

Andreas Stender

Netzinfrastruktur-Management

GABLER EDITION WISSENSCHAFT

Andreas Stender

Netzinfrastruktur- Management

Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft

GABLER EDITION WISSENSCHAFT

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über
<<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Dissertation Universität St. Gallen, 2008

1. Auflage 2008

Alle Rechte vorbehalten

© Gabler | GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden 2008

Lektorat: Frauke Schindler / Britta Göhrisch-Radmacher

Gabler ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media.

www.gabler.de



Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Umschlaggestaltung: Regine Zimmer, Dipl.-Designerin, Frankfurt/Main

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

Printed in Germany

ISBN 978-3-8349-1345-6

Vorwort

Selten lässt sich Wissenschaft derart mit aktuellen Praxisentwicklungen verbinden wie im Rahmen der vorliegenden Arbeit. Über das vorrangige Ziel der Fortführung meiner akademischen Laufbahn hinaus eröffnete mir das Dissertationsprojekt zusätzlich die Möglichkeit, mich mit dem Wandel des Netzgeschäftes in der Elektrizitätswirtschaft in einem hochaktuellen praktischen Themengebiet weiter zu vertiefen. Auf diese Weise konnte ich aus dem hohen Zeitaufwand für das Promotionsstudium auch einen direkten inhaltlichen Nutzen für meine weitere Praxislaufbahn ziehen.

Vor diesem Hintergrund gilt mein Dank an vorderster Stelle meinem Referenten Herrn Prof. Dr. oec. publ. et Dipl. Ing. ETH Reiner Fickert. Neben seiner stets hohen Hilfsbereitschaft und zahlreichen wertvollen Ratschlägen begünstigten insbesondere das gewährte Maß an wissenschaftlicher Freiheit und die unkomplizierte Art der Betreuung den Erfolg des Dissertationsprojektes sehr.

Herrn Prof. Dr. rer. pol. Andreas Grüner danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferates. Das vermittelte große Interesse am Thema der Arbeit stellte er durch eine ebenfalls hohe Hilfsbereitschaft und viele sehr förderliche Diskussionsbeiträge unter Beweis.

Mein Dank gilt weiterhin den zahlreichen Diskussionspartnern aus der Unternehmens- und Beratungspraxis. Durch ihre Teilnahme an den Praxisinterviews und die oftmals weitere Zusammenarbeit wurde die praktische Relevanz und Einsatzfähigkeit der entwickelten Lösungsansätze maßgeblich unterstützt.

Während des Dissertationsprojektes standen mir zudem einige Freunde innerhalb und außerhalb der HSG für Konsultationen jeglicher Art zur Seite. Für ihre Unterstützung danke ich insbesondere Dipl. oec. Alexander Becker, Dr. rer. pol. Daniel Besse, Dr. rer. pol. Bernd Ital, Dr. rer. pol. Florian Meister, lic. oec. Philipp Meixner, lic. oec. Björn Petersen und Dr. oec. Lucian Schönefelder. Zudem gilt mein besonderer Dank meinem Bruder cand. rer. pol. Christian Stender.

Nicht zuletzt möchte ich meinen Eltern für ihre liebevolle Unterstützung danken. Sie gaben mir wie in allen vorherigen Ausbildungsstufen stets den nötigen Rückhalt, bestärkten mich in meinen Zielen und standen mir in schwierigen Lagen motivierend zur Seite. Ihnen ist diese Arbeit gewidmet.

St. Gallen, Juni 2008

Andreas Stender

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	V
Zusammenfassung/Abstract	XI
Abbildungsverzeichnis	XIII
Tabellenverzeichnis	XVII
Abkürzungsverzeichnis	XIX
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung der Arbeit	6
1.3 Vorgehensweise	7
1.3.1 Struktur der Arbeit	7
1.3.2 Praxisinterviews	9
1.3.3 Beispielunternehmen City-Network	11
2 Grundlagen und Herausforderungen des Netzgeschäftes in der Elektrizitätswirtschaft	13
2.1 Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft	13
2.2 Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft	17
2.3 Anreizregulierung	22
2.3.1 Grundlegende Szenarien	22
2.3.2 Ausgestaltung der Anreizregulierung am Beispiel Deutschland ..	27
2.4 Unternehmensstruktur von Stromnetzbetreibern	31
2.4.1 Finanzielle Performance ausgewählter europäischer Stromnetzbetreiber	31
2.4.2 Organisation von Stromnetzbetreibern	34
2.4.3 Segmentierungsebenen der internen Steuerung	37
2.5 Aktuelle Herausforderungen für Stromnetzbetreiber	44
3 Konzepte für das Netzinfrastuktur-Management in der Elektrizitätswirtschaft	51
3.1 Konzeptionelle Anforderungen	51
3.1.1 Begriffserläuterungen	51
3.1.2 Allgemeine Anforderungen an Performance Management- Konzepte	53
3.1.3 Besondere Konzeptanforderungen an das Netzinfrastuktur- Management in der Elektrizitätswirtschaft	56

3.1.4	Verhaltensbezogene Aspekte	60
3.1.4.1	Performance Management und Managerverhalten	60
3.1.4.2	Asset Manager-Verhalten im Spannungsfeld von Asset Owner und Regulator	62
3.2	Allgemeine Management-Konzepte	64
3.3	Geschäftsspezifische Management-Konzepte	67
3.3.1	Netzplanung	67
3.3.2	Instandhaltungsplanung	70
3.3.2.1	Begriff Instandhaltung	70
3.3.2.2	Instandhaltungskonzepte	71
3.3.2.3	Strategische Asset Planung	75
3.3.3	Geschäftsspezifische Kosten- und Erlösrechnung	77
3.3.4	Regulatorische Finanzmodelle	79
3.4	Beurteilung der vorgestellten Konzepte	81
4	Netzinfrastruktur-Management-Framework	83
4.1	Überblick	83
4.2	Leitbild	87
4.3	Netz-Strategy Map	91
4.3.1	Wirtschaftliche Grundausrichtung des NIM-Frameworks	92
4.3.2	Definition der Netz-Strategy Map	93
4.3.3	Organisatorische Verankerung der strategischen Ziele	98
4.4	Aufbau Netz-Performance Cockpit	102
4.5	Performance-Bereich Finanzresultate	106
4.5.1	Konzeptionelle Grundlagen	106
4.5.2	Unternehmensbewertung von Stromnetzbetreibern	111
4.5.2.1	Bewertung von City-Network auf Basis des Discounted Economic Profit	111
4.5.2.2	Bewertung von City-Network auf Basis des Discounted Free Cash Flow	129
4.5.2.3	Zusammenfassung der Besonderheiten der Bewertung von Stromnetzbetreibern	135
4.5.3	Werttreiberanalyse	136
4.5.3.1	Werttreiberkategorisierung	136
4.5.3.2	Sensitivitätsanalyse der finanziellen Werttreiber	141
4.5.4	Cockpit-Detaillierungsbereich Finanzresultate	145
4.5.5	Relevanz und Verlässlichkeit der gewählten Performancegrößen	148
4.6	Performance-Bereich Kosteneffizienz	149
4.6.1	Kosteneffizienz von Stromnetzbetreibern	150
4.6.2	Detaillierungsbereiche Gesamtkosteneffizienz und OPEX-Effizienz des NPC	154

