW 1990a] VDEW (Hrsg.): *Die neue Bundestarifordnung Elektrizität. - Darstellung, Kommentierung, Materialien*. Frankfurt: VDEW, 1990.
- [VDEW 1990b] VDEW: *VDEW-Arbeitskreis "EDV-Optimierung Kraftwerkseinsatz": EDV-Optimierung des Kraftwerkseinsatzes - Definitionen, Anforderungen, Verfahren*. Elektrizitätswirtschaft., Jg. 89, H 15, 1990, S. 848-855.
- [VDEW 1999a] 25 Prozent weniger Beschäftigte. 31.5.1999, <http://www.strom.de/>.
- [VDEW 1999b] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): *Wechselbereitschaft der Haushalte gering (Meldung 10/99)*. 1999, [www.strom.de](http://www.strom.de).
- [VDEW et al. 1999] *Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie*, 1999.
- [VDEW 2000] *Leistung und Arbeit 1998*. Frankfurt/Main: VDEW-Verlag, 2000.
- [VDEW 2001] *Internet-Angebot der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)*. 2001, <http://www.strom.de>.
- [VDI 1992] VDI (Hrsg.): *VDI-Norm 3800 - Kostenermittlung für Anlagen und Maßnahmen zur Emissionsminderung*. Berlin: VDI-Verlag, 1992.
- [VDI 1999] VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): *Entwicklungslinien in der Energie- und Kraftwerkstechnik*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1999.
- [Verstege et al. 1997] Verstege, J.; Werner, T. G.; Schäfer, K. F.: *Liberalisierung der Energieversorgung - Auswirkungen auf Planungs- und Optimierungsaufgaben*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.
- [VKU 2000] *Internet-Seiten des VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.*, 2000.
- [Wang et al. 1999] Wang, J.; Sparrow, J. T.: *The Cost of Uncertainty in Capacity Expansion Problems*. International Journal of Energy Research, 23, 1999, S. 1187-1198.
- [Warentest 2000] Stiftung Warentest (Hrsg.): *Ärger beim Anbieterwechsel schreckt ab*. 29.5.2000, [www.warentest.de](http://www.warentest.de).
- [WCED 1987] World Commission on Environment and Development (WCED) (Hrsg.): *Our Common Future*: World Resource Institute, 1987.
- [Weinhardt et al. 1999] Weinhardt, Ch.; Gomber, P.: *Softwareagenten; Discussion Paper 6/1999*. erscheint in: Bühner, R. (Hrsg.): *Lexikon des Managementwissens*, Gießen: BWL-Wirtschaftsinformatik, Justus-Liebig-Universität Gießen, 1999.
- [Weinhardt et al. 2000] Weinhardt, Ch.; Zuber, P.; Göbelt, M.; Fichtner, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: *A Competition-Model for the Electricity Sector: From an OR Approach to a Multi-Agent System*. in: Urban, Ch. (Hrsg.): *Workshop 2000 - Agent-Based Simulation*. Ghent: SCS Europe, 2000, S. 63-68.
- [Weinzierl 1994] Weinzierl, K.: *Kohlekraftwerke der Zukunft*. VGB Kraftwerkstechnik., 74, H. 2, 1994, S. 109-114.
- [Weizsäcker 1998] Weizsäcker, C. Ch.: *Finanzmärkte und Energie*. München: Oldenbourg, 1998.
- [Welsch 1996] Welsch, H.: *Klimaschutz, Energiepolitik und Gesamtwirtschaft*. München: Oldenbourg, 1996.
- [Wets et al. 1999] Wets, R. J-B.; Ziemba, W. T. (Hrsg.): *Stochastic Programming State of the Art, 1998*. Bussum, NL: Baltzer Science Publishers, 1999.
- [Wicks et al. 1978] Wicks, J. A.; Guise, J. W. B.: *An Alternative Solution to Linear Programming Problems with Stochastic Input-Output Coefficients*. Australian Journal of Agricultural Economics, 22, 1978, S. 22-40.

- [Wietschel 1995] Wietschel, M.: *Die Wirtschaftlichkeit klimaverträglicher Energieversorgung*. Berlin: Erich Schmidt Verlag, 1995.
- [Wietschel et al. 1997a] Wietschel, M.; Ardone, A.; Mollenkopf, C.; Rentz, O.: *Konzeption und Anwendung eines Stoffflußmodells zur Entwicklung ökonomisch effizienter Minderungsstrategien für Ozon-Vorläufersubstanzen*. Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft, 57, 1997, S. 373-378.
- [Wietschel et al. 1997b] Wietschel, M.; Rentz, O.; Ardone, A.; Fichtner, W.; Lüth, O.; Schöttle, H.: *PERSEUS: Modellentwicklungsstand, Anwendungsfälle und Perspektiven*. in: Hake, J.-Fr.; Markewitz, P. (Hrsg.): *Modellinstrumente für CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien*. Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 1997.
- [Wietschel et al. 1999] Wietschel, M.; Fichtner, W.; Rentz, O.: *Konzeption und Anwendung eines Modells zum strategischen Produktionsmanagement bei Energieversorgungsunternehmen*. Zeitschrift für Betriebswirtschaft (ZfB), 69, 4, 1999, S. 429-448.
- [Wietschel 2000] Wietschel, M.: *Produktion und Energie*. Frankfurt/Main: Peter Lang Verlag, 2000.
- [Willeke 1998] Willeke, A.: *Risikoanalyse in der Energiewirtschaft*. Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Heft 12, 1998.
- [Winje et al. 1991] Winje, D.; Witt, D.: *Energiewirtschaft*. Berlin et al.: Springer, 1991.
- [Wöhe 2000] Wöhe, G.: *Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 20. Aufl.* München: Vahlen, 2000.
- [Ybema et al. 1995] *Including climate change in energy investment decisions*. Petten, NL: ECN, 1995.
- [Zadeh 1965] Zadeh, L. A.: *Fuzzy Sets*. Information and Control, 8, 1965, S. 338-353.
- [Zimmermann et al. 1991] Zimmermann, H. J.; Gutsche, L.: *Multi-Criteria Analyse*. Heidelberg: Springer, 1991.