4.6.3	Relevanz und Verlässlichkeit der gewählten Performancegrößen	158
4.7	Performance-Bereich Netzrisiko	158
4.7.1	Einordnung des Netzrisikos in das Enterprise Risk Management	159
4.7.2	Ermittlung und Steuerung des Netzrisikos	161
4.7.2.1	Risikoidentifikation und -bewertung	162
4.7.2.2	Entwicklung von Maßnahmenvorschlägen	167
4.7.2.3	Budgetfestlegung	168
4.7.2.4	Programm-Management	171
4.7.3	NPC-Detaillierungsbereich	173
4.7.4	Relevanz und Verlässlichkeit der gewählten Performancegrößen	174
4.8	Performance-Bereich Netzsubstanz	174
4.8.1	Analyse der Netzsubstanzentwicklung	175
4.8.2	NPC-Detaillierungsbereich Netzsubstanz	179
4.8.3	Relevanz und Verlässlichkeit der gewählten Performancegrößen	181
4.9	Performance-Bereich Versorgungsqualität	182
4.9.1	Netzzuverlässigkeit	182
4.9.2	Spannungsqualität	186
4.9.3	Servicequalität	187
4.9.4	NPC-Detaillierungsbereich Versorgungsqualität	188
4.9.5	Relevanz und Zuverlässigkeit der gewählten Performancegrößen	188
4.10	Performance-Bereich Teilnetze – Konzessionsportfolioanalyse	191
4.11	Wechselwirkungen zwischen den Performance-Bereichen	197
4.11.1	Wesentliche Abhängigkeiten innerhalb des Netz-Performance Cockpits	197
4.11.2	Abstimmung der Performance-Bereiche im Rahmen der Budgetierung	203
4.12	Beurteilung des Netzinfrastuktur-Management-Frameworks	206
4.12.1	Erfüllung der allgemeinen und geschäftsspezifischen Konzeptanforderungen	206
4.12.2	Verhaltensbezogene Implikationen des Netzinfrastuktur-Management-Frameworks	209
5	Ergebniszusammenfassung und Ausblick	211
6	Literaturverzeichnis	217
7	Anhang	227
7.1	Praxisinterviews	227
7.1.1	Übersicht Interviewpartner	227
7.1.2	Erhebung aktuelle Herausforderungen für Stromnetzbetreiber	230

7.1.3	Interviewleitfäden	231
7.1.3.1	Basis-Interviewleitfäden	231
7.1.3.2	Interviewleitfaden zum Sonderthema Regulierung	235
7.2	Basisdaten City-Network	238
7.2.1	NPC-Bereich Finanzresultate	238
7.2.2	NPC-Bereich Kosteneffizienz	243
7.2.3	NPC-Bereich Netzrisiko	244
7.2.4	NPC-Bereich Netzsubstanz	247
7.2.5	NPC-Bereich Versorgungsqualität	248
7.3	Finanzdaten börsennotierter Stromübertragungsnetzbetreiber	249
7.4	Berechnung des Cash Value Added	249

Zusammenfassung

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich aktuell in einem fundamentalen Wandel durch weltweite Liberalisierungsbestrebungen. Zentrale Merkmale des generellen Liberalisierungspfades sind die Abspaltung des Netzgeschäftes aus der integrierten Wertschöpfungskette der etablierten Stromversorgungsunternehmen bzw. ehemaligen Monopolisten – das so genannte „Unbundling“ – und die Einführung von regulatorischen Effizienzvorgaben für die Netznutzungsentgelte – die so genannte „Anreizregulierung“. Für das bislang wenig anspruchsvolle Performance Management im natürlichen Monopolbereich des Netzgeschäftes bedeuten diese Entwicklungen eine erhebliche Steigerung der Anforderungen. Erste Erfahrungen mit Unbundling und Anreizregulierung aus Großbritannien zeigen zum Beispiel, dass den neuen Rahmenbedingungen häufig nur mit einem übermäßigen Substanzverzehr der Netzinfrastruktur begegnet werden konnte.

Die vorliegende Arbeit entwickelt ein Konzept für das Management eines eigenständigen Stromverteilungsnetzgeschäftes im Rahmen einer Anreizregulierung mit vorgegebenen Erlösgrenzen. Es wurde ein Framework für eine möglichst umfassende, aber auch verständliche Beurteilung und Steuerung der unternehmerischen Performance der Netzinfrastruktur geschaffen. Kern des Frameworks ist ein Netz-Performance Cockpit (NPC), das aus der Perspektive des Asset Managements eine integrierte Gesamtbetrachtung der wesentlichen Performancebereiche des Netzgeschäftes ermöglicht. Aus Sicht der Asset Owner können mit dem NPC insbesondere die technischen Restriktionen des Stromnetzgeschäftes wie die Begrenzung des aktuellen Störungsrisikos und die Sicherstellung der langfristigen Versorgungsqualität auch für branchenfremde Finanzanalysten nachvollziehbar dargestellt werden. Die konkrete Ausgestaltung des Performance Managements auf Basis des NPCs wird durch das im Rahmen der Arbeit durchgängig verwendete Fallbeispiel „City-Network“ veranschaulicht.

Die praktische Relevanz und Einsatzfähigkeit der konzeptionellen Ansätze dieser Arbeit wurden durch Praxisinterviews bei 15 Energieversorgungsunternehmen und 7 Unternehmensberatungen unterstützt.

Abstract

The electricity industry is currently experiencing a fundamental change caused by worldwide liberalization efforts. The separation of the grid business from the integrated value chain of the incumbent utilities or former monopolists – the so called “unbundling” – and the introduction of regulatory efficiency targets for grid fees – the so called “incentive regulation” – are central characteristics of the general liberalization path. These developments substantially increase the requirements for the so far little ambitious performance management of the naturally monopolistic network business. Initial experiences with unbundling and incentive regulation in Great Britain show for example that the new regulatory framework could in many cases only be mastered with an excessive depletion of network infrastructure assets.

This thesis develops a concept for the management of a stand-alone electricity distribution business within an incentive regulation. A network infrastructure management framework for a comprehensive and understandable evaluation and steering of the business performance of network infrastructure was generated. Core of the framework is a Network Performance Cockpit (NPC), which enables an integrated reflection of the substantial performance areas of the network business from an asset manager perspective. From an asset owner’s view, complex technical business restrictions, i.e. the current breakdown risk or long-term quality of supply constraints, can be comprehensibly represented for financial analysts of other non-industry experts. The concrete application of the NPC is illustrated by the case study “City-Network” that is consistently used in the context of this thesis.

The practical relevance and feasibility of the methods and approaches of this thesis are supported by expert interviews with 15 utility companies and 7 management consulting companies.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Durchschnittliche jährliche Infrastrukturinvestitionen weltweit 2000–2030 (geschätzte Neu- und Ersatzinvestitionen)	1
Abb. 2: Zusammenfassung der Problemstellung	2
Abb. 3: Mögliche Ausprägungen des Unbundling	4
Abb. 4: Prinzipdarstellung zur Einführung der Anreizregulierung	5
Abb. 5: Struktur der Arbeit	8
Abb. 6: Teilnehmende Unternehmen und Inhalte der Praxisinterviews	10
Abb. 7: Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft	14
Abb. 8: Kapitalbindung im Stromnetzgeschäft am Beispiel EDF	16
Abb. 9: Genereller Liberalisierungspfad der Elektrizitätswirtschaft	17
Abb. 10: Liberalisierungsfortschritt im internationalen Vergleich	20
Abb. 11: Internationaler Vergleich der Zusammensetzung von Strompreisen	21
Abb. 12: Internationaler Vergleich der Netzzuverlässigkeit (Durchschnittliche Netzausfallzeiten in min/Kunde)	22
Abb. 13: Grundlegende Szenarien der Anreizregulierung	23
Abb. 14: Prinzipdarstellung Building Block-Ansatz am Beispiel UK	24
Abb. 15: Beispielauszug revenue allowance UK (regulation period 2005–2010)	25
Abb. 16: Geplanter Start der Anreizregulierung in Deutschland (Prinzipdarstellung)	27
Abb. 17: Rechenbeispiel zur Anreizregulierung in Deutschland	30
Abb. 18: Kursentwicklung ausgewählter europäischer Stromnetzbetreiber	32
Abb. 19: Renditekennzahlen ausgewählter europäischer Stromnetzbetreiber	33
Abb. 20: Valuation Ratios ausgewählter europäischer Stromnetzbetreiber	33
Abb. 21: Entwicklung der Organisation des Stromverteilungsnetzgeschäftes	34
Abb. 22: Organisationsebenen von Stromnetzbetreibern	35
Abb. 23: Organisationsstruktur Rheinische NETZGesellschaft mbh	36
Abb. 24: Segmentierungsebenen der internen Steuerung	38
Abb. 25: Netzsegmentierung am Beispiel RWE	43
Abb. 26: Beispiel zur Strukturierung der Serviceprozesse	44
Abb. 27: Aktuelle Herausforderungen von Stromnetzbetreibern	45
Abb. 28: Prinzipdarstellung zum Investitionszyklus der Netzinfrastruktur in Europa	46
Abb. 29: Hierarchy of accounting qualities gemäß SFAC 2 des FASB	53
Abb. 30: Zusammenfassung besondere Konzeptanforderungen	60
Abb. 31: Ergebnisbeispiel einer Zuverlässigkeitsanalyse für ein 110 KV-Modellnetz	69

Abb. 32: Überblick Instandhaltungskonzepte im Stromnetzgeschäft	71
Abb. 33: Prinzipdarstellung zur Reliability Centered Maintenance	74
Abb. 34: Simulationsbeispiel strategische Asset-Planung	76
Abb. 35: Beispiel einer Lebenszyklus-orientierten Anlagenkostengliederung . .	78
Abb. 36: Beispiel zur Strukturierung des Leistungsprogramms von Stromnetzbetreibern	79
Abb. 37: Beispiel zum Grundaufbau von regulatorischen Finanzmodellen	80
Abb. 38: Überblick Netzinfrastuktur-Management-Framework	84
Abb. 39: Unternehmensleitbild im NIM-Framework	87
Abb. 40: Wesentliche Bestandteile eines Leitbildes für das Strom- bzw. Gasnetzgeschäft	89
Abb. 41: Abgrenzung Netz-Strategy Map im NIM-Framework	91
Abb. 42: Wirtschaftliche Grundausrichtungen des Stromnetzgeschäftes	92
Abb. 43: Netz-Strategy Map	94
Abb. 44: Zuordnung der strategischen Ziele zu Organisationsebenen	99
Abb. 45: Beispiele für mögliche Ziele je Organisationseinheit	101
Abb. 46: Aufbau Netz-Performance Cockpit	103
Abb. 47: Detaillierungsstufen des Netz-Performance Cockpits	104
Abb. 48: Netz-Performance-Cockpit – Management-Cockpit	105
Abb. 49: Performance-Bereich Finanzresultate im NPC	106
Abb. 50: Unternehmensbewertungskonzeptionen	107
Abb. 51: Unternehmensbewertung von Stromnetzbetreibern auf Basis des Discounted Economic Profit	112
Abb. 52: Bilanzen City-Network	113
Abb. 53: Zusammensetzung der Net Operating Assets (Beispiel City-Network)	115
Abb. 54: Prognose des künftigen Reinvestitionsbedarfes (Beispiel City-Network)	118
Abb. 55: Methodik zur Festlegung der NOA für den Fortführungszeitraum (nicht maßstäblich)	120
Abb. 56: Prognose Erfolgsrechnung (Beispiel City-Network)	124
Abb. 57: Unternehmensbewertung von Stromnetzbetreibern auf Basis des Discounted Free Cash Flow	130
Abb. 58: Total Cash Flow-Entwicklung City-Network	132
Abb. 59: Vergleich von DCF-basiertem Unternehmenswert und Substanzwert (Beispiel City-Network)	134
Abb. 60: Finanzielle und operative Werttreiber im Stromnetzgeschäft	137
Abb. 61: Dimensionen der Ressourcenallokation	139
Abb. 62: Sensitivitätsanalyse von EP und Unternehmenswert (Beispiel City-Network)	142
Abb. 63: NPC-Detaillierungsbereich Finanzresultate – Gesamtnetz (Beispiel City-Network)	146

Abb. 64: Analyse der langfristigen NOA- und EP-Entwicklung (Beispiel City-Network)	147
Abb. 65: Performance-Bereich Kosteneffizienz im NPC	149
Abb. 66: Ermittlung des Effizienzwertes von Stromnetzbetreibern	151
Abb. 67: Prinzipdarstellung zur Data Envelopment Analysis	152
Abb. 68: Kosteneffizienz österreichischer Stromnetzbetreiber	154
Abb. 69: NPC-Detaillierungsbereich Gesamtkosteneffizienz	155
Abb. 70: NPC-Detaillierungsbereich OPEX-Effizienz	157
Abb. 71: Performance-Bereich Netzrisiko im NPC	159
Abb. 72: Bereiche des Enterprise Risk Managements im Stromnetzgeschäft . . .	160
Abb. 73: Vorgehensweise Netzrisikomanagement	162
Abb. 74: Ausgestaltungsbeispiel einer Risikomatrix	166
Abb. 75: Anwendungsbeispiel zur risikobasierten Budgetplanung	169
Abb. 76: Beispiel zur Berechnung des Economic Profit at Risk	170
Abb. 77: NPC-Detaillierungsbereich Netzrisiko	172
Abb. 78: Performance-Bereich Netzsubstanz im NPC	175
Abb. 79: Regelkreislauf der Restlebenserwartung von Einzelbetriebsmitteln (Prinzipdarstellung)	176
Abb. 80: Entwicklung der Betriebsmittelsubstanz aus Gesamtunternehmenssicht (Prinzipdarstellung)	177
Abb. 81: Anwendungsbeispiel zur Analyse der Netzsubstanzentwicklung	178
Abb. 82: NPC-Detaillierungsbereich Netzsubstanz	180
Abb. 83: Performance-Bereich Versorgungsqualität im NPC	182
Abb. 84: SAIFI- und SAIDI-Werte in ausgewählten europäischen Ländern (ungeplante Versorgungsunterbrechungen)	183
Abb. 85: Bandbreiten der Kenngröße SAIDI in unterschiedlichen Netzstrukturen	185
Abb. 86: Servicequalitätsstandards in Großbritannien (Auszug)	187
Abb. 87: NPC-Detaillierungsbereich Versorgungsqualität	189
Abb. 88: NPC-Teilnetzcockpit (am Beispiel Teilnetz C City-Network)	193
Abb. 89: Konzessionsportfolioanalyse (Prinzipdarstellung)	194
Abb. 90: Detailcockpit Konzessionsportfolioanalyse (am Beispiel Teilnetz C City-Network)	195
Abb. 91: Wesentliche Abhängigkeiten innerhalb des Netz-Performance Cockpits	197
Abb. 92: Netz-Performance Cockpit – Management-Cockpit	198
Abb. 93: Erfolgsrechnung (Detaillierungsbereich Finanzresultate)	198
Abb. 94: CAPEX-Entwicklung (Detaillierungsbereich Finanzresultate)	198
Abb. 95: Entwicklung Net Operating Assets (Detaillierungsbereich Finanzresultate)	200

Abb. 96: Regulatorischer Effizienzwert City-Network (Detaillierungsbereich Gesamtkosteneffizienz)	201
Abb. 97: Vorschlag zur Abstimmung der NPC-Performance-Bereiche im Rahmen der Budgetierung (Prinzipdarstellung)	204
Abb. 98: Allgemeine und besondere Konzeptanforderungen an das Netzinfrastruktur-Management in der Elektrizitätswirtschaft	206

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Kostenverrechnung auf Spannungsebenen (Beispiel City-Network für das Jahr 2006)	40
Tab. 2: Beispiel zur Betriebsmittelgruppierung im Verteilungsnetzbereich ...	42
Tab. 3: Auszug aus einem Beurteilungsbogen für den Zustand eines Mittelspannungsleistungsschalters	73
Tab. 4: Bilanz City-Network zum 31. 12. 2007	114
Tab. 5: Auszug eines technischen Anlagenregisters (Beispiel City-Network) .	117
Tab. 6: Stromnetzspezifische Erfolgsrechnung nach Umsatzkostenverfahren (Beispiel City-Network)	121
Tab. 7: Bestimmung der Abschreibungen für den Fortführungszeitraum (Beispiel City-Network)	123
Tab. 8: Kapitalkostensätze ausgewählter Energiekonzerne	126
Tab. 9: Berechnung des Economic Profit (Beispiel City-Network)	127
Tab. 10: Ermittlung des Discounted EP (Beispiel City-Network)	128
Tab. 11: Cash Flow-Rechnung City-Network 2007	131
Tab. 12: Ermittlung des adjustierten Free Cash Flow (Beispiel City-Network) .	132
Tab. 13: Clean Surplus Accounting (Beispiel City-Network)	133
Tab. 14: Ermittlung des Discounted Free Cash Flow (Beispiel City-Network) .	134
Tab. 15: Netzrisikokategorien	163
Tab. 16: Spannungsqualität an einem Umspannungswerk im Vergleich zur Europa-Norm DIN EU 50160	186

Abkürzungsverzeichnis

AK/HK	Anschaffungs-/Herstellungskosten
ASB	Accounting Standards Board
BCF	Brutto Cash Flow
BIB	Brutto-Investitionsbasis
bspw.	beispielsweise
bzgl.	bezüglich
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsauszahlungen)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
CFROI	Cash Flow Return on Investment
CVA	Cash Value Added
DEA	Data Envelopment Analysis
DCF	Discounted Cash Flow
DCVA	Discounted Cash Value Added
EAT	Earnings after Taxes
EBIAT	Earnings before Interest after Taxes
EBIT	Earnings before Interest and Taxes
EBITDA	Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EK	Eigenkapital
EP	Economic Profit
ERM	Enterprise Risk Management
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
evtl.	eventuell
FASB	Financial Accounting Standards Board
FCF	Free Cash Flow
ff.	folgende
FK	Fremdkapital
GDP	Gross Domestic Product (Bruttoinlandsprodukt)
ggf.	gegebenenfalls
grds.	grundsätzlich
HS	Hochspannung
IASB	International Accounting Standards Board
ICF	Investiver Cash Flow
i. d. R.	in der Regel
IPO	Initial Public Offering

IRR	Internal Rate of Return
KV	Kilovolt
MS	Mittelspannung
MVA	MegaVoltAmpere
MWH	Megawattstunden
NIM	Netzinfrastruktur-Management
NOA	Net Operating Assets
NPC	Network Performance Cockpit
NPM	Network Performance Management
NS	Niederspannung
NSM	Network Strategy Map
OCF	Operativer Cash Flow
OFGEM	The Office of Gas and Electricity Markets
o. g.	oben genannt
OPEX	Operating Expenditures (Kosten der operativen Geschäftstätigkeit exklusive Abschreibungen; z.B. Personal-, Material- und Dienstleistungskosten)
PAS	Publicly available Specification
PPI	Public Private Infrastructure
PSERC	Power Systems Engineering Research Center
RAV	Regulated Asset Value
RCN	Replacement Cost New (Wiederbeschaffungskosten zum Tagesneuwert)
REVU	Regionalversorgungsunternehmen
RIMAP	Risk-based inspection and maintenance procedures for european industries
ROE	Return on Equity
RONOA	Return on Net Operating Assets
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SFAC	Statement on Financial Accounting Concepts
sog.	so genannte
SST	Schaltstation
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TOTEX	Total Expenditure bzw. Gesamtkosten (OPEX zzgl. Abschreibungen und Gesamtkapitalkosten)
u. a.	unter anderem
UK	United Kingdom
USPG	Umspannung
u. U.	unter Umständen

v. a.	vor allem
VaR	Value at Risk
VBM	Value Based Management
vgl.	vergleiche
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WBW	Wiederbeschaffungswert
WEA	Windenergieanlage
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
zzgl.	zuzüglich

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Die Elektrizitätsversorgung ist eine der wichtigsten und kapitalintensivsten Infrastrukturen einer entwickelten Volkswirtschaft. Aufgrund der mangelnden Substituierbarkeit des Gutes Strom bestimmen die Sicherheit und die Kosten der Elektrizitätsversorgung das wirtschaftliche und gesellschaftliche Geschehen eines Landes maßgeblich mit.¹ Hinsichtlich der Sicherstellung einer funktionierenden und günstigen Elektrizitätsversorgung kommt dabei neben den Stromerzeugungsanlagen vor allem der Netzinfrasturktur eine zentrale Bedeutung zu.

Weltweit belaufen sich die durchschnittlichen jährlichen Investitionen für Stromnetze nach einer OECD-Schätzung aktuell auf ca. 127 Mrd. US-\$. Sie werden sich in den nächsten Jahren auf bis zu 241 Mrd. US-\$ im Zeitraum 2020–2030 verdoppeln. Die Stromnetzinfrasturktur bildet diesbezüglich – neben dem Bereich Wassernetz – den am stärksten wachsenden großen Infrastruktursektor (siehe Abb. 1).

Derzeit vollzieht sich insbesondere in Europa ein fundamentaler Wandel des Stromnetzgeschäftes, dem im Rahmen dieser Arbeit zwei wesentliche Entwicklun-

Netzinfrastrukturtyp	2000–2010 (Mrd. US-\$)	Anteil am World-GDP (%)	2010–2020 (Mrd. US-\$)	Anteil am World-GDP (%)	2020–2030 (Mrd. US-\$)	Anteil am World-GDP (%)
Elektrizität	127	0,22	180	0,24	241	0,24
Schiene	49	0,09	54	0,07	58	0,06
Straße	220	0,38	245	0,32	292	0,29
Telekommunikation	654	1,14	646	0,85	171	0,17
Wasser	576	1,01	772	1,01	1.037	1,03

Abb. 1: Durchschnittliche jährliche Infrastrukturinvestitionen weltweit 2000–2030 (geschätzte Neu- und Ersatzinvestitionen)²

¹ Zum Beispiel werden die volkswirtschaftlichen Kosten des großen Blackouts in Nordamerika am 14. August 2003, der über 50 Millionen Menschen bis zu 2 Tage von der Elektrizitätsversorgung abschnitt, auf 4,5 bis 8,2 Milliarden US-Dollar geschätzt, die sich im Wesentlichen aus entgangenen Unternehmenseinnahmen und Löhnen, Kosten durch verdorbene Produkte, direkten Schadenkosten der Versorgungsunternehmen und zusätzlichen Staatskosten zusammensetzen (vgl. ANDERSON et al. (2003).

² Vgl. Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) (2006), S. 29.

gen zugeschrieben werden: das Unbundling der Utility-Wertschöpfungskette sowie die Einführung einer Anreizregulierung für die Netzerlöse (siehe Abb. 2).

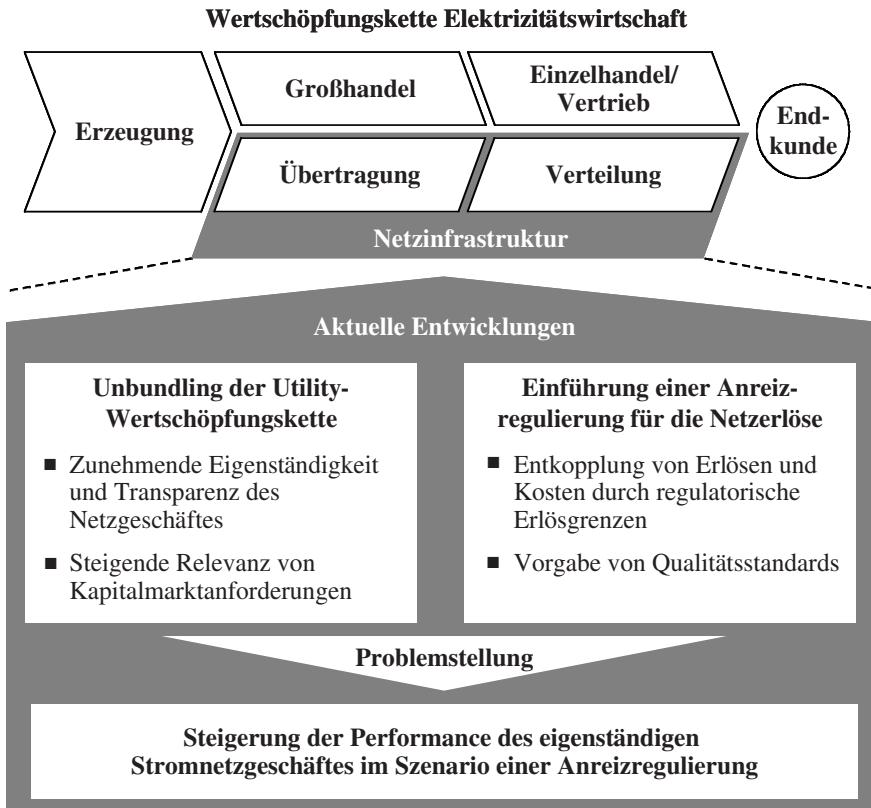


Abb. 2: Zusammenfassung der Problemstellung

Der Begriff „**Unbundling**“ umfasst die gesetzlich vorgeschriebene Abspaltung der Netzinfrastruktur aus der bis dahin stark integrierten Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft.³ Dieses wurde aus Sicht der Gesetzgeber erforderlich, weil die ehemaligen Monopolisten wie EDF (Frankreich), E.ON, RWE oder ENBW (Deutschland), Endesa (Spanien) oder Enel (Italien) nach der Öffnung des Endkundenmarktes für neue Wettbewerber aufgrund des in ihrem Besitz befindlichen Stromnetzes einen strukturellen Wettbewerbsvorteil besaßen. Durch die Kontrolle des Stromdurchleitungsweges zum Endkunden konnten z.B. die Kosten für die Netz-

³ Vgl. MEISTER (2007), S. 270.

nutzung so gestaltet werden, dass die verbleibende mögliche Marge für neue Stromanbieter zu gering für einen ernsthaften Geschäftsaufbau war.⁴ Darüber hinaus hatten die ehemaligen Monopolisten über die für sie verfügbaren Netzdaten gegenüber neuen Wettbewerbern Informationsvorsprünge im Bereich Kundenakquise und -betreuung. Aus Sicht der etablierten Stromversorger konnte der natürliche Monopolbereich der Netzes daher als ein „Herzstück“ ihrer Wertschöpfungskette betrachtet werden, das nach dem Start der Marktliberalisierung im Rahmen einer verflochtenen Utility-Wertschöpfungskette einen wirksamen Schutz gegen neue Wettbewerber im Endkundenmarkt bot.⁵

Mit dem gesetzlich vorgeschriebenen Unbundling verfolgen die zuständigen Regulierungsbehörden das Ziel, wettbewerbswidrige Synergieeffekte durch die gemeinsame Kontrolle von Netzinfrastruktur und übrigen Utility-Wertschöpfungsstufen zu eliminieren.⁶ Bezüglich des vorgeschriebenen Umfangs des Unbundling können prinzipiell fünf verschiedene Unbundlingstufen unterschieden werden (siehe Abb. 3). In den EU-Staaten wird diesbezüglich die Stufe des Legal Unbundling für die betreffenden Netzbetreiber verbindlich vorgegeben.⁷ In der Schweiz ist das Unbundling erst seit neuester Zeit geregelt. Gemäß dem per 1. Januar 2008 in Kraft gesetzten Schweizer Stromversorgungsgesetz (StromVG) muss der Verteilnetzbereich in Schweizer Elektrizitätsversorgungsunternehmen buchhalterisch und informatorisch von den übrigen Wertschöpfungsstufen getrennt werden.⁸

Im Rahmen eines fortgeschrittenen Unbundling wie dem für die EU vorgesehenen Legal Unbundling bildet die Netzinfrastruktur künftig einen eigenständigen Geschäftsbereich innerhalb der Utility-Wertschöpfungskette, dessen finanzielle Performance zunehmend transparenter wird. Für das Management eines solchen neu defi-

⁴ Möglichkeiten zur Kostengestaltung ergaben sich z. B. durch die überproportionale Verrechnung von Vertriebsgemeinkosten in die Netznutzungsentgelte für das Stromverteilungsnetz. In diesem Fall würden neue Wettbewerber den Vertrieb des ehemaligen Monopolisten über die Netznutzungsentgelte mitfinanzieren.

⁵ Zur näheren Erläuterung des allgemeinen Liberalisierungspfades der Elektrizitätswirtschaft siehe Abschnitt 2.2.

⁶ Vgl. MEISTER (2007), S. 270.

⁷ Für die Staaten der europäischen Union ist das Unbundling durch die EU-Richtlinie 2003/54/EG geregelt. Die Anforderung des Unbundling ist in der EU-Richtlinie z. B. für Verteilungsnetzbetreiber in Artikel 15 Absatz 1 wie folgt verfasst: „Gehört der Verteilernetzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen. Diese Bestimmungen begründen keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten des Verteilernetzes vorzunehmen.“

⁸ Vgl. StromVG vom 23. 3. 2007 (Stand 1. 1. 2008), Art. 10 (Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (2007)).

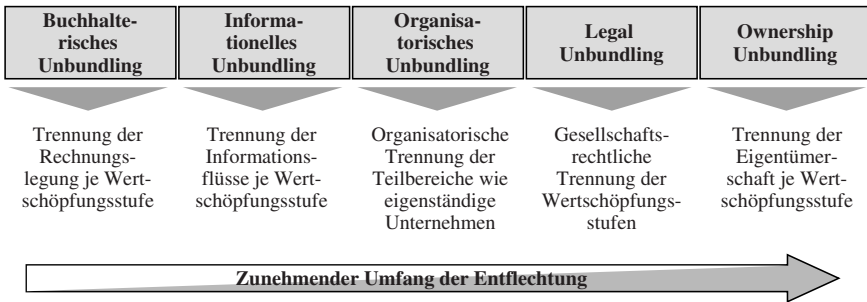


Abb. 3: Mögliche Ausprägungen des Unbundling⁹

nierten Geschäftsbereiches bedeutet dies die Herausforderung, die Anforderungen von Anteilseignern und Fremdkapitalgebern künftig ohne den bisherigen „Deckmantel“ wertschöpfungskettenübergreifender Synergien eigenständig zu erfüllen.

Die zweite fundamentale Veränderung im Stromnetzgeschäft umfasst die Einführung einer **Anreizregulierung** für die Netzerlöse.¹⁰ Diese hat den Hintergrund, dass die Netzentgelte aufgrund des fehlenden Wettbewerbs im natürlichen Monopolbereich des Netzes traditionell im Rahmen einer klassischen Zuschlagskalkulation auf Basis der unternehmensindividuellen Kosten ermittelt wurden.¹¹ Dieses „Cost Plus“-Modell der Entgeltkalkulation liefert allerdings keinen finanziellen Anreiz für Effizienzsteigerungsmaßnahmen wie die Optimierung von Instandhaltungszyklen oder technische Innovationen im Anlagenbereich. Im Gegenteil, hier basieren Gewinne aufgrund der Zuschlagskalkulation gerade auf einem hohen Kostenniveau. Um auch im natürlichen Monopolbereich des Netzes einen Kostendruck zu Gunsten verbraucherfreundlicher Netznutzungsentgelte zu erzeugen, werden im Rahmen der Anreizregulierung Erlösgrenzen bzw. Revenue Caps vorgegeben, die zu einer Budgetbegrenzung für Stromnetzbetreiber führen (siehe Abb. 4).¹²

⁹ In Anlehnung an SEIFERTH et al. (2003), S. 225; MEISTER (2007), S. 270.

¹⁰ Die Einführung einer Anreizregulierung bezieht sich in den EU-Staaten auf die Sicherstellung der Erfüllung der in Artikel 14 Absatz 1 definierten Aufgabe eines Verteilnetzbetreibers, „ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz“ zu unterhalten (vgl. Europäische Union (2003)). In der Schweiz existieren nach aktuellem Kenntnisstand bisher noch keine expliziten Regelungen bezüglich einer Anreizregulierung.

¹¹ Zum Beispiel werden die Stromnetzentgelte in Deutschland gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) 2005 aus den jährlichen netzbezogenen Kosten einschließlich Fremdkapitalzinsen und kalkulatorischen Steuern zuzüglich eines festen Gewinnzuschlages auf Basis des investierten Eigenkapitals ermittelt (vgl. Bundesministerium der Justiz (2005)), § 17 Ermittlung der Netzentgelte.

¹² Zur näheren Erläuterung konkreter Ausgestaltungsformen der Anreizregulierung siehe Abschnitt 2.3.

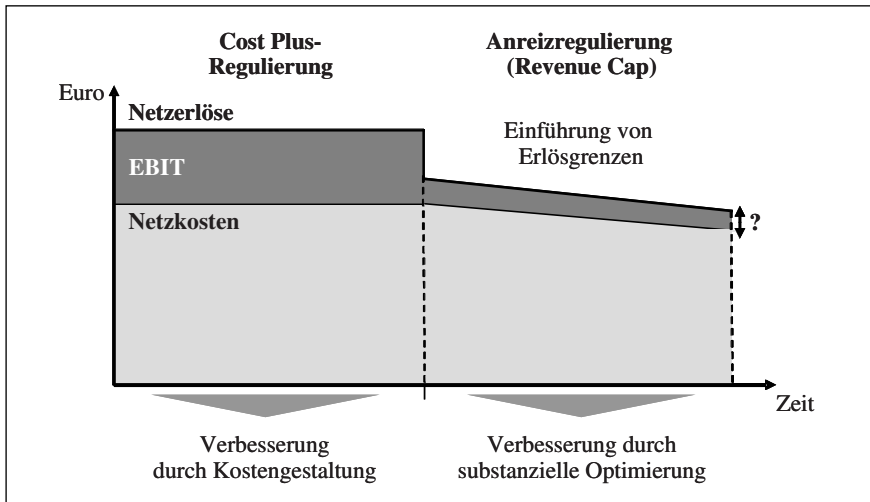


Abb. 4: Prinzipdarstellung zur Einführung der Anreizregulierung

Durch den Übergang von der Cost Plus- zur Anreizregulierung geht das Stromnetzgeschäft von einer Situation mit prinzipiell nicht knappen Ressourcen in eine Situation mit knappen Ressourcen über, wodurch sich die Managementkomplexität erheblich erhöht. Während für das Stromnetzgeschäft in der Cost Plus-Regulierung aufgrund gesicherter Gewinne keine Notwendigkeit für Innovationen im Performance Management bestand, wird durch die Einführung der Anreizregulierung eine Neudefinition von Geschäftsmodellen, Steuerungskonzepten und Führungsprozessen erforderlich.

Das Unbundling der Utility-Wertschöpfungskette und die Einführung der Anreizregulierung führen somit zu erheblich gestiegenen Anforderungen an das Netzinfrastruktur-Management in der Elektrizitätswirtschaft. Erste Erfahrungen mit Unbundling und Anreizregulierung aus Großbritannien zeigen zum Beispiel, dass dem entstandenen Performancedruck häufig nur durch einen übermäßiger Substanzverzehr der Netzinfrastruktur begegnet werden konnte.¹³

Der dargestellte fundamentale Wandel des Stromnetzgeschäftes und seine Konsequenzen für die Netzsteuerung führen zu der Frage, wie ein eigenständiges Netzinfrastruktur-Management in der Elektrizitätswirtschaft im Szenario einer Anreizregulierung mit vorgegebenen Erlösgrenzen künftig ausgestaltet werden sollte.

¹³ Zum Beispiel räumte die UK-Regulierungsbehörde OfGEM für die aktuelle Regulierungsperiode 2006–2010 aufgrund aufgestauter Erneuerungsinvestitionen aus den Vorperioden eine durchschnittliche Erhöhung der CAPEX-Budgets um ca. 50% ein. Vgl. EVELEIGH (2005), S. 13.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Netzinfrastuktur-Management (NIM)-Frameworks für eine integrierte Beurteilung und Steuerung der Performance des Stromnetzgeschäftes nach Umsetzung des Unbundling und der Anreizregulierung mit vorgegebenen Erlösgrenzen.¹⁴ Die im Rahmen des NIM-Frameworks erarbeiteten Konzepte sollen eine Grundlage dafür geben, wie Stromnetzbetreiber ihre finanzielle Performance hier bei gleichzeitiger Erhaltung einer angemessenen Versorgungsqualität nachhaltig steigern können.

Das Stromnetzgeschäft war in der Vergangenheit nur einem geringen Performance-Druck ausgesetzt und wurde vermutlich aus diesem Grunde in der wissenschaftlichen Diskussion zum Performance Management bislang kaum betrachtet. Durch die vorliegende Arbeit soll diesbezüglich ein spezifischer Beitrag geliefert werden, der auf die besonderen Rahmenbedingungen des Performance Managements im Stromnetzgeschäft wie dem speziellen Entscheidungsspielraum im Rahmen des regulierten natürlichen Monopols oder den zu Grunde liegenden extrem langfristigen Ursache-Wirkungs-Beziehungen eingeht. Die Arbeit richtet sich im Bereich der Wissenschaft daher insbesondere an Leser, die sich für branchenspezifische Weiterentwicklungen des Performance Managements interessieren.

Neben der geschäftsspezifischen Erweiterung der wissenschaftlichen Diskussion zum Performance Management soll das NIM-Framework zudem auch als eine mögliche Grundlage für die praktische Ausgestaltung des Netzinfrastukturmanagements dienen können. Die Arbeit richtet sich vor diesem Hintergrund insbesondere an das Management und die Anteilseigner von Stromnetzbetreibern sowie an interessierte potentielle Investoren. Aus der Perspektive des Managements soll das NIM-Framework dabei eine Fokussierung der internen Steuerung auf die Steigerung des Netzwertes aus Anteilseignersicht ermöglichen. Aus der Perspektive der Anteilseigner sollen mit Hilfe des NIM-Frameworks vor allem die technischen Restriktionen des Stromnetzgeschäftes wie die Begrenzung des aktuellen Störungsrisikos und die Sicherstellung der langfristigen Versorgungsqualität auch für branchenfremde Finanzanalysten nachvollziehbar dargestellt werden können. Als erweiterter Adressatenkreis in der Praxis werden zudem die weiteren Stakeholder des Stromnetzgeschäftes – z. B. der Regulator, Kunden oder Konzessionsgeber – in Betracht gezogen, denen das NIM-Framework eine verbesserte Transparenz der Performance des Stromnetzgeschäftes ermöglichen soll.

Da die spezifischen Wertschöpfungsstufen des Stromnetzgeschäftes „Stromübertragung“ und „Stromverteilung“ wesentliche Unterschiede hinsichtlich Technik, Kos-

¹⁴ Als zu Grunde liegende Unbundlingstufe wird dabei mindestens von einem organisatorischen Unbundling ausgegangen. Das heißt, dass der Bereich der Netzinfrastuktur als eigenständiges Geschäft innerhalb der Utility-Wertschöpfungskette betrachtet wird.

tenstruktur und Netznutzungskunden aufweisen, wird im Rahmen der Arbeit zur Fokussierung der Untersuchung des Betrachtungsobjektes eingegrenzt. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich diesbezüglich auf das Netzinfrastuktur-Management im Bereich der Stromverteilung, der im Vergleich zur Stromübertragung die bei weitem höhere Kapitalintensität und höhere Anzahl physischer Assets zukommt.¹⁵

1.3 Vorgehensweise

1.3.1 Struktur der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist in drei Hauptkapitel gegliedert (siehe Abb. 5). Im ersten Hauptkapitel (Abschnitt 2) werden zur Vorstellung des Untersuchungsobjektes die Grundlagen und aktuellen Herausforderungen des Netzgeschäftes in der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt. Dazu wird eingangs die Zusammensetzung der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft dargestellt, auf deren Basis im Anschluss die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft erläutert wird. Darauf aufbauend werden die aus dem Liberalisierungspfad resultierenden aktuellen Rahmenbedingungen des Stromnetzgeschäftes vorgestellt. Es wird diesbezüglich zunächst die Methodik der Anreizregulierung erörtert und im Anschluss die Unternehmensstruktur von eigenständigen Stromnetzbetreibern dargelegt. Zum Abschluss des ersten Hauptkapitels werden die aus den aktuellen Rahmenbedingungen resultierenden Herausforderungen für Stromnetzbetreiber auf Basis von Ergebnissen der im Rahmen der Arbeit durchgeführten Praxisinterviews konkretisiert.

Im zweiten Hauptkapitel (Abschnitt 3) wird ein Überblick verschafft über den Status Quo der bereits bestehenden Konzepte für das Netzinfrastuktur-Management. Es werden dafür zunächst die allgemeinen und besonderen Konzeptanforderungen an das Netzinfrastuktur-Management definiert und die diesbezüglichen grundsätzlichen Konzeptgrenzen in Hinblick auf verhaltensbezogene Aspekte im Rahmen des Performance Managements abgegrenzt. Daraufhin werden die bestehenden allgemeinen und geschäftsspezifischen Management-Konzepte für das Netzinfrastuktur-Management in der Elektrizitätswirtschaft überblicksweise vorgestellt und im Rahmen einer abschließenden Beurteilung den definierten Konzeptanforderungen gegenübergestellt.

Aufgrund der aufgezeigten Grenzen der bestehenden Konzepte wird im dritten Hauptkapitel (Abschnitt 4) das Netzinfrastuktur-Management (NIM)-Framework

¹⁵ Zur konkreten Abgrenzung der beiden Wertschöpfungsstufen und näheren Begründung der Eingrenzung siehe Abschnitt 2.1. Falls keine besonderen Hinweise vorliegen, werden die Begriffe Netz, Stromnetz und Stromverteilungsnetz im Rahmen dieser Arbeit synonym verwendet.

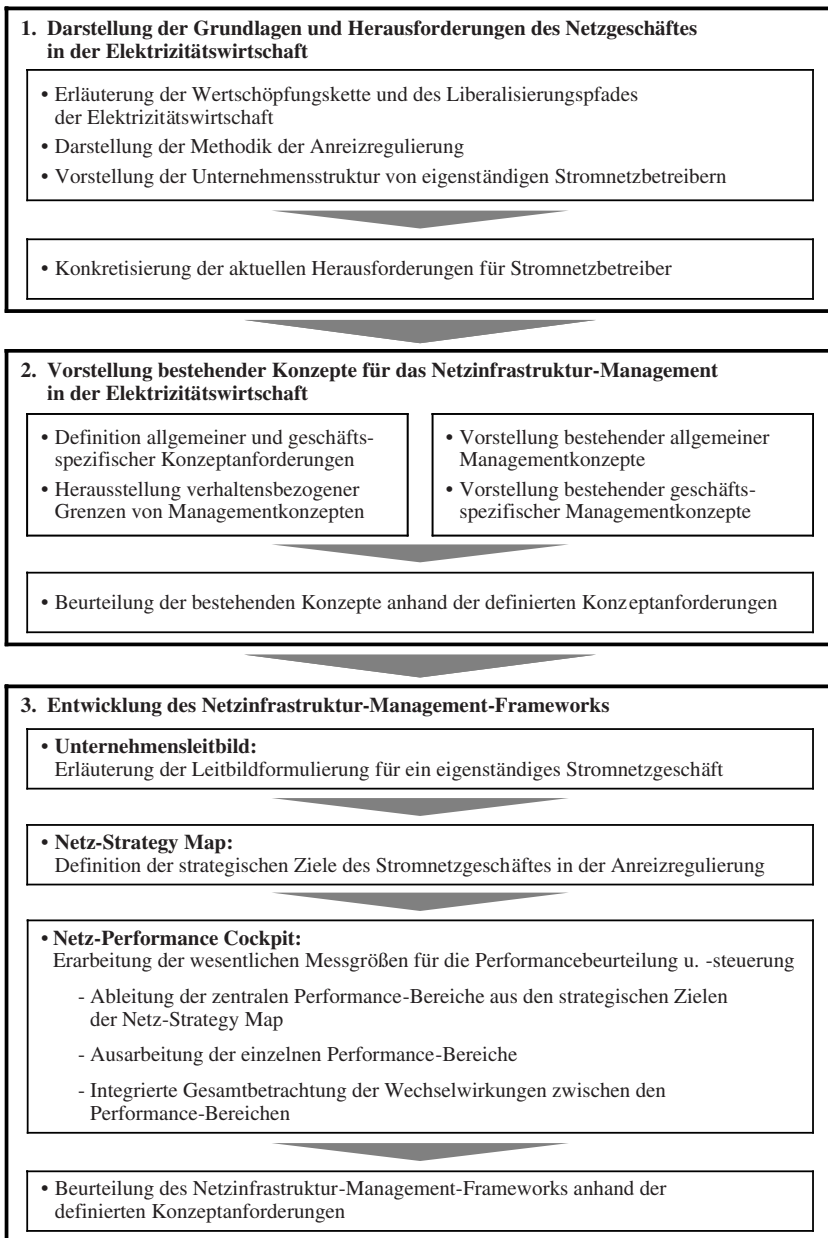


Abb. 5: Struktur der Arbeit